

Effekte von Kapazitätsmechanismen in gekoppelten Strommärkten

Zur Erlangung des akademischen Grades eines
Doktors der Wirtschaftswissenschaften

(Dr. rer. pol.)

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

genehmigte

DISSERTATION

von

Florian Zimmermann, M.Sc.

Tag der mündlichen Prüfung: 28. April 2023
Referent: Prof. Dr. Wolf Fichtner
Korreferent: Prof. Dr. Dominik Möst

Danksagung

Diese Dissertation entstand während meiner Zeit am Lehrstuhl für Energiewirtschaft des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT). Die Unterstützung, die ich bei der Erstellung von verschiedenen Seiten erhalten habe, war entscheidend für den Abschluss dieses Werks. Deshalb möchte ich die Gelegenheit nutzen, mich auf diesem Wege bei einigen Menschen zu bedanken.

Zunächst möchte ich mich ganz besonders bei meinem Doktorvater Prof. Dr. Wolf Fichtner bedanken. Seine Expertise, Erfahrung und stetige Bereitschaft für konstruktive Diskussionen waren ein unschätzbare Rückhalt und fortwährender Wegweiser während meiner Promotion. Darüber hinaus möchte ich Prof. Dr. Dominik Möst für die Übernahme des Korreferats danken. Und natürlich möchte ich auch Prof. Dr. Kay Mitusch und Prof. Dr. Oliver Grothe danken, dass sie Teil meines Prüfungskomitees waren.

Für die Anregungen und Ratschläge meines langjährigen Gruppenleiters Prof. Dr. Dogan Keles bin ich ebenfalls äußerst dankbar. Gleichmaßen danke ich all meinen Kolleginnen und Kollegen am IIP sowie meinen Co-Autorinnen und Co-Autoren. Die fachlichen Ratschläge, kontroversen Diskussionen, gemeinsamen Mittagessen und freundschaftlichen Gespräche mit Andreas, Anthony, Axel, Christian, Christoph, Daniel, Elias, Emil, Farnaz, Fritz, Hans, Joris, Julia, Julius, Katrin, Kim, Manuel, Markus, Massimo, Max, Nina, Rafael, Robert, Steffi, Thorben, Thorsten, Tim, Ümit, Uwe und Viktor waren immer willkommen und haben mir in vielerlei Hinsicht bei dieser Arbeit geholfen.

Darüber hinaus war es mir am Lehrstuhl möglich in verschiedenen spannenden Forschungsprojekten einen Beitrag zur Wissenschaft zu leisten sowie mit vielen motivierten Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftlern zusammenzuarbeiten. Diese Projekte wurden unter anderem durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz oder das Schweizer Bundesamt für Energie finanziell gefördert. Auch dafür möchte ich mich bedanken.

Auf persönlicher Ebene hat die ununterbrochene Unterstützung meiner Familie und meiner Freunde einen erheblichen Unterschied gemacht. Die Hilfsbereitschaft und Ermutigungen sowie der notwendige Blick von außen waren unglaublich wertvoll.

Abschließend möchte ich noch all jenen danken, die direkt oder indirekt zu dieser Arbeit beigetragen haben und an dieser Stelle versehentlich unerwähnt bleiben. Jede Kritik, jedes Lob und jede Diskussion haben diese Dissertation bereichert. Dankeschön!

Karlsruhe, im November 2023
Florian Zimmermann

Zusammenfassung

Das Ziel der Europäischen Union einen einheitlichen Binnenmarkt zu etablieren, sorgt u. a. für immer größere Stromhandelskapazitäten zwischen den Mitgliedsstaaten. Darüber hinaus steigt der Anteil der erneuerbaren Energien im Stromsektor weiter an. Neben der Treibhausgasneutralität weisen die erneuerbaren Energien auch sehr geringe variable Betriebskosten auf. Das führt durch den Merit-Order-Effekt zu geringeren Erlösen von disponiblen Kraftwerken. Diese Kraftwerke sind im derzeitigen Stromsystem jedoch weiterhin für eine zuverlässige Versorgung mit Strom notwendig. Um eine hohe Zuverlässigkeit des Stromsystems zu erhalten, können Marktdesigns helfen, die nicht nur den erzeugten Strom, sondern auch die gesicherte Kapazität vergüten und damit für gesicherte Erlöse der disponiblen Kraftwerke sorgen. Im Rahmen dieser Dissertation werden deshalb verschiedene Marktdesigns vorgestellt. Da Marktdesignänderungen meist unilateral erfolgen, können Effekte auf andere Märkte entstehen, die untersucht werden.

Für die Untersuchungen im Rahmen dieser Dissertation wird ein etabliertes agentenbasiertes Strommarkt-Simulationsmodell erweitert und angewendet. Dafür wird der geografische Rahmen des Modells um weitere Märkte ergänzt, sodass nunmehr 16 europäische Länder simuliert werden können. Zudem wird das Modell methodisch durch die Integration einer langfristigen Preisvorhersage weiterentwickelt, die grenzüberschreitende Effekte von implizit gekoppelten Strommärkten für Investitionsentscheidungen berücksichtigt. Darüber hinaus wird eine Methodik zur Bestimmung des stündlichen Einsatzes der saisonalen Speicherwasserkraftwerke in das Modell integriert. Beides wird durch die geografische Erweiterung notwendig, um die regional verbreiteten Erzeugungstechnologien bzw. die Besonderheiten der modellierten Märkte abbilden zu können.

Diese Dissertation beinhaltet vier Fachbeiträge, wovon ein Beitrag die theoretischen Hintergründe der Marktdesigns und speziell Kapazitätsmechanismen beleuchtet. Die verbleibenden drei Beiträge führen jeweils eine Fallstudie mit unterschiedlichem Betrachtungsschwerpunkt (u. a. Analysen von Marktdesignoptionen, Investitionsanreizen oder grenzüberschreitenden Effekten) durch.

Die Ergebnisse zeigen, dass Energy-Only-Märkte (die nur verkaufte Energie vergüten) effizient hinsichtlich der kurzfristigen Ressourcenallokation (Kraftwerkseinsatz) funktionieren, jedoch langfristig Knappheitssignale für Investitionsanreize notwendig, aber unsicher sind. Deshalb sind Kapazitätsmärkte langfristig vorteilhafter, da sie für kontinuierliche Investitionen zur Gewährung der Angemessenheit der Erzeugungskapazitäten sorgen. Hinsichtlich der Angemessenheit der Erzeugungskapazitäten kann im Energy-Only-Markt die Implementierung einer strategischen Reserve kurz- bis mittelfristig Abhilfe schaffen, jedoch ist die Reserve langfristig eher ineffizient. Das Marktdesign und die (daraus folgenden) Investitionen können darüber hinaus langfristige grenzüberschreitende Effekte in anderen Ländern hervorrufen. Ein Kapazitätsmarkt in einem Land kann zu sinkenden Preisen am Stromgroßhandel und damit zu unrentablen Kraftwerken in benachbarten

gekoppelten Marktgebieten führen, weshalb eher Kraftwerke in Ländern mit Kapazitätsmarkt angereizt werden. Jedoch scheinen mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien in Europa Abhängigkeiten von einzelnen großen Strommärkten, insbesondere bzgl. Preiskorrelationen, abzunehmen.

Abstract

The European Union's aim of establishing a single internal market leads to increasing electricity trading capacities between the member states. Furthermore, the share of renewable energy sources in the electricity sector continues to grow. Besides their greenhouse gas neutrality, renewable energies also have low variable operating costs. Due to the merit order effect, these low costs lead to lower revenues for dispatchable power plants. However, dispatchable power plants remain necessary for a reliable supply in today's electricity system. In order to maintain the reliability of the electricity system, market design mechanisms can help not only remunerate the generated electricity but also the secured capacity and thus ensure revenues for the dispatchable power plants. This dissertation, therefore, presents various market designs. As market design changes are usually unilateral, effects on other markets can arise, which are examined.

An established agent-based electricity market simulation model is extended and applied for the investigations in this dissertation. For this purpose, the geographical framework of the model is enlarged so that 16 European countries can be simulated. In addition, the model is methodologically improved by integrating a long-term price forecast that considers the cross-border effects of implicitly coupled electricity markets for investment decisions. Furthermore, a methodology for determining the hourly dispatch of seasonal storage hydropower plants is integrated into the model. Both are necessary due to the geographical expansion in order to be able to represent the regionally deployed generation technologies or the particular characteristics of the modelled markets.

This dissertation contains four articles, of which one article highlights the theoretical background of market designs and capacity remuneration mechanisms. The remaining three contributions each conduct a case study with a different focus (e. g., analyses of market design options, investment incentives, or cross-border effects).

The results show that energy-only markets (in which only the energy sold is remunerated) are efficient in terms of short-term resource allocation (power plant dispatch), but in the long run, scarcity signals are necessary for investment incentives, but the signals' occurrence is uncertain. Therefore, capacity markets are more beneficial in the long run as they foster continuous investment to ensure generation adequacy. Concerning generation adequacy, in the energy-only market, implementing a strategic reserve can help in the short to medium term, but the reserve is rather inefficient in the long term. The market design and the (resulting) investments can also cause long-term cross-border effects in other countries. A capacity market in one country can lead to falling wholesale electricity prices and thus to unprofitable power plants in neighbouring coupled market areas, which is why investments in power plants in countries with capacity markets are more likely to be incentivized. However, with the further expansion of renewable energies in Europe, dependencies on single large electricity markets, especially regarding price correlations, seem to decrease.

Inhaltsverzeichnis

| | |
|--|-------------|
| Danksagung | i |
| Zusammenfassung | iii |
| Abstract | v |
| Abbildungsverzeichnis | xi |
| Tabellenverzeichnis | xiii |
| Abkürzungsverzeichnis | xv |
| | |
| I. Thematische Übersicht | 1 |
| | |
| 1. Einführung in das Forschungsthema | 3 |
| 1.1. Motivation | 3 |
| 1.2. Wissenschaftliche Fragestellungen und Abgrenzung zu anderen Arbeiten | 5 |
| 1.3. Aufbau der Dissertation | 8 |
| | |
| 2. Forschungskontext | 11 |
| 2.1. Angemessenheit der Erzeugungskapazitäten in Stromsystemen | 13 |
| 2.1.1. Herausforderungen in Stromsystemen | 13 |
| 2.1.2. Indikatoren der Zuverlässigkeit eines Stromsystems | 17 |
| 2.2. Rolle des Marktdesigns | 27 |
| 2.2.1. Grad der Integration des Stromhandels | 27 |
| 2.2.2. Produkte des Stromhandels | 29 |
| 2.3. Grenzüberschreitende Wirkung des Marktdesigns | 38 |
| 2.3.1. Engpassmanagement in Stromsystemen | 38 |
| 2.3.2. Kopplung von Großhandelsspotmärkten für Strom | 45 |
| 2.3.3. Langfristige Wirkung der Strommarktkopplung | 48 |
| | |
| 3. Agentenbasierte Strommarkt-Simulation | 51 |
| 3.1. Strommarktmodellierung | 51 |
| 3.2. Agentenbasiertes Strommarkt-Simulationsmodell PowerACE | 53 |
| 3.2.1. Simulation von kurzfristigen Märkten | 54 |
| 3.2.2. Investitionsentscheidungen in agentenbasierten Modellen | 57 |
| 3.2.3. Modellierung von Kapazitätsmechanismen in agentenbasierten Modellen | 60 |

| | | |
|------------|---|------------|
| 3.3. | Modellerweiterungen im Rahmen dieser Dissertation | 62 |
| 3.3.1. | Spotmarktpreisvorhersage zur Bewertung langfristiger Investitionen | 64 |
| 3.3.2. | Einsatzmodellierung von Speicherwasserkraftwerken in agenten- basierten Modellen | 66 |
| 3.3.3. | Eingangsdatenverarbeitung und -aufbereitung | 75 |
| 3.4. | Ergebnisdaten der Strommarktmodellierung mit PowerACE | 76 |
| 3.4.1. | Untersuchung der Angemessenheit der Stromerzeugungskapazitäten | 77 |
| 3.4.2. | Untersuchung von grenzüberschreitenden Effekten | 77 |
| 4. | Fallstudien | 79 |
| 4.1. | Marktdesignoptionen für den deutschen Strommarkt | 79 |
| 4.2. | Wechselwirkungen auf den Schweizer Strommarkt | 81 |
| 4.3. | Analyse von marktlichen oder staatlichen Investitionen in französische Kernkraftwerke | 84 |
| 5. | Schlussbetrachtung | 87 |
| 5.1. | Kritische Würdigung | 87 |
| 5.2. | Zukünftiger Forschungsbedarf | 90 |
| 6. | Zusammenfassung und Fazit | 95 |
| | Literaturverzeichnis | 99 |
| II. | Wissenschaftliche Artikel | 117 |
| A. | A survey on electricity market design | 119 |
| A.1. | Introduction | 121 |
| A.2. | The on-going debate about securing generation adequacy | 122 |
| A.2.1. | Existing barriers to generation adequacy | 122 |
| A.2.2. | Recently emerging challenges | 124 |
| A.2.3. | The optimal functioning of energy-only markets and the necessity of capacity remuneration mechanisms | 126 |
| A.3. | Market design options and current status of real-world implementations | 128 |
| A.3.1. | Generic types of capacity remuneration mechanisms | 128 |
| A.3.2. | Current status of implementation around the world | 129 |
| A.3.3. | Discussion and implications for future implementations | 131 |
| A.4. | Findings on capacity remuneration mechanisms in the literature | 132 |
| A.4.1. | Generic design criteria for a capacity remuneration mechanism | 142 |
| A.4.2. | Potential and effects of market power | 143 |
| A.4.3. | Influence of uncertainty and risk aversion | 144 |
| A.4.4. | Effects of investment cycles | 145 |

| | |
|--|------------|
| A.4.5. Efficiency and market welfare of capacity remuneration mechanisms | 146 |
| A.4.6. Influence on neighboring markets through cross-border effects | 147 |
| A.4.7. Impact of a high share of intermittent renewables | 148 |
| A.4.8. Incentives for flexible resources | 149 |
| A.5. Conclusions and policy implications | 150 |
| References | 153 |
| A.6. Appendix | 166 |
| | |
| B. Analysis of design options for the electricity market: The German case | 169 |
| B.1. Introduction | 171 |
| B.2. Literature review about security of supply and market design analyses | 173 |
| B.2.1. Literature on security of supply analyses and the role of capacity mechanisms to ensure generation adequacy | 173 |
| B.2.2. The German discussion about market design options | 174 |
| B.2.3. Research gap in market design analysis | 175 |
| B.3. Market design options for the German energy market | 175 |
| B.3.1. Strategic reserve | 176 |
| B.3.2. Central capacity market | 177 |
| B.3.3. Decentralized capacity market | 179 |
| B.3.4. Focused/selective capacity market | 179 |
| B.4. Modeling energy-only markets and capacity mechanisms | 180 |
| B.4.1. Agent-based model for the electricity market | 180 |
| B.4.2. Modeling capacity mechanisms | 184 |
| B.4.3. Relevant model assumptions | 188 |
| B.5. Evaluation of different market design options | 189 |
| B.5.1. Performance of the energy-only market in providing investment signals | 190 |
| B.5.2. Enhancing security of supply via capacity remuneration mechanisms | 193 |
| B.5.3. Comparison of the different design options | 195 |
| B.6. Critical reflection and outlook | 198 |
| B.7. Conclusions | 199 |
| References | 201 |
| B.8. Appendix | 205 |
| | |
| C. Cross-border effects of capacity remuneration mechanisms: The Swiss case | 209 |
| C.1. Introduction | 211 |
| C.2. Literature review | 212 |
| C.3. The agent-based modeling approach | 214 |
| C.3.1. Overview | 215 |
| C.3.2. Day-ahead market | 216 |
| C.3.3. Generation capacity expansion | 217 |
| C.3.4. Modeling capacity remuneration mechanisms | 220 |
| C.3.5. Output | 222 |

| | |
|--|------------|
| C.4. Case study: Switzerland | 223 |
| C.4.1. Input data | 223 |
| C.4.2. Price development | 223 |
| C.4.3. Generation capacities | 229 |
| C.4.4. Generation adequacy | 234 |
| C.4.5. Sensitivity analysis | 235 |
| C.5. Critical reflection | 238 |
| C.6. Conclusions and policy implications | 240 |
| References | 243 |
| C.7. Appendix | 248 |
| C.7.A. Bidding strategies for hydro storage power plants | 248 |
| C.7.B. Additional figures | 251 |
| C.7.C. Regression results | 254 |
| C.7.D. Price statistics | 255 |
| D. State or market: Investments in new nuclear power plants in France | 261 |
| D.1. Introduction | 263 |
| D.2. State of the art | 266 |
| D.3. Agent-based simulation model | 267 |
| D.3.1. Overview of PowerACE | 268 |
| D.3.2. Investments in generation capacity | 269 |
| D.3.3. Capacity remuneration mechanisms | 273 |
| D.4. Results | 273 |
| D.4.1. Research design | 275 |
| D.4.2. Capacity development | 276 |
| D.4.3. Price development | 278 |
| D.4.4. Cross-border impacts | 279 |
| D.4.5. Carbon emissions | 282 |
| D.5. Discussion and limitations | 284 |
| D.5.1. Required investments in nuclear power plants in France | 284 |
| D.5.2. Cross-border effects due to state-driven investments in France | 286 |
| D.5.3. Limitations | 287 |
| D.6. Conclusion and policy implications | 289 |
| References | 293 |
| D.7. Appendix | 299 |
| D.7.A. Modeling capacity remuneration mechanisms | 299 |
| D.7.B. Input data for the simulation model | 301 |
| D.7.C. Additional results | 312 |
| D.7.D. Sensitivity analysis | 323 |

Abbildungsverzeichnis

| | |
|--|----|
| 1.1. Aufbau dieser Dissertation | 9 |
| 2.1. Zubauszenarien der erneuerbaren Energien | 13 |
| 2.2. Netzlast zusammen mit einer geringeren Einspeisung der erneuerbaren Energien | 14 |
| 2.3. Netzlast zusammen mit einer höheren Einspeisung der erneuerbaren Energien | 15 |
| 2.4. Angenommene Entwicklung der Kernkraftwerkskapazität in Frankreich | 16 |
| 2.5. Szenarien zur Stromnachfrage | 18 |
| 2.6. Zusammensetzung der Kraftwerksleistung | 20 |
| 2.7. Zeitliche Abfolge der wesentlichen Teile des Großhandels von Strom und Kapazität | 28 |
| 2.8. Preisbildung in Knappheitssituationen | 33 |
| 2.9. Taxonomie von Marktdesigns | 35 |
| 2.10. Überblick der gegenwärtigen Situation der Implementierung von Kapazi- tätsmechanismen in Europa | 37 |
| 2.11. Anteil der kontinuierlich gehandelten Intraday Volumina in Europa . . . | 43 |
| 2.12. Marktkopplung mit ausreichender Handelskapazität | 46 |
| 2.13. Marktkopplung mit unzureichender Handelskapazität | 47 |
| 3.1. Schematischer Überblick der wesentlichen Teile des Strommarkt-Simula- tionsmodells PowerACE | 54 |
| 3.2. Vereinfachter Prozessüberblick der Investitionsplanung | 60 |
| 3.3. Räumliche Erweiterung der Modellierung | 63 |
| 3.4. Historischer Speicherfüllstand und die monatliche Erzeugung durch Was- serkraftturbinen (ohne Pumpen) in der Schweiz | 67 |
| 3.5. Vereinfachter Prozessüberblick der Wasserkraftmodellierung | 69 |
| 3.6. Speicherwasserkraftmodellierung für die Schweiz für das Jahr 2016 . . . | 71 |
| 3.7. Speicherwasserkraftmodellierung für Norwegen für das Jahr 2017 | 74 |

Tabellenverzeichnis

| | |
|--|----|
| 2.1. <i>Reliability Standard</i> in Ländern der Europäischen Union | 26 |
| 2.2. Maßnahmen für das Engpassmanagement | 39 |
| 2.2. Fortführung der Tabelle: Maßnahmen für das Engpassmanagement . . . | 40 |
| 2.2. Fortführung der Tabelle: Maßnahmen für das Engpassmanagement . . . | 41 |
| 2.3. Potentielle Entwicklung der Stromhandelskapazität | 49 |

Abkürzungsverzeichnis

- ABM** Agentenbasierte Modellierung
- AdE** Angemessenheit der Stromerzeugungskapazitäten (Englisch: *Generation Adequacy*)
- aFRR** *Automatic Frequency Restoration Reserve* (Sekundärregelreserve)
- AR** *Adequacy Ratio*
- ATC** *Available-Transfer-Capacity*
- CCR** *Capacity Calculation Region*
- CCS/CCU** *Carbon Capture and Storage* (CO₂-Abscheidung und Speicherung)/*Carbon Capture and Utilization* (CO₂-Abscheidung und Verwendung)
- CI** *Coverage Index*
- CM** *Capacity Margin*
- CRC** *Continuously Reliable Capacity*
- EAR** *Energy at Risk*
- EE** Erneuerbare Energien
- EENS** *Expected Energy not Served*
- EFC** *Equivalent Firm Capacity*
- ENS** *Energy not Served*
- ENTSO-E** *European Network of Transmission System Operators for Electricity* (Verband der Übertragungsnetzbetreiber für Elektrizität in Europa)
- EOM** Energy-Only-Markt
- EU** Europäische Union
- EU ETS** *European Union Emissions Trading System* (EU-Emissionshandel)
- EUA** *EU Allowance*
- FBMC** *Flow-based Market Coupling*
- FCR** *Frequency Containment Reserve* (Primärregelreserve)
- HAR** *Hours at Risk*
- KM** Kapazitätsmechanismus
- LAR** *Load at Risk*
- LLD** *Loss of Load Duration*
- LLO** *Loss of Load Occurrences*
- LOLE** *Loss of Load Expectation*
- LOLEV** *Loss of Load Events*
- LOLF** *Loss of Load Frequency*
- LOLH** *Loss of Load Hours*

LOLP *Loss of Load Probability*

mFRR *Manual Frequency Restoration Reserve (Minutenreserve)*

NTC *Net-Transfer-Capacity (Nettoübertragungskapazität)*

OTC *Over-the-Counter*

OTF *Organised-Trading Facilities*

P95 95. Perzentil

PID *Power Import Dependency*

PTDF *Power Transfer Distribution Factors*

PV Photovoltaik

RM *Reserve Margin*

SAIDI *System Average Interruption Duration Index*

THG Treibhausgas

VHB Verband der Hochschullehrerinnen und Hochschullehrer für Betriebswirtschaft e.V.

VoLL *Value of Lost Load*

Teil I.

Thematische Übersicht

1. Einführung in das Forschungsthema

1.1. Motivation

Ein wichtiges Ziel der Europäischen Union (EU) ist eine weiter zunehmende wirtschaftliche Verbindung unter den Mitgliedsstaaten und die Schaffung eines gemeinsamen einheitlichen Binnenmarkts. Dies erstreckt sich auch auf den Energiesektor, für den Handelshemmnisse beseitigt werden und ein EU-weiter Markt angestrebt wird. Demnach soll für Gas, Öl oder Strom grenzüberschreitender Handel vereinfacht werden (z. B. mit der letzten Neufassung für den Elektrizitätsbinnenmarkt: Richtlinie (EU) 2019/944 und Verordnung (EU) 2019/943, Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union (2019a,b)).

Eine notwendige Bedingung für einen funktionierenden Strombinnenmarkt sind Leitungen, die nationale Stromnetze miteinander verbinden und einen Austausch über Ländergrenzen hinweg ermöglichen. Denn der Abbau von Handelshemmnissen, der einheitliche regulatorische Rahmen der EU sowie steigende grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten (auch Interkonnektorenkapazitäten oder Grenzkuppelkapazitäten) zur physikalischen Übertragung von elektrischer Energie¹ zwischen Ländern bzw. Märkten begünstigen eine Ausweitung der ökonomisch miteinander gekoppelten Strommärkte.

Gründe für eine Ausweitung der Marktkopplung beobachtet beispielsweise Ringler (2017) für die Region Belgien, Deutschland, Frankreich und die Niederlande: Durch höhere (vor allem) kommerzielle grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten (Handelskapazitäten) kann eine Erhöhung der Wohlfahrt erzielt werden, besonders im Vergleich zu ungekoppelten Märkten. Zudem steigen die Liquidität (Gómez, 2016; Meeus, Vandezande et al., 2009) sowie die Anzahl der Stunden mit Preiskonvergenz zwischen gekoppelten Märkten (de Jonghe et al., 2008; Gómez, 2016). Die Marktkopplung steht damit in direkter Beziehung zur Dimension der Wirtschaftlichkeit des energiewirtschaftlichen Zieldreiecks (z. B. Deutscher Bundestag, 2005; Erdmann und Zweifel, 2010; Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union, 2019b). Eine zweite Dimension des Dreiecks – die Zuverlässigkeit des Stromsystems – kann zudem mithilfe der Marktkopplung im Einklang mit höheren grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten adressiert werden.

Höhere Übertragungskapazitäten können zu einer höheren Angemessenheit der Stromerzeugungskapazitäten (Englisch: *Generation Adequacy*) (AdE) und schließlich zu einer höheren Zuverlässigkeit des gesamten Stromsystems führen. Eine hohe Zuverlässigkeit impliziert, dass die Verbraucher standortunabhängig und jederzeit die gewünschte Strommenge unmittelbar nachfragen können, was elementar für z. B. Industrieunternehmen oder Krankenhäuser ist.

¹ Im weiteren Verlauf wird elektrische Energie, Elektrizität und Strom weitestgehend synonym verwendet, obwohl physikalisch ein Unterschied zwischen den Begriffen besteht. Im Kontext dieser Dissertation entsteht durch eine Differenzierung jedoch kein weiterer Erkenntnisgewinn.

Für eine zusätzliche Dynamik sorgt das Ziel der Reduzierung der Treibhausgas (THG)-Emissionen aller Sektoren der EU bis spätestens zum Jahr 2050 auf Netto-Null (Europäische Kommission, 2019). Diese Dynamik und die damit verbundene Zielsetzung bedeuten eine Herausforderung für das gesamte Stromsystem. Auf der Nachfrageseite führt die Reduzierung der THG-Emissionen zur Sektorenkopplung durch die zunehmende Diffusion von Wärmepumpen, Elektrofahrzeugen und Elektrolyseuren. Diese Diffusion der Technologien verursacht eine höhere Gesamtnachfrage nach Strom, aber auch mehr Flexibilitätspotential in der Nachfrage.

Auf der Erzeugungsseite werden erneuerbare Energien (EE) ausgebaut. EE zeichnen sich durch THG-Neutralität und geringe variable Erzeugungskosten aus. In einem von Grenzkosten dominierten Preisbildungsmechanismus am Spotmarkt können die steigenden Anteile der EE in Verbindung mit den geringen Erzeugungskosten zum sog. Merit-Order-Effekt mit sinkenden Großhandelspreisen führen (Bublitz, Keles und Fichtner, 2017; Sensfuß, Ragwitz et al., 2008). In allen Märkten mit prioritärer Einspeisung von EE werden folglich disponible Kraftwerke, d. h. steuer- und regelbare Kraftwerke, die in der Lage sind bedarfsabhängig Strom bereitzustellen, immer häufiger aus dem Markt gedrängt. EE tangieren daher die Wirtschaftlichkeit, spannen aber insbesondere auch die dritte Dimension – Umweltverträglichkeit – des Zieldreiecks auf.

Steigende Handelskapazitäten bei der Marktkopplung (z. B. anlässlich regulatorischer Mindestverfügbarkeiten für den kommerziellen Stromhandel von 70 % der technisch möglichen Kapazität, Artikel 16 Abs. 8 a) und b), Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union, 2019b) können zu häufiger konvergierenden Großhandelspreisen führen (ACER und CEER, 2022; Ringler, 2017). Somit könnte sich der Merit-Order-Effekt generell auch auf gekoppelte Märkte ausweiten.

Für die Bereithaltung, Wartung und Instandhaltung bestehender Kraftwerke sind ausreichend hohe Deckungsbeiträge erforderlich. Sinkende Marktpreise durch die Marktkopplung und den Merit-Order-Effekt setzen disponible Kraftwerke unter Druck, sodass diese in einem Energy-Only-Markt (EOM) langfristig möglicherweise nicht wirtschaftlich betrieben werden können. Das gilt ausdrücklich für flexible Spitzenlastkraftwerke, die lediglich in Nachfragespitzen für wenige Stunden im Jahr eingesetzt werden. In diesen wenigen Stunden müssen alle entstandenen Kosten gedeckt werden. Gleichzeitig leisten die Kraftwerke einen wesentlichen Beitrag zu einer hohen AdE.

Darüber hinaus befürchten Kraftwerksinvestoren, dass durch regulatorische Maßnahmen zusätzliche Hürden entstehen, die für eine langfristige Profitabilität überwunden werden müssen. Beispielsweise kann ein zu knapp bemessener Preisdeckel zum Missing-Money Problem führen (Bublitz, Keles, Zimmermann et al., 2019).

Falls nicht alle Kosten der Kraftwerke gedeckt werden können, drohen neben altersbedingten Stilllegungen gleichermaßen ökonomische Stilllegungen von Kraftwerken. Zusätzlich dazu haben mehrere Staaten in Europa einen Ausstieg aus der Stromerzeugung durch Kohle- oder Kernkraftwerke gesetzlich verankert und teilweise bereits vollzogen. Ohne Neuinvestitionen ist demnach ein Absinken der installierten disponiblen Leistung unvermeidbar.

Wenn bestehende disponible Kraftwerke unsichere Erlöse durch den Strommarkt erwarten oder bereits nicht (mehr) profitabel sind, werden Investoren (ohne einen signifikanten technologischen Fortschritt) sehr wahrscheinlich geringere oder keine Ersatz- oder Neu-

investitionen tätigen. Die Investitionszurückhaltung wird durch die langfristigen und kapitalintensiven Investitionen zusammen mit dem risikoaversen Verhalten der Investoren (Neuhoff und de Vries, 2004; Vázquez et al., 2002) eher noch verstärkt (Fraunholz, Miskiw et al., 2023).

Bis auf wenige Ausnahmen, wie z. B. Biomassekraftwerke, sind die EE wetterabhängig und können daher nicht zu jeder Zeit bedarfsgerecht Strom liefern. Zur Absicherung eines hohen Niveaus der AdE sind, angesichts der steigenden Anteile wetterabhängiger EE und bislang geringer Preiselastizität der Nachfrage, Investitionsanreize in disponible Kraftwerke, Speicher oder Nachfrageflexibilität erforderlich. Diese drei Technologien können auf Änderungen des Angebots oder der Nachfrage unmittelbar reagieren, um das Stromsystem ständig in einem ausgeglichenen Zustand zu halten. Demzufolge sind die drei Dimensionen des energiewirtschaftlichen Zieldreiecks nicht zwangsläufig in Einklang zu bringen, da sie teilweise einander konträr gegenüberstehen.

1.2. Wissenschaftliche Fragestellungen und Abgrenzung zu anderen Arbeiten

Die aufgeführten Punkte werfen die Frage auf, wie Investitionen im skizzierten Marktumfeld angereizt werden können, um die AdE auf einem Niveau zu halten, sodass keine Versorgungsunterbrechungen von Stromkonsumenten riskiert werden. Versorgungsunterbrechungen können im Stromsystem notwendig sein, falls die Erzeugung nicht die Nachfrage decken kann. Dabei wird ein größerer Konsument oder ein Teil des Stromnetzes für einen gewissen Zeitraum vom übrigen Netz getrennt, bis die vorhandene Erzeugung im übrigen Stromnetz zur Deckung der Nachfrage ausreichend ist.

In vielen Märkten werden deshalb Strommarktdesigns angepasst und zusätzlich sog. Kapazitätsmechanismen (KMs) eingeführt oder zumindest deren Einführung diskutiert (Bublitz, Keles, Zimmermann et al., 2019). Ein KM vergütet vornehmlich disponible Kapazität, sorgt für zusätzliche Einnahmen der im KM allokierten Kraftwerke und in Konsequenz für einen Preis für gesicherte Leistung zusätzlich zum Verkauf von Strom (Joskow und Tirole, 2007).

Die Vergütung von gesicherter Leistung kann Anreize für Investitionen schaffen und Probleme mit der AdE lösen. Allerdings können mit einem KM auch neue Probleme, wie Marktverzerrungen, entstehen. Trotz der zunehmenden Harmonisierung der EU-Strommärkte weisen nicht alle EU-Länder äquivalente Marktbedingungen auf. Z. B. ist in Frankreich ein umfassender Kapazitätsmarkt aktiv, während Deutschland eine strategische Reserve mit vergleichsweise geringer Kapazität nutzt. Demnach entscheidet die Staatsgrenze² weiterhin darüber, welchem nationalen Marktdesign Kraftwerke unterworfen sind. Folglich kann diese Staatsgrenze ausschlaggebend sein, wie Kraftwerke Erlöse erzielen können, obwohl disponible Kraftwerke unabhängig vom Land einen positiven Beitrag zur

² In dieser Arbeit wird zukünftig von Marktgebieten gesprochen. Ein Marktgebiet ist hier definiert als ein geografisch zusammenhängender Bereich, in dem engpassfrei Stromhandels-geschäfte getätigt werden können. So sind Marktgebiete in dieser Arbeit deckungsgleich mit den jeweiligen Staatsgebieten und es herrscht derselbe Preis. Innerhalb eines Staatsgebiets (damit auch im Marktgebiet) wirkt die jeweilige nationale Gesetzgebung und definiert das Strommarktdesign.

AdE leisten, wenn sie mit demselben engpassfreien Netz verbunden sind (Bublitz, Keles, Zimmermann et al., 2019; Zimmermann, Bublitz, Keles und Fichtner, 2021). Wirkt sich ein uneinheitliches Marktdesign auf ein oder mehrere benachbarte Länder aus, wird das unter grenzüberschreitenden Effekten zusammengefasst. Diese können sowohl positiv sein, beispielsweise in Form eines höheren Niveaus der AdE, als auch negativ, beispielsweise durch die Reduzierung der Wirtschaftlichkeit von disponiblen Kraftwerken nebst fehlenden Investitionsanreizen.

Das führt zu den zwei folgenden Forschungsfragen:

1. Wie beeinflussen verschiedene Marktdesigns die Angemessenheit der Erzeugungskapazitäten von Stromsystemen im Transformationsprozess?
2. Welche grenzüberschreitenden Effekte folgen aus nationalen Marktdesignänderungen bzw. abgesicherten Kraftwerksinvestitionen?

Diese beiden energiewirtschaftlichen Forschungsfragen werden im Rahmen dieser Dissertation mit dem Fokus auf Investitionen in dispoible Kraftwerke beantwortet. Darüber hinaus werden langfristige Effekte, wie z. B. die Entwicklung der Großhandelsstrompreise oder der grenzüberschreitenden Stromflüsse, bis zum Jahr 2050 analysiert. Der geografische Schwerpunkt liegt auf den physikalisch und kommerziell eng miteinander gekoppelten Strommärkten in Europa und dabei insbesondere auf den Märkten von Deutschland, Frankreich und der Schweiz. Damit werden zwei der größten Strommärkte der EU mit zeitgleich erfolgten Änderungen im Marktdesign betrachtet. In den drei genannten Märkten sind fortan drei verschiedene Strommarktdesigns implementiert. Dies erhöht die Komplexität der Analyse deutlich. Unterdessen wird in Frankreich – ergänzend zu einem bestehenden Kapazitätsmarkt – über Investitionen in neue Kernkraftwerke nachgedacht, deren ökonomisches Investitionsrisiko zu einem Großteil der französische Staat tragen könnte (abgesicherte Kraftwerksinvestitionen). Dies könnte einseitig Investitionen in Kernkraftwerke anreizen.

Wie im Folgenden erörtert wird, sind einige angrenzende Fragestellungen in der Literatur zwar aufgeworfen, aber im Kern nicht umfassend und zufriedenstellend beantwortet. Zur besseren Einordnung werden die drei Themenblöcke Marktdesigns und Angemessenheit der Stromerzeugungskapazitäten, Abbildung realer gekoppelter Strommärkte und KMs sowie Modellierungsansätze für liberalisierte Strommärkte gebildet, zu denen konsekutiv jeweils die relevanten Forschungsarbeiten zugeordnet werden.

Marktdesigns und Angemessenheit der Stromerzeugungskapazitäten

Grundsätzlich ist die Frage der AdE in liberalisierten Strommärkten untrennbar mit dem Thema Marktdesign verknüpft. Deshalb haben z. B. Bublitz, Keles, Zimmermann et al. (2019), Cramton und Ockenfels (2012), Cramton, Ockenfels und Stoff (2013) und Vázquez et al. (2005) fundamentale Überlegungen zu Marktdesigns im Hinblick auf KMs publiziert. Außerdem bieten Brunekreeft und Meyer (2019) eine kurze Zusammenfassung hinsichtlich der politischen Umsetzung der KMs in der EU und deren Auswirkungen auf die Interkonnektorenkapazität. Eine analytische Untersuchung zu KM und grenzüberschreitenden

Effekten bei einer möglichen Teilnahme von ausländischen Kapazitäten wird von Finon (2018) verfasst.

Die aufgegriffenen Forschungsfragen der vorliegenden Arbeit gehen jedoch über die genannten Ausführungen hinaus. Die Untersuchung der AdE von realen Marktgebieten bedarf einer detaillierten Abbildung des Stromsystems mit allen wesentlichen Wirkzusammenhängen. Die Tatsache, dass grenzüberschreitende Effekte nichtlinear auftreten können, erschwert rein deduktive oder analytische Schlussfolgerungen (Boffa et al., 2010). Deshalb ist die Energiesystemmodellierung notwendig, um valide Erkenntnisse zu den Fragestellungen zu gewinnen (z. B. Bazmi und Zahedi, 2011; Bianco und Scarpa, 2018; Bruninx et al., 2013; Bublitz, Keles, Zimmermann et al., 2019; Foley et al., 2010; Möst, 2009; Möst und Keles, 2010; Pfenninger et al., 2014; Sadeghi et al., 2017; Sensfuß, Genoese et al., 2007; Ventosa et al., 2005).

Die nachfolgend aufgezeigten Arbeiten untersuchen mithilfe einer Energiesystemmodellierung Marktdesignoptionen mit mindestens einem KM sowie das Niveau der AdE. Beispielsweise führt Petitet et al. (2017) mittels systemdynamischer Modellierung eine Analyse für Frankreich mit einer Implementierung eines einzigen KM durch, vernachlässigt hingegen weitestgehend benachbarte Marktgebiete. Das ist indes nicht zielführend, da gekoppelte Marktgebiete einen Beitrag zu einer hohen AdE in Spitzenlastsituationen leisten können (Finon, 2018).

Folglich finden sich in der Literatur zahlreiche Untersuchungen, die gekoppelte Marktgebiete berücksichtigen. Z. B. untersuchen Meyer und Gore (2015) zwei KMs für zwei synthetische Marktgebiete mit einem spieltheoretischen Ansatz. Zwei symmetrische Marktgebiete und verschiedene KM-Kombinationen analysiert Elberg (2014) mit einem Gleichgewichtsmodell oder Lambin und Léautier (2019) mit einem stilisierten analytischen Modell.

Abbildung realer gekoppelter Strommärkte und KMs

Um nicht nur grundsätzliche Wirkzusammenhänge, sondern quantitative Erkenntnisse zu gewinnen, werden in modellbasierten Fallstudien reale Daten und Strommarktgebiete abgebildet. Mit einer Kombination aus systemdynamischem Modell und Merit-Order-Modell werden für jeweils zwei Marktgebiete von Ochoa und Gore (2015) Finnland/Russland, von Ochoa und van Ackere (2015a) Kolumbien/Ecuador sowie von Ochoa und van Ackere (2015b) Frankreich/Großbritannien grenzüberschreitende Effekte vor dem Hintergrund der individuell implementierten Marktdesigns untersucht. Mit einem Optimierungsmodell ermittelt Lorenczik (2019) für Deutschland und Frankreich die Wirkung von Preisobergrenzen bei implementierten KMs. Für drei Marktgebiete eruieren Cepeda und Finon (2011) grenzüberschreitende Effekte, von denen lediglich ein Marktgebiet einen KM implementiert.

Modellbasiert und geografisch ausgedehnt existieren Untersuchungen, u. a. von Hickey et al. (2021), zu marktspezifischen Anforderungen an verschiedene KMs zur Sicherstellung der Wirtschaftlichkeit von disponiblen Kraftwerken in allen EU-Strommärkten. Zudem untersuchen Bucksteeg et al. (2019) koordinierte und unkoordinierte KMs in Europa, allerdings mit vorgegebenen Kapazitätsanforderungen (d. h. nicht unmittelbar marktlich bestimmt). In beiden Studien wird eine Optimierung angewendet, was jedoch eher die Sicht eines zentralen Planers widerspiegelt.

Modellierungsansätze für liberalisierte Strommärkte

Studien aus Akteurssicht bzw. mit Fokus auf liberalisierte Strommärkte können mithilfe der agentenbasierten Modellierung (ABM) unter Berücksichtigung von KMs und daraus resultierenden grenzüberschreitenden Effekten abgebildet werden. Eine ABM wird z. B. für synthetische Szenarien mit zwei identischen Marktgebieten in unterschiedlichen KM-Konfigurationen von Bhagwat, Iychettira et al. (2014), Bhagwat, Richstein, Chappin und de Vries (2016) und Bhagwat, Richstein, Chappin, Iychettira et al. (2017) durchgeführt.

Mit realen Strommarktgebieten und dem agentenbasierten Strommarkt-Simulationsmodell PowerACE untersucht Ringler (2017) Belgien, Deutschland, Frankreich und die Niederlande auf Wohlfahrtseffekte durch die Strommarktkopplung unter Berücksichtigung einer strategischen Reserve. Desgleichen mit PowerACE analysiert Fraunholz (2021) mehrere KMs mit Fokus auf dem Ausbau von Speichertechnologien auf europäischer Ebene. Bublitz (2019) legt den Fokus der quantitativen Untersuchungen insbesondere auf KMs für den deutschen Strommarkt mithilfe von PowerACE. Grenzüberschreitende Effekte werden hingegen in der vorgenannten Arbeit nicht umfassend diskutiert.

Zusammenfassend besteht deshalb nicht nur nach Lorenczik (2017) die Notwendigkeit grenzüberschreitende Effekte und besonders *Spillover*-Effekte durch KMs weiter zu untersuchen. Alle hier aufgeführten Arbeiten zeigen Forschungslücken hinsichtlich der Kombination aus der Quantifizierung der Wirkung von unkoordinierten Marktdesigns mit verschiedenen KMs auf angrenzende liberalisierte Strommärkte in einem realen europäischen Umfeld mit dem Fokus auf der Analyse der AdE und der grenzüberschreitenden Effekte auf. Diese Punkte werden im Folgenden im Rahmen der vorliegenden Arbeit adressiert.

1.3. Aufbau der Dissertation

Diese Dissertation gliedert sich in zwei Teile (siehe Abbildung 1.1). Teil I beinhaltet eine thematische Übersicht, die wiederum in fünf Kapitel aufgeteilt ist. Die thematische Übersicht wird nach dieser kurzen Hinleitung zum Forschungsthema und den aufgeworfenen wissenschaftlichen Fragestellungen (Kapitel 1) weiter in Kapitel 2 mit der Einführung in den Forschungskontext im Hinblick auf die Bewertung der AdE sowie, anhand von Forschungsbeitrag A, die Theorie des Marktdesigns und dessen mögliche grenzüberschreitende Wirkung unterteilt. Darauf folgt in Kapitel 3 die Vorstellung eines agentenbasierten Strommarkt-Simulationsmodells, welches für die Beantwortung der beiden Forschungsfragen methodisch weiterentwickelt und in den Fallstudien angewendet wird. In Kapitel 4 werden die Fallstudien (Forschungsbeiträge B–D) mit den jeweiligen spezifischen Forschungsfragestellungen vorgestellt sowie die wesentlichen Erkenntnisse zusammengefasst. Danach umfasst Kapitel 5 eine kritische Würdigung der Eingangsdaten, Methodik und Ergebnisse sowie ein Ausblick auf mögliche Modellerweiterungen, Verbesserungen der Eingangsdaten und zukünftigen Forschungsbedarf. Anschließend folgt die Zusammenfassung mit allgemeingültigen Schlussfolgerungen in Kapitel 6. Abschließend beinhaltet

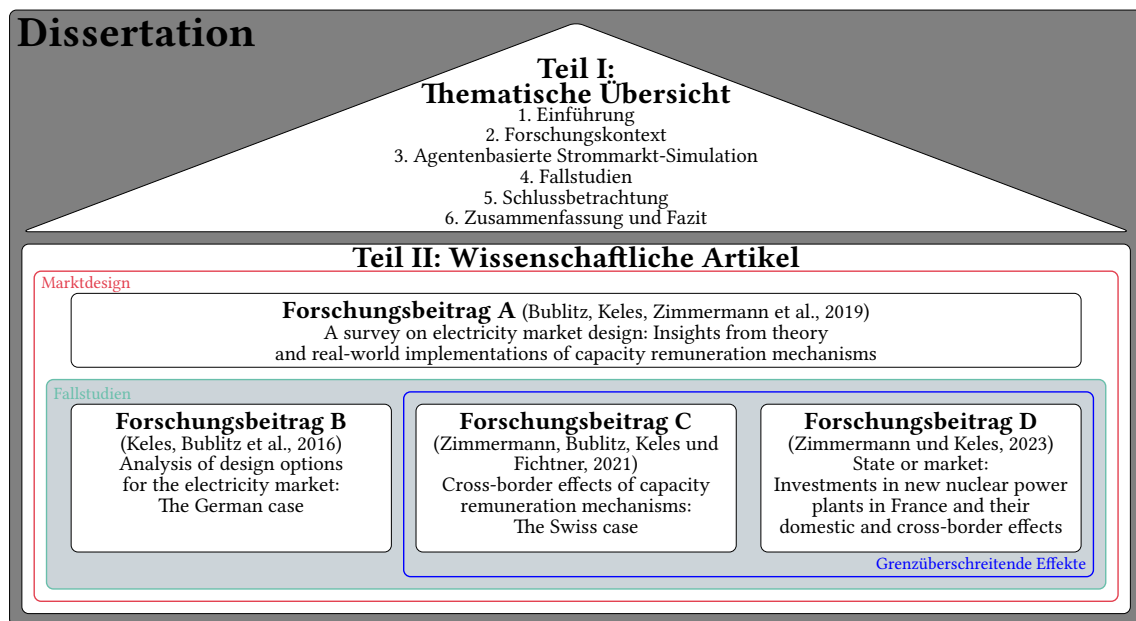


Abbildung 1.1.: Aufbau dieser kumulierten Dissertation mit den in diesem Rahmen erstellten Forschungsbeiträgen

Teil II die folgenden vier im Rahmen dieser Dissertation erstellten wissenschaftlichen Artikel³:

Forschungsbeitrag A⁴ Dieser Artikel wurde im Jahr 2019 im wissenschaftlichen Fachjournal *Energy Economics* veröffentlicht und fasst die Charakteristika verschiedener Strommarktdesignoptionen zusammen. Hierbei liegt ein Augenmerk auf den Herausforderungen und der Notwendigkeit der Einführung von KMs. Im Artikel werden die fachlichen Debatten, die Erfahrungen aus bereits eingeführten KMs in verschiedenen Ländern und Erkenntnisse aus der Literatur wiedergegeben.

³ Die Untersuchungen im Rahmen dieser Dissertation berücksichtigen keine Effekte des Ukrainekriegs, der wesentliche Auswirkungen auf Brennstoffpreise, -verfügbarkeit und *EU Allowance* (EUA)-Preise hat.

⁴ Die empfohlene Zitation lautet wie folgt: Bublitz, A., D. Keles, F. Zimmermann, C. Fraunholz und W. Fichtner (2019). "A survey on electricity market design: Insights from theory and real-world implementations of capacity remuneration mechanisms". In: *Energy Economics* 80, S. 1059–1078. <http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2019.01.030>. Gemäß den Prozessschritten des Verbands der Hochschullehrerinnen und Hochschullehrer für Betriebswirtschaft e.V. (VHB) zur Erstellung einer Veröffentlichung ist der Autor dieser Dissertation mit den folgenden Beiträgen beteiligt: Ideengenerierung, Literatursuche und -auswertung, Konzeption der Studien oder Experimente, Forschungsdesign, Datenauswertung und -interpretation, Schreiben der Veröffentlichung.

Forschungsbeitrag B⁵ Im Fachjournal *Applied Energy* wurde im Jahr 2016 dieser Artikel veröffentlicht. Darin enthalten ist die Untersuchung von verschiedenen Strommarktdesigns für das deutsche Marktgebiet und deren Wirkung auf die AdE in Deutschland. Darüber hinaus werden die Kosten verschiedener Marktdesignoptionen mithilfe des agentenbasierten Strommarkt-Simulationsmodells quantifiziert.

Forschungsbeitrag C⁶ Im Jahr 2021 wurde dieser wissenschaftliche Forschungsbeitrag in *The Energy Journal* veröffentlicht. Er beinhaltet eine Prüfung der Einflüsse sowie grenzüberschreitenden Effekte auf den Schweizer Strommarkt durch die Änderung von Marktdesigns in benachbarten Märkten. Diese Analyse wird mit dem agentenbasierten Strommarkt-Simulationsmodell PowerACE durchgeführt.

Forschungsbeitrag D⁷ Dieser begutachtete Artikel erschien im Jahr 2023 im Fachjournal *Energy Policy*. Im Artikel werden die Auswirkungen von staatlich abgesicherten gegenüber marktbasierenden Investitionen in Kernkraftwerke in Frankreich evaluiert. Mithilfe des agentenbasierten Strommarkt-Simulationsmodells werden im Rahmen der Studie insbesondere grenzüberschreitende Effekte analysiert.

⁵ Die empfohlene Zitation lautet wie folgt: Keles, D., A. Bublitz, F. Zimmermann, M. Genoese und W. Fichtner (2016). "Analysis of design options for the electricity market: The German case". In: *Applied Energy* 183, S. 884–901. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.08.189>. Gemäß den Prozessschritten des VHB zur Erstellung einer Veröffentlichung ist der Autor dieser Dissertation mit den folgenden Beiträgen beteiligt: Konzeption der Studien oder Experimente, Datenauswertung und -interpretation, Schreiben der Veröffentlichung.

⁶ Die empfohlene Zitation lautet wie folgt: Zimmermann, F., A. Bublitz, D. Keles und W. Fichtner (2021). "Cross-border effects of capacity remuneration mechanisms: The Swiss case". In: *The Energy Journal* 42.2. <http://dx.doi.org/10.5547/01956574.42.2.fzim>. Gemäß den Prozessschritten des VHB zur Erstellung einer Veröffentlichung ist der Autor dieser Dissertation mit den folgenden Beiträgen beteiligt: Ideengenerierung, Konzeption der Studien oder Experimente, Forschungsdesign, Datenerhebung, Datenauswertung und -interpretation, Schreiben der Veröffentlichung, Präsentation des Beitrags auf Konferenzen und Workshops, Einreichung, Revision und Wiedereinreichung.

⁷ Die empfohlene Zitation lautet wie folgt: Zimmermann, F. und D. Keles (2023). "State or market: Investments in new nuclear power plants in France and their domestic and cross-border effects". In: *Energy Policy* 173, S. 113403. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113403>. Gemäß den Prozessschritten des VHB zur Erstellung einer Veröffentlichung ist der Autor dieser Dissertation mit den folgenden Beiträgen beteiligt: Ideengenerierung, Literatursuche und -auswertung, Konzeption der Studien oder Experimente, Forschungsdesign, Datenerhebung, Datenauswertung und -interpretation, Schreiben der Veröffentlichung, Präsentation des Beitrags auf Konferenzen und Workshops, Einreichung, Revision und Wiedereinreichung.

2. Forschungskontext

Für Konsumenten ist die sichere und ununterbrochene Versorgung mit Strom von zentraler Bedeutung, da Strom genau zu dem Zeitpunkt in zahlreiche Energieformen umgewandelt (oder vereinfacht ausgedrückt „verbraucht“) werden kann, wenn sie benötigt werden. Dafür muss Infrastruktur wie Stromleitungen oder Erzeugungsanlagen gebaut, betrieben, gewartet, instandgehalten und rückgebaut werden, wofür Investitionen notwendig sind und Kosten anfallen, die finanziert werden müssen.

Die Infrastruktur kann in monopolistischen Strukturen betrieben werden (welche in Form von natürlichen Monopolen insbesondere bei Netzen bestehen), aber auch unter marktlichen Bedingungen (Kraftwerke). Marktliche Bedingungen werden in der EU durch die Energiemarktliberalisierung (Richtlinie 96/92/EG für Strom, Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union, 1996 und Richtlinie 98/30/EG, Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union, 1998) vorangetrieben. Jedoch erfordern liberalisierte Strommärkte einen regelbasierten Rahmen, dem alle Marktakteure gleichermaßen unterworfen sind. Dieser als Marktdesign bezeichnete Rahmen sorgt für Transparenz sowie einen offenen und diskriminierungsfreien Zugang zum Markt, setzt entsprechende Anreize für alle Marktakteure und vereint die energiepolitische Zielsetzung (Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union, 1996), die teilweise konträre Ziele verfolgen kann (z. B. Ringler, 2017; Thaler und Hofmann, 2022). Beispielsweise sei das energiewirtschaftliche Trilemma aus Kapitel 1 angeführt hinsichtlich einer zuverlässigen, wirtschaftlichen und umweltverträglichen Versorgung. Das Strommarktdesign ist das wesentliche Element, das die Dimensionen des Trilemmas verbindet und folglich Anreize setzt, um die AdE zu gewährleisten.

Marktdesigns unterliegen ständigen Anpassungen, da die politischen und gesellschaftlichen Stakeholder dem vorgegebenen Rahmen des Marktdesigns nicht vollkommen vertrauen, (angebliche) Fehlanreize beseitigen, technologische Innovationen berücksichtigen bzw. die energiepolitische Zielsetzung neu ausrichten wollen (Doorman et al., 2016; Ringler, Keles et al., 2017). Die in dieser Dissertation untersuchten Fragestellungen hinsichtlich der Auswirkungen verschiedener Strommarktdesigns, grenzüberschreitender Effekte und AdE knüpfen an die vorgenannten Punkten an.

Zur Beantwortung der Forschungsfrage wird im Folgenden in Kapitel 2.1 zunächst der theoretische Hintergrund und die Begrifflichkeit hinsichtlich der AdE definiert und anschließend eine Metrik vorgestellt, wie die AdE gemessen und bewertet werden kann. Marktdesigns werden in Kapitel 2.2 klassifiziert sowie exemplarisch Vergütungsformen für Energie und Kapazität vorgestellt. Schließlich wird die Möglichkeit von grenzüberschreitenden Wirkungen der Marktdesigns in Kapitel 2.3 theoretisch hergeleitet. Einige der vorgestellten Themen und Hintergründe hinsichtlich Strommarktdesignoptionen werden

in Forschungsbeitrag A aufgegriffen und zusammengefasst.¹

¹ Forschungsbeitrag A: Bublitz, A., D. Keles, F. Zimmermann, C. Fraunholz und W. Fichtner (2019). “A survey on electricity market design: Insights from theory and real-world implementations of capacity remuneration mechanisms”. In: *Energy Economics* 80, S. 1059–1078. <http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2019.01.030>.

2.1. Angemessenheit der Erzeugungskapazitäten in Stromsystemen

In Politik, Wirtschaft, Gesellschaft und Wissenschaft werden regelmäßig Diskussionen geführt, ob die zuverlässige Versorgung mit Energie langfristig gewährleistet werden kann. Diese Frage ist grundsätzlich zentral, da mit einem großflächigen Ausfall der Stromversorgung ökonomische Verluste auftreten, die Zerstörung von technischen Elementen möglich ist und auch soziale Unruhen drohen können (Kwoka und Madjarov, 2007).

Physikalisch muss für einen stabilen Betrieb zu jedem Zeitpunkt so viel Strom in das Netz eingespeist werden, wie an einer anderen Stelle aus dem Stromnetz entnommen wird. Stromhandelsgeschäfte werden teilweise zeitlich weit vor dem Zeitpunkt der Erfüllung getätigt (Bublitz, Keles, Zimmermann et al., 2019). Deshalb ist die Herausforderung, Physik und Ökonomie in Einklang zu bringen und Hemmnisse, die z. B. aus dem Auseinanderfallen von Handels- und Erfüllungszeitpunkt resultieren, zu beseitigen.

2.1.1. Herausforderungen in Stromsystemen

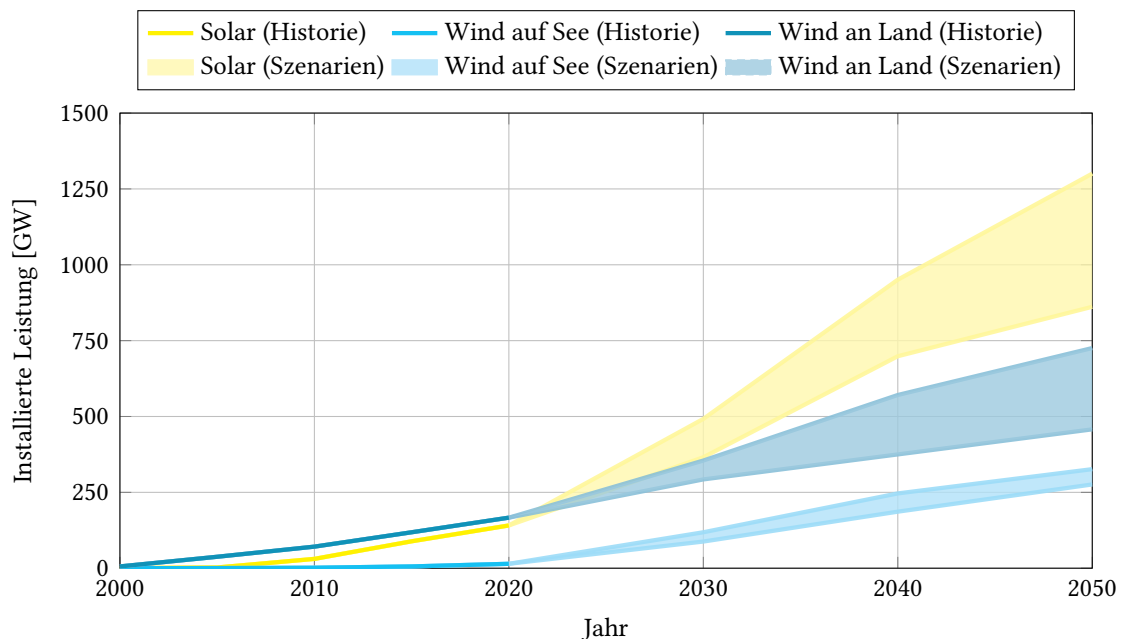


Abbildung 2.1.: Zubau der EE für die EU-27 (ohne Malta), inklusive Schweiz und Norwegen, mit historische Zahlen von Eurostat (2022a), Bundesamt für Energie (2021b) sowie aus dem Ten-Year Network Development Plan 2022 (European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2022e) die Szenarien *Distributed Energy* und *Global Ambition*

Zunächst soll der Blick auf die Einspeisung gelenkt werden. In Europa existieren im Jahr 2022 hohe installierte Kapazitäten thermischer Kraftwerke, die oft mit fossilen Brennstoffen (wie Kohle oder Gas) befeuert und für die Stromerzeugung verwendet werden.

Das Verbrennen von Kohle, Öl oder Gas emittiert allerdings THGs, deren Reduktion ein globales Ziel und eine Herausforderung zugleich ist. Deshalb werden in der EU im Stromsektor sowie einigen anderen Sektoren emittierte THGs mithilfe des EU-Emissionshandels (*European Union Emissions Trading System, EU ETS*) immer stärker zusätzlich bepreist, was die Dekarbonisierung voranbringen soll.²

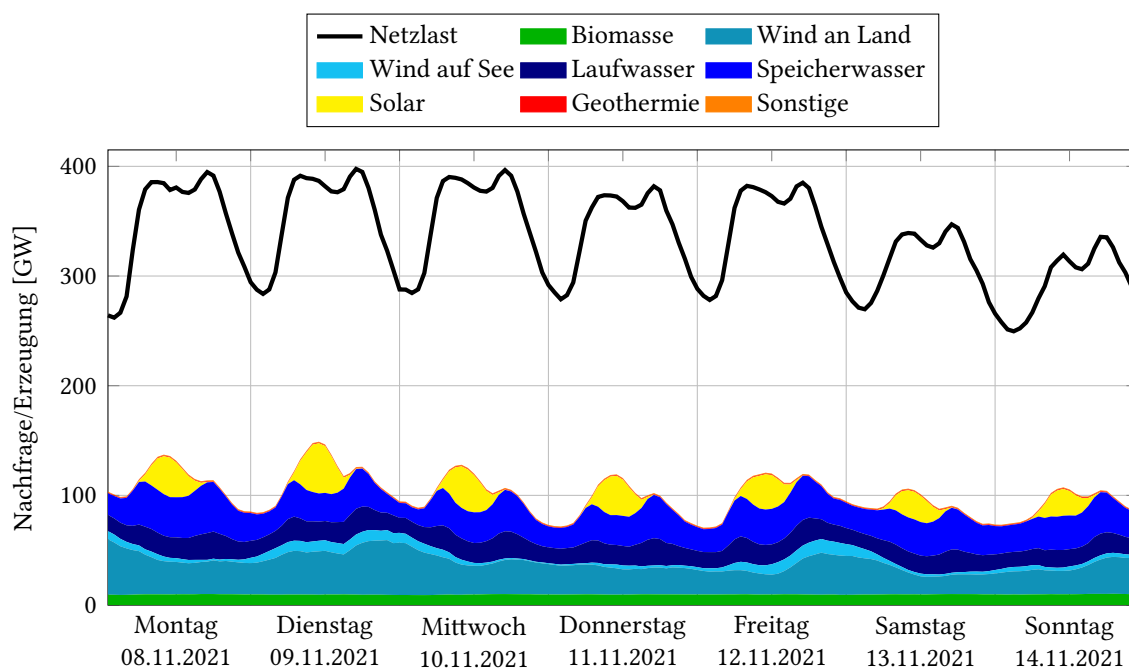


Abbildung 2.2.: Darstellung der Netzlast zusammen mit einer geringeren Einspeisung der EE im Stromnetz der EU-27 (ohne Malta) sowie der Schweiz und Norwegen vom 8. bis 14. November 2021 basierend auf der Datenverfügbarkeit von European Network of Transmission System Operators for Electricity (2022f); die Lücke zwischen der Netzlast und den EE wird derzeit überwiegend durch disponible Kraftwerke gefüllt.

Auch unabhängig vom EU ETS werden die THG-neutralen EE ökonomisch immer attraktiver (International Energy Agency, 2021). Insbesondere die installierte Leistung von Windturbinen und Photovoltaik (PV)-Anlagen stiegen in der Vergangenheit deutlich an (Abbildung 2.1). Szenarien von z. B. European Network of Transmission System Operators for Electricity (2022e) zeigen für die Zukunft einen noch deutlicheren Anstieg von Wind- und PV-Erzeugungskapazitäten für die EU-27 (ohne Malta) sowie für die Schweiz und Norwegen, wie in Abbildung 2.1 dargestellt ist.

Die Stromerzeugung aus Wind und PV ist allerdings nicht immer passend zur Nachfrage, da sowohl Angebots- als auch Nachfrageseite stark vom Wetter abhängen. Das ist in Abbildung 2.2 beispielhaft für eine Woche im November 2021 dargestellt. Als schwarze

² Auf die Hintergründe und Funktionsweise des EU ETS wird in dieser Dissertation nicht eingegangen. Weiterführende Informationen finden interessierte Leser beispielsweise in Hansjürgens (2009), Ellerman et al. (2010) und Europäische Kommission (2015a).

Linie ist die stündliche Netzlast im Übertragungsnetz, also die Nachfrage nach Strom im Netz der 27 Länder der EU (ohne Malta) inklusive der Schweiz und Norwegen illustriert. Die stündliche Einspeisung der EE ist in den benannten Ländern als bunte Fläche eingefügt. Die dargestellte Woche zeichnet sich durch ein konstantes Wetter mit wenig Windaufkommen und Sonneneinstrahlung in Europa aus. In der Abbildung ist eine beispielhafte, sehr niedrige und variable Einspeisung der EE ersichtlich. Deshalb besteht eine Lücke von mehreren hundert Gigawatt zwischen der Erzeugung der EE und der Netzlast, die durch andere Erzeugungsformen aufzufüllen ist, damit Nachfrage und Angebot im Stromsystem jederzeit ausgeglichen sind. In windreichen oder sonnigen Wetterlagen können die EE einen größeren Beitrag zur Füllung dieser Lücke leisten (siehe Abbildung 2.3). Im Jahr 2022 wird die Lücke zwischen Last und EE-Erzeugung weitestgehend durch disponible Kohle-, Gas- oder Kernkraftwerke sowie Pumpspeicherkraftwerke gefüllt. Durch das EU-Ziel, bis spätestens 2050 komplett THG-neutral zu sein (Europäische Kommission, 2020), werden vor allem die fossil befeuerten Kraftwerke nur noch eingeschränkt zur Verfügung stehen können.

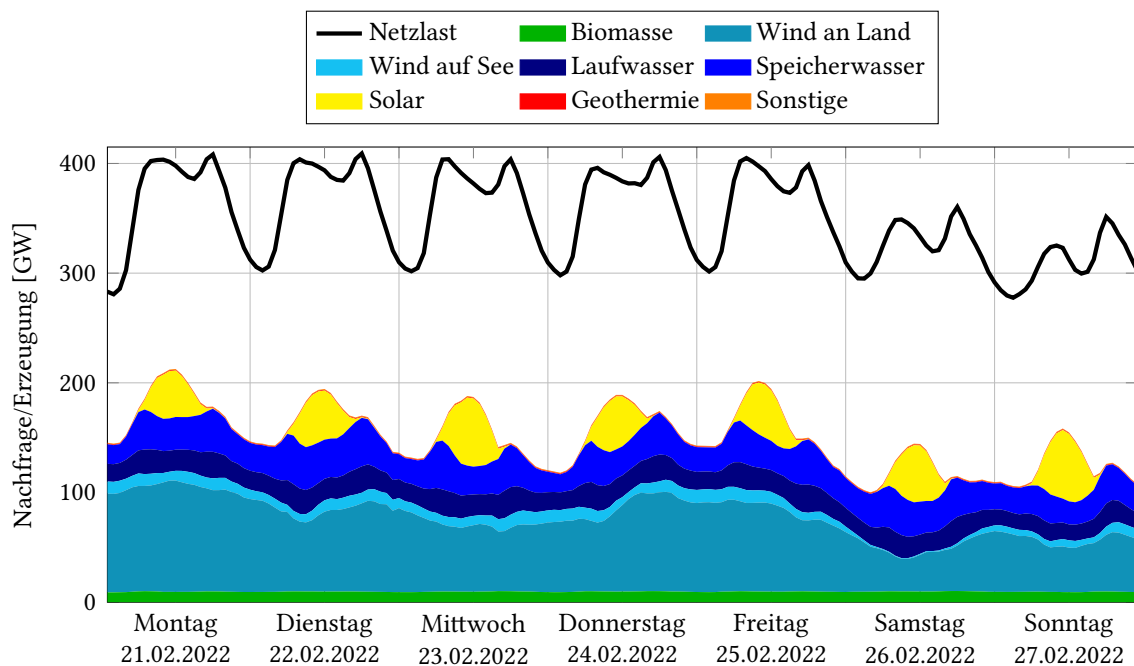


Abbildung 2.3.: Darstellung der Netzlast zusammen mit einer höheren Einspeisung der EE im Stromnetz der EU-27 (ohne Malta) sowie der Schweiz und Norwegen vom 21. bis 27. Februar 2022 (in einer Starkwindsituation) basierend auf der Datenverfügbarkeit von European Network of Transmission System Operators for Electricity (2022f); die Lücke zwischen der Netzlast und den EE wird derzeit überwiegend durch disponible Kraftwerke gefüllt.

Außerdem steigt das durchschnittliche Alter der thermischen Kraftwerke stetig weiter an. Infolgedessen kann auf der einen Seite die Fehleranfälligkeit durch die lange Betriebsdauer zunehmen und auf der anderen Seite die Versorgung mit Ersatzteilen immer herausfordernder werden, was die Zuverlässigkeit der technischen Anlagen zunehmend infrage

stellt (z. B. Autorité de Sûreté Nucléaire, 2021; Wealer, von Hirschhausen et al., 2021). In Abbildung 2.4 aus Forschungsbeitrag D wird am Beispiel der französischen Kernkraftwerke eine hypothetische Sterbelinie unter der Annahme einer technischen Lebensdauer von 50 Jahren dargestellt. Zusätzlich werden thermische Kraftwerke vor Erreichen der technischen Lebensdauer abgeschaltet. So existieren Pläne für einen Ausstieg aus der Stromerzeugung durch Kernkraftwerke in Belgien, Deutschland und der Schweiz (z. B. Bruninx et al., 2013; de Frutos Cachorro et al., 2019; Osorio und van Ackere, 2016). Darüber hinaus haben alle EU-27 Länder, bis auf Polen, einen Ausstieg aus der Kohleverstromung geplant oder vollzogen (z. B. Beyond-Coal, 2022; Bloomberg, 2021).

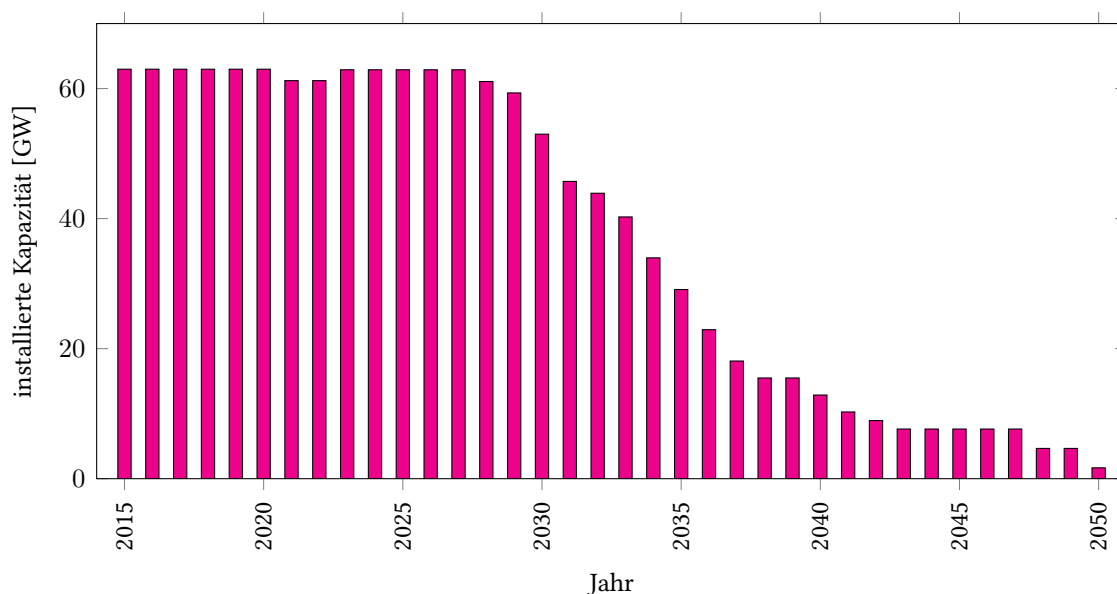


Abbildung 2.4.: Entwicklung der Kernkraftwerkskapazität in Frankreich unter der Annahme einer maximalen technischen Lebensdauer von 50 Jahren; das Inbetriebnahmejahr basiert auf S&P Global (2016b) und eigener Recherche. (aus Forschungsbeitrag D, Zimmermann und Keles (2023))

Eine Möglichkeit die schwankende EE-Erzeugung auszugleichen, bieten neben den disponiblen Kraftwerken zunehmend Speichertechnologien. Diese speichern zu einem Zeitpunkt Strom ein, sodass er später wieder abgerufen werden kann. Speicher sind somit erzeugungs- und nachfrageseitig aktiv. Strom zu speichern ist besonders dann sinnvoll, wenn die EE-Erzeugung höher als die Nachfrage ist. Eine weit verbreitete Speichertechnologie sind die Pumpspeicherkraftwerke, die Wasser auf ein höheres Niveau pumpen und, im Falle des Abrufs, wieder über Turbinen in ein unteres Gewässer ablassen. Zukünftig werden Batteriespeicher im Stromsystem an Bedeutung gewinnen (z. B. Fraunholz, Keles et al., 2021). Trotz der sinkenden Batteriepreise gilt eine Speicherung von Strom weiterhin als kostenintensiv und über längere Zeiträume schwierig (Hogan, 2017).

Speicherwasserkraftwerke können über einen längeren Zeitraum Energie speichern. Die Speicherung resultiert in der Regel aus dem Zurückhalten von (Schmelz-)Wasser in einer Talsperre und dem kontrollierten Turbinieren. Die saisonalen Speicher sind mit großen Speicherbecken verbunden, die spezifische geologische und hydrologische Bedingungen

voraussetzen, wie sie vor allem und nicht unbegrenzt in Gebirgsregionen vorhanden sind. Meist sind Speicherwasserkraftwerke nicht mit einem Pumpsystem ausgestattet (z. B. Bundesamt für Energie, 2022c). Zukünftig können klimatische Veränderungen die Niederschlagsmenge negativ beeinflussen. Die Speicherwasserkraftwerke wären davon unmittelbar betroffen und könnten weniger Strom zur Verfügung stellen.

Neben der Erzeugungsseite trägt auch die Nachfrageseite zu den Herausforderungen der Stromversorgung bei. Stromverträge privater Endverbraucher unterscheiden vorwiegend nicht zwischen unterbrechbarer und nicht-unterbrechbarer Versorgung. Somit ergibt sich ein Trittbrettfahrerproblem, da die Endverbraucher von einer hohen gesicherten Versorgung profitieren, jedoch ohne eine Gegenleistung zu erbringen (Lynch und Devine, 2017). Daraus folgt, dass auch kein Preis für gesicherte Erzeugung entsteht und somit keine Anreize, dem System nachfrageseitige Flexibilität bereitzustellen (Joskow und Tirole, 2007). Die Nachfrage ist, wie beispielhaft in Abbildung 2.2 und 2.3 dargestellt, annähernd preisunelastisch. In Abbildung 2.5 ist die Entwicklung der Stromnachfrage von 2000 bis 2020 aufgezeichnet. Die weiteren Jahre sind als erwartete Entwicklung anhand zweier Szenarien von European Network of Transmission System Operators for Electricity (2022e) dargestellt. Ab 2020 tragen neue Technologien und Anwendungen im Stromsystem, wie z. B. die stärkere Integration des Wärme- und Transportsektors sowie die Produktion von Wasserstoff, dazu bei, dass die Nachfrage zum Jahr 2050 mehr als verdoppelt wird. Sowohl Speicher als auch die neuen Technologien im Stromsystem sind vermehrt dazu geeignet, flexibel die Stromnachfrage zu steuern und die Elastizität zu erhöhen.

2.1.2. Indikatoren der Zuverlässigkeit eines Stromsystems

2.1.2.1. Begriffsdefinition

Die Angemessenheit (Englisch: *adequacy*) eines Systems ist ein objektives und messbares Kriterium, welches durch verschiedene Metriken bewertet werden kann. Zusammen mit der Sicherheit (Englisch: *security*) sind das die zwei wesentlichen Determinanten, die die Zuverlässigkeit eines Stromsystems (Englisch: *system reliability* oder *reliability of an electricity system*) ausdrücken. Diese hier vorgestellte Begriffsdefinition deckt sich in den relevanten Punkten mit den Ausführungen der Europäischen Kommission (2014), die wiederum teilweise auf CIGRE (1987) referenzieren. In anderen Quellen werden allerdings auch davon abweichende Definitionen verwendet (z. B. European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2015).

Die Sicherheit (oder teilweise auch Versorgungssicherheit) umfasst demnach alle erforderlichen Maßnahmen die gewünschten Mengen Strom an alle Verbrauchsstellen in akzeptablen Standards zu liefern und beinhaltet insbesondere die Widerstandsfähigkeit gegen plötzliche Störungen, wie unerwartete Ausfälle von Systemkomponenten (CIGRE, 1987). Das *European Network of Transmission System Operators for Electricity* (Verband der Übertragungsnetzbetreiber für Elektrizität in Europa) (ENTSO-E) fasst das unter operative Sicherheit zusammen (European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2013), was deutlich den Fokus auf die Kurzfristigkeit legt und plötzliche Störungen sowie Ausfälle im Stromnetz oder von Erzeugungsanlagen impliziert. Während in Bezug auf Strom der Begriff der (Versorgungs-)Sicherheit etabliert ist, bezieht sich der Begriff der

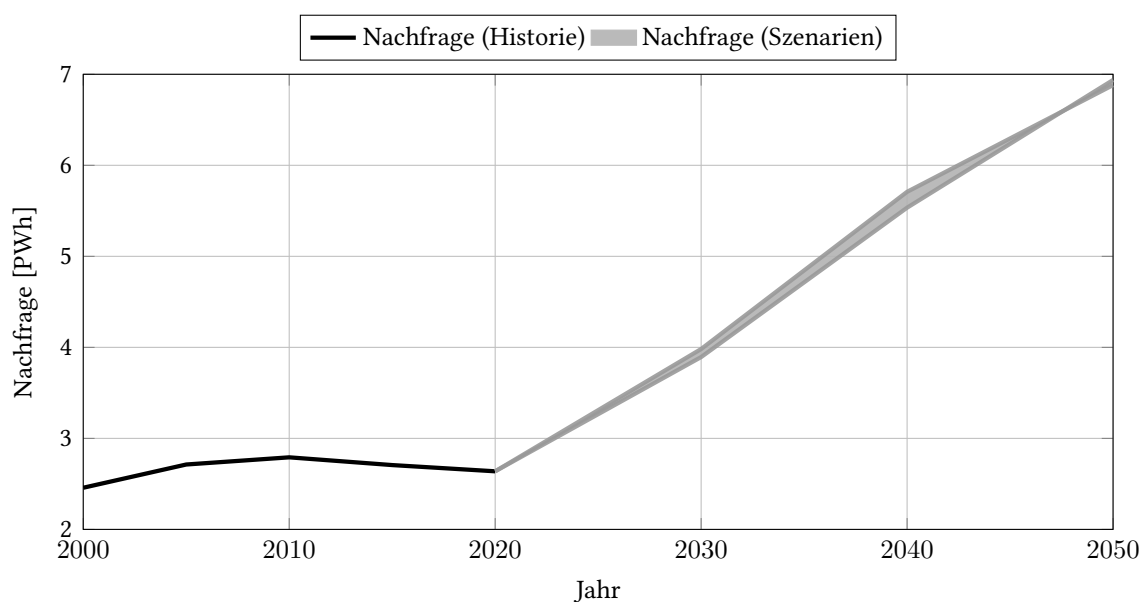


Abbildung 2.5.: Szenarien zur Entwicklung der Stromnachfrage der EU-27 (ohne Malta) mit der Schweiz und Norwegen mit historischen Zahlen von Eurostat (2022b), Bundesamt für Energie (2021a) sowie exemplarisch zwei zukünftige Szenarien aus dem Ten-Year Network Development Plan 2022 (European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2022e) die Szenarien *Distributed Energy* und *Global Ambition*

Energiesicherheit auf alle Energieträger (z. B. Gas, Benzin, Strom, etc.) und ist deutlich weiter gefasst (z. B. Ren und Sovacool, 2014).

Wird hingegen von der Angemessenheit gesprochen, fällt darunter die Fähigkeit der langfristigen Nachfragedeckung (unter Hinzunahme aller Reserven) in einem System und betrachtet vorwiegend die Planungsperspektive (Europäische Kommission, 2014). Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (2009b) unterscheidet die Angemessenheit der Stromerzeugungskapazitäten (Englisch: *Generation Adequacy*), Übertragung (Englisch: *Transmission Adequacy*) und, als Summe der Beiden, die Angemessenheit des (gesamten) Stromsystems (Englisch: *System Adequacy*):

- Die **Angemessenheit der Stromerzeugungskapazitäten (Englisch: *Generation Adequacy*)** ist die Bewertung der Fähigkeit eines Stromsystems, ob die Erzeugung den Verbrauch jederzeit deckt.
- Die **Angemessenheit der Übertragung (Englisch: *Transmission Adequacy*)** ist die Bewertung der Fähigkeit eines Stromsystems, alle Flüsse zu bewältigen, die aus der Übertragung des Stroms von der Erzeugungs- zur Verbrauchsstelle resultieren.
- Die **Angemessenheit des Stromsystems (Englisch: *System Adequacy*)** ist die Bewertung der Fähigkeit, die Nachfrage in allen stabilen Zuständen unter Standardbedingungen durch die Erzeugung langfristig zu decken und die notwendigen Strommengen zu übertragen.

Demnach kann die Erzeugungskapazität zwar ausreichend zur Nachfragedeckung sein, jedoch muss der Strom auch zu den Verbrauchern verteilt werden. Umgekehrt sind gut dimensionierte Stromnetze nicht hinreichend, wenn die Erzeugungskapazität die Nachfrage nicht decken kann (Europäische Kommission, 2014).

Immer öfter wird anstatt der AdE die Angemessenheit der Ressourcen (Englisch: *Resource Adequacy*) analysiert, um nicht nur einen Bezug zur Erzeugung (Nettoerzeugung), sondern auch die Möglichkeit von Nachfrageflexibilität (Nettolast) zum Erreichen des Gleichgewichts aus Angebot und Nachfrage im Stromsystem zu berücksichtigen (Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union, 2019b; European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2021a).

Die in dieser Dissertation adressierten Fragestellungen beziehen sich auf die AdE, da Investitionen in disponible Erzeugungskapazitäten im Fokus stehen, die möglichst jederzeit zur Deckung der Last herangezogen werden können. Deshalb werden im Folgenden die Begriffe Angemessenheit der Ressourcen (da keine detaillierte Modellierung der Nachfrageflexibilität durchgeführt wird), Angemessenheit der Übertragung (da keine detaillierte Modellierung der intrazonalen Netze vorgesehen ist) und folglich auch Angemessenheit des Stromsystems nicht weiter betrachtet. Die adressierten Fragestellungen beziehen sich vor allem auf langfristige und weniger auf operative Entscheidungen, weshalb die (Versorgungs-)Sicherheit gleichermaßen nicht detailliert analysiert wird.

2.1.2.2. Bewertung der Angemessenheit der Stromerzeugungskapazitäten

Die Bewertung der AdE erfordert zunächst die Berechnung der entsprechenden Bewertungsgrundlage auf Basis einer Modellierungsmethodik (Europäische Kommission, 2014). Diese Methodik sollte alle relevanten Elemente im System wie Erzeuger, Nachfrager, Speicher, Flexibilität und Interkonnektoren abbilden (Poncela Blanco et al., 2016). Interkonnektoren zwischen Marktgebieten können in Knappheitssituationen relevant zur Deckung der Nachfrage beitragen und sollten deshalb zweifellos Eingang in eine Analyse finden (Poncela Blanco et al., 2016; Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity, 2009b). Die Ergebnisse aus der Modellierung fließen anschließend in eine Metrik bzw. eine Kennzahl ein, um die AdE zu bewerten. Oft werden diese Metriken in diversen Studien von oder für relevante Stakeholder, wie Übertragungsnetzbetreiber oder Regulierungsbehörden, aufbereitet, um daraus Maßnahmen abzuleiten, beispielsweise zur Anpassung des Marktdesigns oder zur zusätzlichen Allokation von Erzeugungskapazitäten (CEER, 2014).

Die Modelle, die das Stromsystem abbilden und die Ergebnisdaten für die Metriken berechnen, können nach den Ausführungen der Europäischen Kommission (2014) zwischen deterministischen und probabilistischen Methoden differenziert werden.

Deterministische Methoden

Deterministische Methoden beziehen sich auf einen Zustand zu einem zukünftigen Zeitpunkt. Es werden Faktoren, wie die nicht sichere Verfügbarkeit der EE oder die Schwankung der Nachfrage, entweder komplett vernachlässigt oder nur pauschal über ein einzelnes Wetterjahr bzw. Derating (auch Kapazitätsfaktor oder Kapazitätskredit genannt) berücksichtigt (Amelin, 2009; Poncela Blanco et al., 2016). Der Begriff Derating wird auch

bei elektronischen Bauteilen verwendet, bezeichnet aber im Kontext der Energiewirtschaft den substituierbaren Anteil an disponibler Kraftwerksleistung durch eine spezifische EE-Technologie (Milligan, 2000). Derating-Faktoren werden meist verwendet, um den Beitrag der EE zur AdE zu berücksichtigen, sind aber herausfordernd zu bestimmen. Des Weiteren werden Investitionsentscheidungen von Derating-Faktoren beeinflusst und können, bei einer falschen Wahl der Faktoren, eine ineffiziente Kapazitätszusammenstellungen begünstigen (Brito-Pereira et al., 2022). Der Vorteil deterministischer Methoden für die Analyse der AdE ist die vergleichsweise geringere Rechenzeit (Europäische Kommission, 2014).

Es werden zwei Varianten deterministischer Methoden unterschieden: In der ersten Variante, die sog. **Reservemarge Methode** (Englisch: *The Reserve Margin Method*), werden einzelne Situationen (einzelne Stunden), aber auch längere Zeiträume (bis zu einem Jahr) betrachtet, die beispielsweise eine besonders hohe Nachfrage, geringe Erzeugung oder die höchste residuale Last aufweisen. Beispielsweise wird für die Berechnung der *Reserve Margin* (RM) die verfügbare Erzeugungsleistung des Systems benötigt (Abbildung 2.6 visualisiert das Vorgehen). Die verfügbare Leistung (zur Deckung der Nachfrage) ist ein Teil der installierten Nettoerzeugungsleistung, die um erwartete Ausfälle (z. B. aufgrund von Wartung), nicht einsetzbarer Leistung (z. B. aufgrund von begrenzter Kühlleistung im Sommer) sowie unerwarteter Ausfälle (z. B. aufgrund technischer Defekte) gemindert wird. Die verfügbare Leistung wird weiter um Reserven reduziert, die für Systemdienstleistungen eingesetzt werden. Danach verbleibt die gesicherte Leistung, die zur Deckung der Spitzenlast beitragen kann.

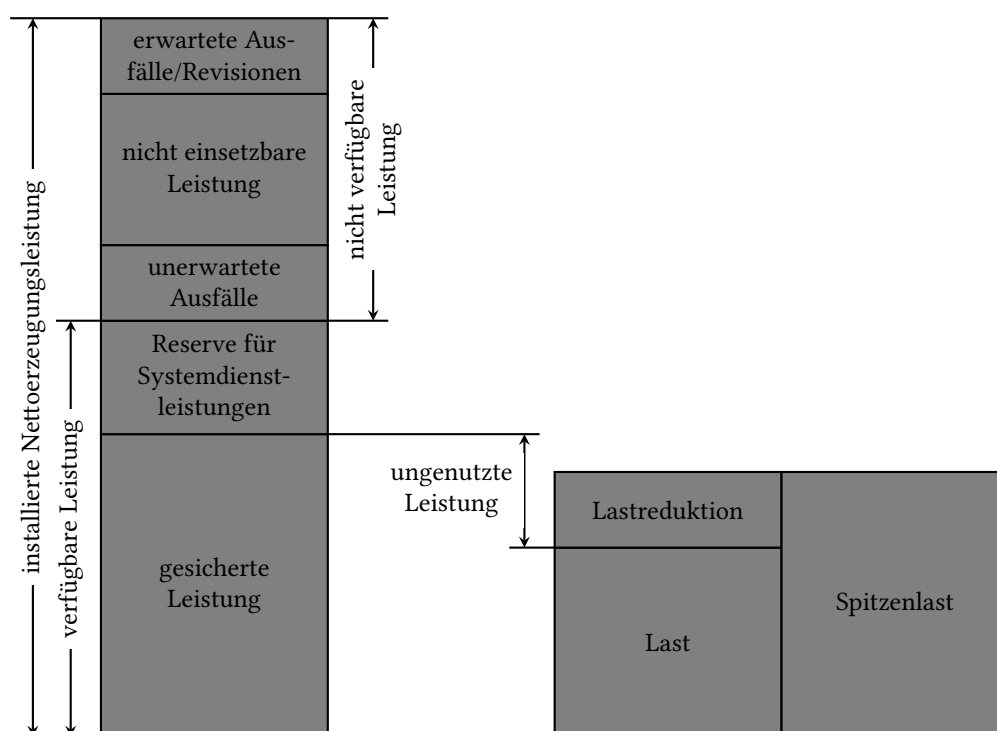


Abbildung 2.6.: Zusammensetzung der Kraftwerksleistung ohne ausländische Importe, die für die Strommärkte und Systemdienstleistungen verfügbar ist (angelehnt an Europäische Kommission (2014) und Netztransparenz.de (2018)).

Gegebenenfalls kann die Spitzenlast um Lastreduktionsmaßnahmen wie Nachfrageflexibilität bzw. Demand-side Management reduziert werden. Unter Demand-side Management versteht die Europäische Kommission (2014) eine autorisierte Unterbrechung der Nachfrage. Ein notwendiges oder unkontrolliertes Abschalten (eines Teils) der Verbraucher zur Stabilisierung der Netze zählt zu den nicht-autorisierten Unterbrechungen.

Die zweite Variante der deterministischen Methoden wird mit **Basisereignis Methode** (Englisch: *The selected Base Incidents Method*) übersetzt. Dazu werden vor allem Szenarien mit kritischen Systemzuständen inklusive Erzeugungs- oder Übertragungsstörfällen ausgewählt. Vor diesem Hintergrund werden Wetterjahre variiert oder Verfügbarkeiten von Erzeugungstechnologien verringert und synthetische Stresssituationen erzeugt (Europäische Kommission, 2014). Daraufhin wird analysiert, ob das Stromsystem unter diesen Stresssituationen Störfällen standhält. Mit dieser Methode können neben der Untersuchung der AdE, die Angemessenheit der Übertragung und damit auch des Systems untersucht werden, indem zusätzlich das Stromnetz berücksichtigt wird.

Beispielsweise führen Misconel et al. (2022) eine deterministische Untersuchung durch. Sie bewerten die AdE des deutschen Stromsystems mit verschiedenen Ansätzen der Energiesystemmodellierung.

Obwohl deterministische Ansätze oft nur statische Zeitreihen untersuchen, können sie trotzdem wertvolle Erkenntnisse hinsichtlich der AdE liefern. So kann ein solcher Ansatz durch die vergleichsweise kurze Rechenzeit als Indikator für weitere Analysen dienen, um weitergehende Erkenntnisse mithilfe eines probabilistischen Ansatzes zu gewinnen.

Probabilistische Methoden

Probabilistische Methoden hingegen berücksichtigen Unsicherheiten, die z. B. durch die Wetterabhängigkeit von Wind und PV oder die temperaturabhängig schwankende Nachfrage entstehen. Mithilfe der Methodik kann daraus die Wahrscheinlichkeit abgeleitet werden, ob das Stromsystem die Nachfrage decken kann (Poncela Blanco et al., 2016). Unter steigenden Anteilen von Windkraftwerken und PV im Stromsystem kann ein probabilistischer Ansatz der Stochastik von Erzeugung und Nachfrage eher Rechnung tragen als ein Deterministischer (Kloubert, 2020).

Für die probabilistische Bestimmung der AdE werden gleichermaßen zwei Varianten unterschieden (Europäische Kommission, 2014; Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity, 2009b):

Faltung von Wahrscheinlichkeitsverteilungen fallen unter analytische Methoden, die über eine Faltung verschiedener Wahrscheinlichkeitsverteilungsfunktionen einzelner Systemkomponenten zu einer Gesamtverteilung gelangen. Aus der Gesamtverteilung werden die Häufigkeiten und Wahrscheinlichkeiten von Systemzuständen bestimmt (Europäische Kommission, 2014; Kloubert, 2020) und in Metriken abgeleitet. Die Herausforderung in der Anwendung besteht in der Bestimmung der Verteilungsfunktionen der einzelnen Komponenten.

Monte-Carlo-Simulationen berücksichtigen in einer Vielzahl von Simulationen verschiedenste (Eingangs-)Parameter, um unterschiedlichste Zustände des Systems zu simulieren. Dazu wird eine große Anzahl von Szenarien mit unterschiedlichen Wetterjahren simuliert und jeweils zufällig Ausfälle (von Kraftwerken oder Netzkomponenten, abhän-

gig vom Analysefokus) gezogen (Europäische Kommission, 2014; European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2021b). Eine hohe Anzahl an Simulationen ist notwendig, um eine hohe Genauigkeit und Aussagekraft der Ergebnisse zu erhalten. Die Idee ist, dass wahrscheinliche Zustände im Stromsystem durch die zufällige Auswahl der Parameter öfter auftreten als unwahrscheinlichere und somit eine gute Abbildung gewährleistet wird (Europäische Kommission, 2014; Poncela Blanco et al., 2016).

Beispiele für probabilistische Untersuchungen legen Hasani-Marzooni und Hosseini (2011) dar, die eine Untersuchung hinsichtlich des Einflusses des Wachstums der Nachfrage und der variablen Winderzeugung auf die Erzeugungskapazitäten, der Strompreise und der resultierenden RM durchführen. Das European Network of Transmission System Operators for Electricity (2021b) bewertet die AdE in Europa unter verschiedenen Wetterjahren. Dabei werden jeweils die temperaturabhängige Nachfrage, Wind und Solareinstrahlung, hydrologische Parameter der Wasserkraftwerke und andere stochastische Einflussfaktoren variiert und in zahlreichen Kombinationen miteinander simuliert. Harang et al. (2020) bewerten die Auswirkung des Klimawandels auf die Wasserkraft anhand verschiedener AdE Metriken.

2.1.2.3. Metriken

Die von Modellen generierten Ergebnisse werden unabhängig vom jeweiligen Ansatz in Metriken ausgedrückt. Das geschieht auf Basis der ungedeckten Nachfrage (Europäische Kommission, 2014).

Einige der Metriken können entweder nur mit einem probabilistischen Ansatz oder nur mit einem deterministischen Ansatz berechnet werden, viele aber mit beiden Ansätzen. Da für viele Begriffe im Folgenden kein deutsches Synonym existiert, werden sie meist nicht übersetzt. Es werden Metriken verwendet, die sich auf einen gegebenen größeren geografischen Rahmen (also kein einzelnes Kraftwerk, sondern auf ein komplettes Marktgebiet) und auf einen gegebenen Zeithorizont, im Folgenden immer ein Jahr, beziehen. Im Wesentlichen wird auf die Definition der Metriken der European Network of Transmission System Operators for Electricity (2021b) zurückgegriffen. Einige Autoren nutzen jedoch leicht abweichende Begrifflichkeiten.

1. *Reserve Margin* (RM) (Gleichung 2.1) in Prozent wird aus dem Verhältnis der verfügbaren Erzeugungsleistung und der maximalen jährlichen Last gebildet (Europäische Kommission, 2014; Poncela Blanco et al., 2016). Es ist die durchschnittliche verfügbare Erzeugungskapazität, die die Spitzennachfrage übersteigt.

$$RM = \frac{\text{verfügbare Erzeugungsleistung}}{\text{Spitzennachfrage}} - 1 \quad (2.1)$$

2. *Energy not Served* (ENS) in einer Energiemenge (beispielsweise Megawattstunden) ist die Summe der Nachfragemenge, die nicht gedeckt werden kann (European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2021b).
3. *Expected Energy not Served* (EENS) in einer Energiemenge (beispielsweise Megawattstunden) ist die erwartete Summe der Nachfragemenge, die über verschiedene

Modellläufe nicht gedeckt werden kann. Dabei ist J die Anzahl der Modellläufe und j ein Modelllauf von J (European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2021b). Im deterministischen Fall bezieht sich J teilweise auf die Anzahl der berechneten Zeitschritte im Jahr (Europäische Kommission, 2014; Harang et al., 2020).

$$\text{EENS} = \frac{1}{J} \sum_{j=1}^J \text{ENS}_j \quad (2.2)$$

4. *Loss of Load Duration* (LLD) (auch LOLD) in Stunden ist die Anzahl von Stunden, in denen die Nachfrage nicht durch Erzeugung oder Importe gedeckt werden kann (European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2021b).
5. *Loss of Load Occurrences* (LLO) gibt die Gesamtanzahl zusammenhängender, evtl. mehrstündiger LLD-Ereignisse an (mehrere aufeinanderfolgende Stunden sind dabei ein Ereignis), in denen die Last nicht durch Erzeugung oder Importe gedeckt werden kann (NERC, 2018).
6. *Loss of Load Events* (LOLEV) (oder *Loss of Load Frequency* (LOLF)) zeigt die durchschnittliche Anzahl zusammenhängender Ereignisse an, in denen die Last nicht durch die Erzeugung oder Importe gedeckt werden kann (NERC, 2018). Dabei ist J die Anzahl der Modellläufe und j ein Modelllauf von J .

$$\text{LOLEV} = \frac{1}{J} \sum_{j=1}^J \text{LLO}_j \quad (2.3)$$

7. *Loss of Load Expectation* (LOLE) (European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2021b) (oder *Loss of Load Hours* (LOLH), NERC (2018)) in Stunden ist die erwartete Gesamtdauer, in der die Nachfrage nicht durch Erzeugung oder Importe über verschiedene Modellläufe gedeckt werden kann (European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2021b; Harang et al., 2020). Dabei ist J die Anzahl der Modellläufe und j ein Modelllauf von J .

$$\text{LOLE} = \frac{1}{J} \sum_{j=1}^J \text{LLD}_j \quad (2.4)$$

8. *Loss of Load Probability* (LOLP) in Prozent ist der Anteil des Betrachtungszeitraums, in dem die Nachfrage nicht gedeckt werden kann (Poncela Blanco et al., 2016). Der Betrachtungszeitraum kann z. B. auf einer stündlichen (8760 bzw. 8784 Stunden) oder wöchentlichen (52 Wochen) Basis angegeben werden.

$$\text{LOLP} = \frac{\text{LLD}}{\text{Betrachtungszeitraum}} \quad (2.5)$$

9. 95. Perzentil (P95) in Stunden ist die LOLE für eine Hochlastsituation, wie sie nur alle 20 Jahre vorkommt (kritisches Szenario), in der die Last nicht mit der zur Verfügung

stehenden Erzeugungsleistung gedeckt werden kann (Europäische Kommission, 2014).

10. *Capacity Margin* (CM) (Europäische Kommission, 2014) oder *Coverage Index* (CI) (Poncela Blanco et al., 2016) in Prozent ist die durchschnittliche verfügbare Erzeugungskapazität an der Spitzennachfrage (siehe Abbildung 2.6). Die verfügbare Erzeugungsleistung wird mittels Kapazitätsfaktoren verringert (Derating) (Europäische Kommission, 2014).

$$CM = \frac{\text{verfügbare Erzeugungsleistung}}{\text{Spitzennachfrage}} \quad (2.6)$$

11. *Adequacy Ratio* (AR) ist in Forschungsbeitrag B (Keles, Bublitz et al., 2016) definiert und misst das minimale stündliche Verhältnis eines Jahres zwischen der sicher verfügbaren Erzeugungsleistung und der residualen Nachfrage (in Gleichung 2.7). Im Gegensatz zu CM wird die Erzeugung der EE nicht über Derating-Faktoren berücksichtigt, sondern von der Nachfrage in der jeweiligen Stunde h abgezogen.

$$AR = \min_{\forall h} \frac{\text{verfügbare Erzeugungsleistung}(h)}{\text{residuale Nachfrage}(h)} \quad (2.7)$$

12. Die fortlaufend gesicherte Kapazität *Continuously Reliable Capacity* (CRC) (beispielsweise in Megawatt) wird nur auf wetterunabhängige Erzeugungskapazitäten bezogen. Speicher werden vernachlässigt. Um die CRC zu errechnen, wird die Nettoerzeugungsleistung um kraftwerkstypabhängige Nichtverfügbarkeiten reduziert (Kumar et al., 2019).
13. *Hours at Risk* (HAR) in Stunden ist die Anzahl der Stunden, in denen die CRC nicht ausreicht, um die Nachfrage zu decken (Kumar et al., 2019).
14. *Load at Risk* (LAR) oder *Power Import Dependency* (PID) (Misonel et al., 2022) in einer Kapazität (beispielsweise in Megawatt) ist die positive Differenz der residualen Nachfrage in Stunde h , die die CRC übersteigt (Kumar et al., 2019). Die LAR bzw. PID gibt die Kapazität an, die anderweitig, z. B. über Importe, gedeckt werden muss und gibt Informationen über den Grad der Unabhängigkeit von Importen eines Marktgebietes an (Misonel et al., 2022). Der Maximalwert aller positiven Differenzen wird als LAR_{\max} bzw. PID_{\max} definiert.

$$LAR(h) = \max\{0, \text{residuale Nachfrage}_h - CRC\} \quad (2.8)$$

15. *Energy at Risk* (EAR) in einer Energiemenge (beispielsweise in Megawattstunden) ist die Summe der LAR innerhalb einer Stresssituation. Der Zeitraum aufeinanderfolgender Stunden mit positiven LAR-Werten ist definiert als eine Stresssituation (Kumar et al., 2019).
16. *Equivalent Firm Capacity* (EFC) in einer Kapazität (beispielsweise in Megawatt) vergleicht Systemkonfigurationen miteinander, sodass wetterabhängige EE eine

Menge an gesicherter Kapazität ersetzen, um dieselbe AdE, basierend z. B. auf einer Metrik wie der LOLE, zu erreichen (Europäische Kommission, 2014). Analog wird beim Derating für eine EE-Technologie die EFC bestimmt.

Zusätzlich zu den hier vorgestellten Metriken gibt es weitere, die eine Distributions- oder Endkundensicht einnehmen, wie beispielsweise die ex-post Bestimmung der durchschnittlichen Zeit der ungeplanten Ausfälle der Stromversorgung für jeden Stromkunden (*System Average Interruption Duration Index*, SAIDI) (CEER, 2008). Eine weitere Metrik gibt die Häufigkeit und Dauer der zu erwartenden Ausfälle in einer Anzahl bzw. in Stunden bei konkreter Knappheit und rollierenden Zwangsabschaltungen an (Europäische Kommission, 2014). Auf diese Sichten wird in dieser Arbeit jedoch nicht eingegangen.

Trotz der Bestimmung identischer Metriken ist nicht gewährleistet, dass sie sinnvoll miteinander verglichen werden können. Denn um eine Vergleichbarkeit der Metriken untereinander zu gewährleisten, sind stringente und konsistente Annahmen bei den zugrundeliegenden Analysen Voraussetzung (Europäische Kommission, 2014). Einige Länder haben Zielwerte für die Versorgungssicherheit definiert, die nicht unterschritten werden sollen (und auch für die Berechnung der Zielkapazität für KMs herangezogen werden). ACER und CEER (2022) haben verschiedene Zielgrößen für die Versorgungssicherheit von EU-Ländern zusammengeführt und als einen sog. *Reliability Standard* definiert. Dieser wird als Maximalwert (in Stunden pro Jahr) für eine geduldete Lastunterdeckung in einem Land angegeben. Als Maß wird die LOLE gewählt. Die Werte für die EU-Länder sind in Tabelle 2.1 wiedergegeben. Der *Reliability Standard* wird zur Ermittlung der Zielkapazität eines KM herangezogen und hat damit auch Auswirkungen auf die AdE.

Deutet die Bewertung der Metriken bzw. insbesondere der AdE auf ein Defizit an Erzeugungsleistung hin, besteht die Gefahr, dass die Nachfrage langfristig nicht jederzeit gedeckt werden kann.

Tabelle 2.1.: EU länderspezifische Definition der Versorgungssicherheit (sog. *Reliability Standard*) als maximale Ausfallstunden des Stromsystems pro Jahr. Der Standard wird mit der Metrik LOLE ausgedrückt. Bislang haben nicht alle Mitgliedsstaaten einen Wert festgelegt. (Stand: Juli 2022 ACER, 2022)

| Land | LOLE Maximalwert [h/Jahr] |
|--------------|--|
| Tschechien | 15,00 |
| Estland | 9,00 |
| Irland | 8,00 |
| Litauen | 8,00 |
| Portugal | 5,00 |
| Niederlande | 4,00 |
| Belgien | 3,00 |
| Griechenland | 3,00 |
| Italien | 3,00 |
| Polen | 3,00 |
| Deutschland | 2,77 |
| Luxemburg | 2,77 |
| Finnland | 2,10 |
| Frankreich | 2,00 |
| Schweden | 0,99 |

2.2. Rolle des Marktdesigns vor dem Hintergrund der Angemessenheit der Erzeugungskapazitäten

In liberalisierten Strommärkten sollen vor allem privatwirtschaftlich organisierte Investoren Sorge tragen, dass die notwendigen Investitionen in das Stromsystem erfolgen. Eine Ausnahme bilden dabei die Netzbetreiber durch die natürlichen Monopole. Diese natürlichen Monopole sind meist reguliert und ihre Ausgaben für das Stromnetz dürfen über Umlagen auf alle Konsumenten verteilt werden. Erzeugungskapazitäten sind hingegen ökonomischen Bedingungen unterworfen, solange sie nicht systemrelevant und zur Garantie der Netzstabilität notwendig sind. Das bedeutet, dass Anreize für Investitionen und das Generieren von Einnahmen zur Finanzierung der Investitionen und Deckung aller Kosten unter einem Marktdesign erfolgen, welches die wesentlichen Bedingungen festlegt.

Neben den im vorhergehenden Kapitel 2.1 aufgeführten physikalischen Hemmnissen existieren durch den Handel mit Strom marktbezogene Hemmnisse. Die marktbezogenen Hemmnisse werden durch das Strommarktdesign und dessen Regeln beeinflusst. Beispielsweise klassifiziert Ringler (2017) drei Elemente, die der Rahmen und die Regeln eines Strommarktdesigns definieren müssen:

1. Als Grad der Integration wird beschrieben, wie der Strom gehandelt werden kann. D. h. ob der Stromhandel über das in Nordamerika dominierende Poolmodell oder alternativ über das in Europa dominierende Börsenmodell durchgeführt wird (z. B. Grimm, Ockenfels et al., 2008; Viehmann, 2017).
2. Die gehandelten Produkte müssen definiert werden. Relevant ist maßgeblich die gelieferte Energie (MWh). Je nach Ausgestaltung kann auch die bereitgestellte Leistung (MW) vergütet werden. Die gehandelten Produkte werden im Laufe des Kapitels ausführlich beschrieben.
3. Und schließlich muss der Umgang mit Netzrestriktionen bzw. das Netzengpassmanagement festgelegt werden. Ferner muss die Vergütung bzw. die Verteilung der Kosten für das Engpassmanagement festgelegt werden. In Kapitel 2.3 wird darauf ausführlicher eingegangen.

2.2.1. Grad der Integration des Stromhandels

Außerhalb Europas, beispielsweise in Teilen Nordamerikas, Australiens oder Russlands, ist der Stromhandel über ein Poolmodell verbreitet (Ockenfels et al., 2008). Der Handel fasst alle Märkte zusammen und muss über den Pool erfolgen. Schließlich wird von einem zentralen Akteur Erzeugung, Übertragung und Regelreserve für das Gesamtsystem optimiert festgelegt und erlaubt damit eine gute Koordination (Grimm, Ockenfels et al., 2008; Ockenfels et al., 2008). Durch die simultane Optimierung unter Berücksichtigung der Netzengpässe ist für jeden Netzknoten ein Preis bestimmbar, weshalb das Verfahren auch nodalpreisbasierte Allokation (Englisch: *Nodal Pricing* oder *Locational Marginal Pricing*) genannt wird (Ockenfels et al., 2008; Viehmann, 2017).

In Europa hingegen dominiert das Börsenmodell, wo der Handel zonalbasiert zunächst unabhängig, dezentral und innerhalb einer Zone ohne Beachtung von Netzrestriktionen

stattfindet (z. B. Grimm, Ockenfels et al., 2008; Viehmann, 2017). Eine Pflicht zum Handel über eine Börse besteht nicht. Erzeuger planen den Einsatz der eigenen Kraftwerke selbstständig und melden den Fahrplan zur physischen Erfüllung an den Netzbetreiber. Der Kraftwerkseinsatz ist damit für den Kraftwerksbetreiber im besten Falle optimal. Der Netzbetreiber koordiniert schließlich die physische Einspeisung, Ausspeisung sowie Übertragung und greift in Echtzeit bedarfsgerecht ein, z. B. mit Systemdienstleistungen zur Netzstabilisierung. Bei Fehlern kann es zu höheren Stromkosten oder geringerer Zuverlässigkeit des Stromsystems kommen (Ockenfels et al., 2008).

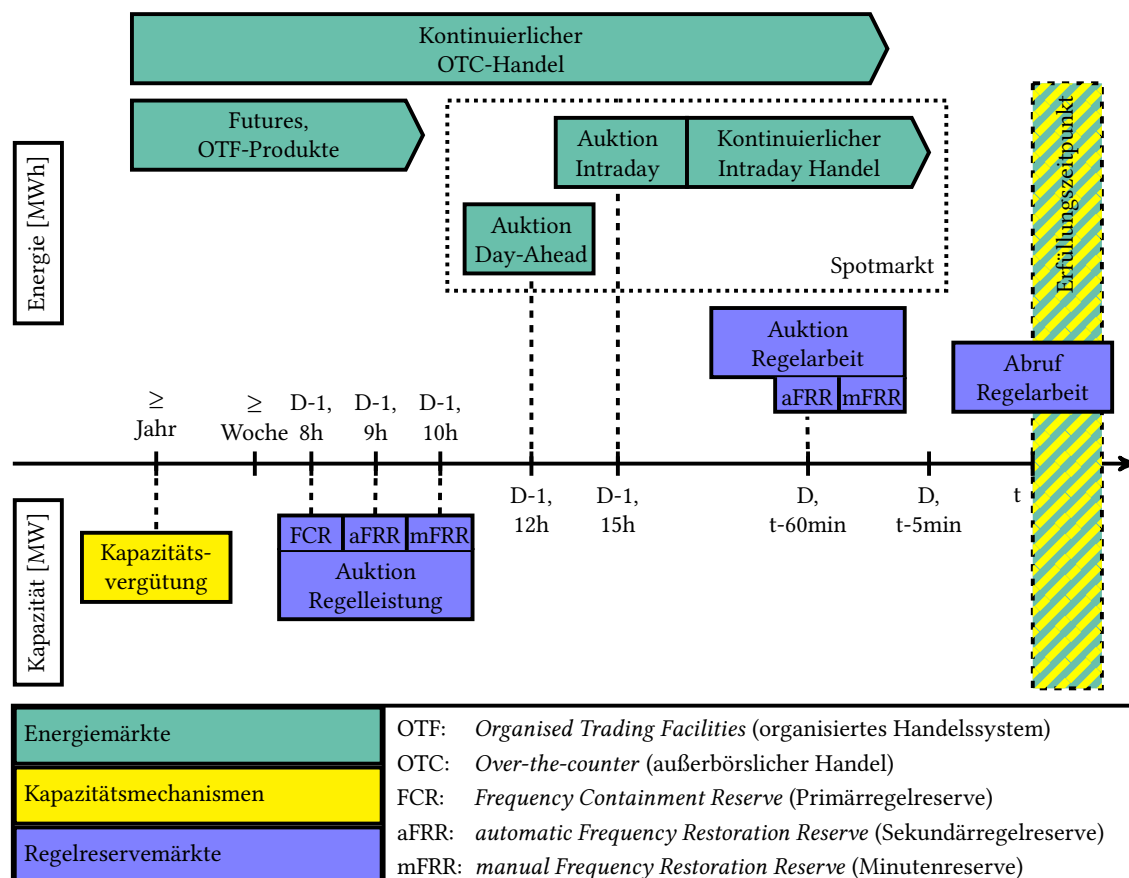


Abbildung 2.7.: Zeitliche Abfolge der wesentlichen Teile des Großhandels von Strom und Kapazität für weite Teile Westeuropas (Börsenmodell), hier am Beispiel von Deutschland; das Beispiel hat insbesondere Auswirkungen auf die angegebenen Uhrzeiten. Dargestellt sind der Terminmarkt mit standardisierten (sog. Futures, die über *Organised-Trading Facilities* (OTF) und *Over-the-Counter* (OTC) gehandelt werden können) und nicht-standardisierten (sog. Forwards, die nur OTC gehandelt werden können) Produkten. Die zum kurzfristigen Spothandel gehörenden Märkte sind gesondert hervorgehoben. (in Anlehnung an Kraft (2022) und European Power Exchange (2022), Stand: Mai 2022)

2.2.2. Produkte des Stromhandels

Im Folgenden werden die verschiedenen Märkte und die handelbaren Produkte vorgestellt. Grundsätzlich wird zwischen der Vergütung von gelieferter Energie und Vergütung der Bereitstellung von sicher verfügbarer Kapazität unterschieden. Die handelbaren Produkte unterscheiden sich desgleichen zwischen Poolmodell und Börsenmodell.

In Poolmodellen finden langfristige Termingeschäfte nur als finanzielle Produkte statt. Alle Angebots- und Nachfragegebote müssen über den Pool abgewickelt werden, damit der zentrale Koordinator alle relevanten Informationen besitzt (Grimm, Ockenfels et al., 2008; Ockenfels et al., 2008).

Hinsichtlich des Börsenmodells sind in Abbildung 2.7 die wesentlichen Elemente sowie die zeitliche Abfolge der möglichen Handelsaktivitäten verschiedener Produkte dargestellt. Insbesondere Kapazitätsmechanismen und teilweise die Terminmärkte für langfristige Kontrakte (Futures und Forwards) können weit vor Liefererfüllung gehandelt werden. Kurzfristiger Handel, der vom Vortag bis unmittelbar vor die Liefererfüllung reicht, ist auch über die sog. Spotmärkte möglich (Grimm, Ockenfels et al., 2008).

2.2.2.1. Systemdienstleistungen

Zur Vollständigkeit sollen zunächst die Systemdienstleistungen erwähnt werden, die sowohl Vergütungen für Kapazität als auch für Energie vorsehen. Nach dena (2014) nehmen im Börsenmodell die Systemdienstleistungen eine wichtige Rolle für den sicheren und zuverlässigen Betrieb von Stromnetzen ein. Es sind Maßnahmen und Mechanismen erforderlich, um die Betriebsführung zu erbringen (u. a. Engpassmanagement und Einspeisemanagement), um die Frequenz bzw. Spannung zu halten (u. a. Regelreserve und Blindleistungsbereitstellung) und um im Falle von größten Störungen den Versorgungswiederaufbau einzuleiten (u. a. Schwarzstartfähigkeit und Schaltmaßnahmen). In der Regel sind die Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber für die Erbringung oder Beschaffung der Systemdienstleistungen zuständig.

Im Jahr 2023 wird die Regelreserve im Wesentlichen über Ausschreibungen beschafft. Die anderen Systemdienstleistungen werden, wenn nicht teilweise vom Netzbetreiber erbracht, über bilaterale Verträge oder Ausschreibungen kontrahiert, teilweise auch langfristig im Voraus.

Für kurzfristige Abweichungen vom Kraftwerksfahrplan während des Erfüllungszeitpunktes aufgrund von z. B. Prognoseungenauigkeiten (auf Erzeugungs- und Verbrauchsseite) oder Kraftwerksausfällen wird die Regelreserve eingesetzt, um die Netzfrequenz jederzeit stabil halten zu können. Diese Regelreserve wird von Übertragungsnetzbetreibern in Europa ausgeschrieben und abgerufen. Ein Abruf erfolgt, sobald die angestrebte Netzfrequenz von 50 Hz über ein definiertes Toleranzband hinaus abweicht. Dabei werden in Europa auf Erzeugerseite zwischen drei verschiedenen Qualitätsstufen unterschieden: *Frequency Containment Reserve* (Primärregelreserve) (FCR), *Automatic Frequency Restoration Reserve* (Sekundärregelreserve) (aFRR) und *Manual Frequency Restoration Reserve* (Minutenreserve) (mFRR). Die Nachfrageseite kann Regelreserve über schnell und sofort abschaltbare Lasten zur Verfügung stellen. Für die anbietenden Akteure an den Reservemärkten ist eine Präqualifikation notwendig, die je nach anzubietender Qualitätsstufe

unterschiedliche Anforderungen an die Anbieter, wie z. B. Mindestgebotsgröße oder informationstechnische Schnittstellen, stellt. Für jede Regelzone eines Übertragungsnetzbetreibers bzw. jeden Verbund von Regelzonen muss ein bestimmtes Volumen von jeder Qualitätsstufe der Regelreserve allokiert werden (Müsgens et al., 2014). Hinsichtlich der Allokation der einzelnen Qualitätsstufen sind für die Primärregelreserve lediglich Leistungsgebote vorgesehen. Für Sekundärregelreserve und Minutenreserve sind getrennte Gebote für Leistung und Arbeit abzugeben (Ocker, 2018).

Kraft (2022) beschreibt die Staffelung der einzelnen Qualitätsstufen der Regelreserve folgendermaßen: Die Primärregelreserve wird direkt und automatisch als erste Maßnahme zur schnellen und unmittelbaren Stabilisierung der Netzfrequenz eingesetzt. Sollte diese Maßnahme nicht ausreichen oder die Abweichung länger anhalten, wird die Sekundärreserve eingesetzt, um die Primärregelreserve zu ersetzen. Nach 12,5-15 Minuten wird die Sekundärreserve durch die Minutenreserve abgelöst, falls die Abweichungen der Netzfrequenz weiterhin andauern. Spätestens nach 60 Minuten muss auch die Minutenreserve abgelöst werden.

Im Folgenden werden Systemdienstleistungen nur noch am Rande betrachtet. Dem interessierten Leser werden zur weiterführenden theoretischen und empirischen Vertiefung hinsichtlich Regelreserve z. B. Ocker (2018) oder Kraft (2022) empfohlen.

2.2.2.2. Marktdesign für Energie

Im folgenden Abschnitt werden Märkte vorgestellt, die ausschließlich Strom (also eine Energiemenge) vergüten. Grundsätzlich wird ein Marktdesign, in welchem nur die erzeugte oder verbrauchte Strommenge vorwiegend oder ausschließlich vergütet (bis auf z. B. Systemdienstleistungen) wird, Energy-Only-Markt genannt.

Der Handel von Strom in großskaligen Mengen wird im Großhandel entweder börslich oder über bilaterale Verträge (sog. *Over-the-Counter*-Handel (OTC)) organisiert (Grimm, Ockenfels et al., 2008). Ockenfels et al. (2008) sehen die Geschwindigkeit als Faktor, warum bilateraler Handel der Anforderung, Angebot und Nachfrage ständig auszugleichen, nicht gerecht werden kann. Deshalb ist ein zentral und multilateral organisierter Spotmarkt notwendig, um die Funktionsfähigkeit des Strommarktes sicherzustellen (Ockenfels et al., 2008). An den Börsen werden standardisierte Produkte, von z. B. Jahres-, Monats-, Tages-, Stunden- bis hin zu Viertelstunden-Stromkontrakten, je nach Kontrakt entweder kontinuierlich bis zu mehreren Jahren im Voraus oder zu einem festgelegten Zeitpunkt (12-48 Stunden im Voraus) als Auktion gehandelt (European Energy Exchange, 2022; European Power Exchange, 2022). Länger laufende Kontrakte (größer eine Stunde) werden über den Terminmarkt gehandelt. Einzelne Viertel-, Halb- oder Stunden sowie Blöcke von mehreren Stunden werden in der Regel über einen kurzfristigen Markt (sog. Spotmärkte) ca. einen Tag vor der physischen Erfüllung gehandelt (Grimm, Ockenfels et al., 2008). Nicht-standardisierte und standardisierte Produkte werden kontinuierlich und teilweise Jahre im Voraus OTC gehandelt (Viehmann, 2017). Der kontinuierliche Handel kann, insbesondere an den Spotmärkten, bis zu wenigen Minuten vor der Lieferung erfolgen.

Termingeschäfte umfassen Kontrakte mit einer längeren Vorlaufzeit und können auch individuell gestaltet werden. Diese können zentral (börslich mit standardisierten Produkten) als auch dezentral (OTC mit standardisierten und nicht-standardisierten Produkten)

gehandelt werden (Stoft, 2002). Sie dienen der langfristigen Absicherung des Risikos von Lieferverträgen für Stromversorger oder größeren Industrieunternehmen (z. B. Lieferung einer Strommenge für einen Monat oder ein Jahr) (Meeus, Purchala et al., 2005) und können sogar für die langfristige Sicherung der AdE hilfreich sein (Wolak, 2017).

An den Spotmärkten werden vor allem kurzfristig Strommengen gehandelt, um möglichst bis zum *Gate closure*, also dem letztmöglichen Handelszeitpunkt (Ringler, 2017), Nachfrage und Angebot für den Erfüllungszeitpunkt auszugleichen. Diese Märkte sind vor allem börslich organisiert, bieten standardisierte Produkte an und damit eine hohe Transparenz.

Wie in Abbildung 2.7 dargestellt, findet beispielsweise in Europa an der Börse EPEX SPOT der Spotmarkthandel, beginnend einen Tag im Voraus mit einer Day-Ahead Auktion mit stündlichen oder halbstündlichen Produkten (abhängig vom Marktgebiet), statt. Nachgelagert finden zudem am Vortag des Erfüllungszeitpunkts bzw. für manche Märkte auch am selben Tag Intraday Auktionen mit viertel-, halb- oder stündlichen Produkten statt. Darüber hinaus existiert ein kontinuierlicher Intradayhandel für viertel-, halb- oder stündliche Produkte, der am Vortag beginnt und teilweise 0-5 Minuten (Finnland 0 Minuten, Deutschland 5 Minuten) vor dem Erfüllungszeitpunkt letzte Handelsgeschäfte (*Gate closure*) ermöglicht (European Power Exchange, 2022). Z. B. Ockenfels et al. (2008) oder das Bundeskartellamt (2011) heben die Bedeutung der Spotmärkte als Referenz und Arbitragemöglichkeiten auch für andere Stromkontrakte hervor, weil kein Akteur einen schlechteren Preis als an der Börse akzeptieren würde, da die Option des Börsenhandels für Käufer und Verkäufer immer besteht. Spotmärkte koppeln oft mehrere Gebotszonen, sodass auch ein Handel zwischen Zonen unter Beachtung begrenzter Interkonnektorenkapazitäten möglich ist. Das wird in Kapitel 2.3 beschrieben.

Nach der ökonomischen Theorie werden die Preise für die Stromkontrakte aus den kurzfristigen Grenzkosten bestimmt. Diese berücksichtigen vor allem die variablen Kosten der Produktion einer zusätzlichen Einheit durch erhöhte Brennstoff-, EUA- und Startkosten sowie den Opportunitätskosten (Ockenfels et al., 2008; Ringler, 2017). Jedoch sind mit der Deckung der kurzfristigen Grenzkosten noch nicht die Vollkosten eines Kraftwerks gedeckt. Auf dem EOM sind daher Preisspitzen unerlässlich, um alle Kosten der Kraftwerke, insbesondere der preissetzenden Kraftwerke, zu decken (z. B. Boiteux, 1960). Ohne Deckung der Vollkosten drohen ökonomische Stilllegungen eines Kraftwerks oder es fehlen Anreize für Neuinvestition. Damit kann die AdE in Gefahr geraten. Umgekehrt merken Ockenfels et al. (2008) an, dass die effiziente Internalisierung des Nutzens von Investitionen nicht funktionieren kann, da eine hohe AdE ein öffentliches Gut ist und es daher zu keinem Ausschluss einer Gruppe von der zuverlässigen Versorgung mit Strom kommen darf. Im Falle einer Angebotsknappheit oder eines Nachfrageüberschusses kann, wenn keine anderen Regeln herrschen, keine Markträumung durchgeführt und damit kein Marktpreis gebildet werden. Ein Stromausfall wäre die Folge.

Zur AdE und deren Sicherung in liberalisierten Strommärkten gibt es eine wachsende Literatur mit breiten Erkenntnisgewinnen, die in Forschungsbeitrag A (Bublitz, Keles, Zimmermann et al., 2019) zusammengefasst werden. Im Folgenden werden einige Aspekte des Artikels kontextbezogen aufgegriffen.

Ein Vorschlag von Wolak (2017), um die AdE auch in einem EOM sicherzustellen, ist eine Verpflichtung der Endkundenversorger zur Nutzung von Terminkontrakten, damit

ausreichend Liquidität in diesem Marktsegment vorhanden ist und gleichzeitig die Erzeuger Anreize durch die langlaufenden Kontrakte zur Investition in neue Kraftwerke haben.

Chao et al. (2008) bemerken allerdings, dass die Verbindung von kurzfristigen und langfristigen Märkten durch Absicherungsgeschäfte, z. B. mittels Terminkontrakten, nicht mit den intrinsischen Interessen der Erzeuger und Konsumenten zusammenzuführen ist. Während Erzeuger langfristige Verträge mit festen Mengen und Preisen bevorzugen, mögen Konsumenten bedürfnisgerechte flexible Mengen und einer Vertragslaufzeit, die bestenfalls unmittelbar kündbar ist, sobald am Markt ein Angebot zu einem geringeren Preis verfügbar ist. Jedoch sind die Verträge für Konsumenten oft gegenteilig gestaltet, sodass die Tarife einen zeitunabhängig fixieren Preis pro nachgefragter Energiemenge beinhalten. Durch die langfristige Absicherung sind keine Signale für kurzfristige Knappheit vorhanden und somit können unerwünschte Effekte auftreten. Die Konsumenten haben dadurch wenig Anreize zur Bereitstellung von Flexibilität oder für Investitionen in effizientere Technologien zur Minderung der Nachfrage (de Vries und Hakvoort, 2004).

Sind die Verträge zwischen unterbrechbar und nicht-unterbrechbar differenziert, haben die Konsumenten einen Anreiz, in kritischen Situationen systemdienlich auf Nachfrage zu verzichten oder einen nicht-unterbrechbaren Vertrag zu einem höheren Preis zu wählen (Joskow und Tirole, 2007). Diese Nachfrageflexibilität kann gleichermaßen zur kontinuierlichen Räumung der Märkte beitragen. Das bedeutet, dass die Nachfrage kurzfristig preiselastisch ist und auf höhere Kosten bei Engpässen reagieren kann (Hogan, 2017).

In der Praxis ist die Nachfrage jedoch kurzfristig weitestgehend unelastisch, da die Zahlungsbereitschaft der Konsumenten für den Strom in der Regel über dem fixierten Tarif liegt. Den Preis, den Konsumenten für ihre Belieferung mit Strom bereit sind zu bezahlen, wird in der Literatur als *Value of Lost Load* (VoLL) bezeichnet. Der wahre Wert des VoLL ist schwierig oder sogar unmöglich zu bestimmen (Cramton, Ockenfels und Stoff, 2013; Willis und Garrod, 1997). In der Literatur werden jedoch Werte zwischen knapp null und mehreren 10.000 EUR/MWh genannt, abhängig von der Anwendung (z. B. ob eine Pumpe für den Springbrunnen betrieben wird oder eine Fabrik, die beim Ausfall von Maschinen große Schäden verzeichnet) (Hogan, 2017).

Aufgrund dieser fehlenden Anreize ist derzeit der nachfrageseitige Beitrag zu einer hohen AdE überschaubar und deshalb ist die Erzeugungsseite gefordert, dem Stromsystem Flexibilität bereitzustellen (Bublitz, Keles, Zimmermann et al., 2019; Keppler, 2017; Lynch und Devine, 2017).

Das verstärkt allerdings das Problem der Marktmacht. Da in den meisten Strommärkten nur wenige Erzeugungsunternehmen aktiv sind (Oligopole) (Schwenen, 2014), sind Konsumenten der Gefahr ausgesetzt, dass Erzeuger Kapazität zurückhalten und damit den Strompreis in die Höhe treiben (Hogan, 2017). Daraus resultiert, dass im Strommarkt kein vollkommener Wettbewerb vorherrscht (z. B. Oren, 2005; Schwenen, 2014; Stoff, 2002) und auch weitere Unvollkommenheiten, wie Preisdeckel oder wenig Echtzeitinformationen, auftreten (Cepeda und Finon, 2011). In der Regel existieren regulatorisch gesetzte Preisobergrenzen, um die Anreize zum Ausüben von Marktmacht zu verringern und um die Konsumenten zu schützen (Grimm und Zöttl, 2008; Stoff, 2002). Das bedeutet jedoch, dass diese Preisobergrenzen nicht den wahren Wert einer Versorgungsunterbrechung (VoLL) widerspiegeln, sondern mehr oder weniger willkürlich gewählt (Petitet et al., 2017). Darüber

hinaus werden die Obergrenzen aus politischen Gründen unterhalb des durchschnittlichen VoLL festgelegt (Petitet et al., 2017).

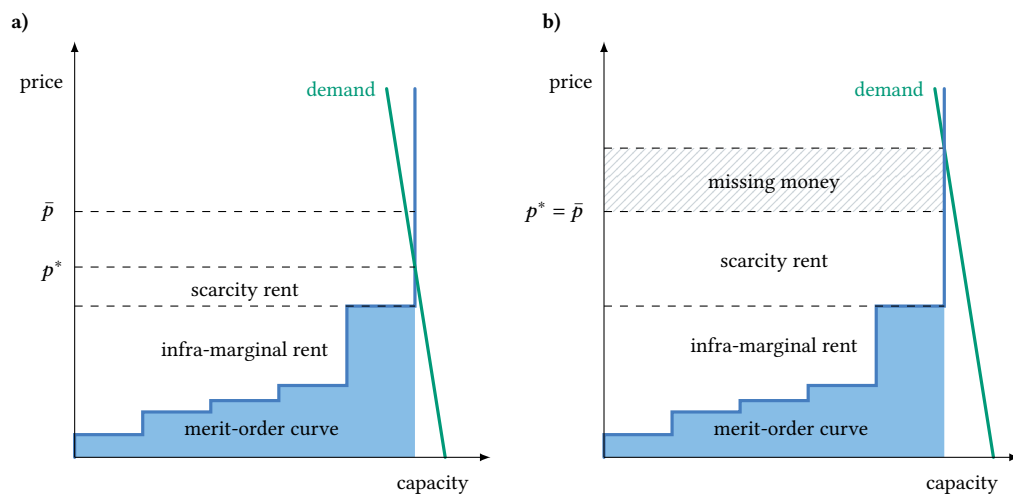


Abbildung 2.8.: Preisbildung in Knappheitssituationen: a) Der Gleichgewichtspreis p^* ist unterhalb des Preisdeckels \bar{p} und ein effizientes Marktergebnis ist erreicht. b) Der Gleichgewichtspreis p^* wäre oberhalb des Preisdeckels \bar{p} , was zur Folge hat, dass der resultierende Preis p^* syntetisch auf dem Preisdeckel gesetzt wird und Wohlfahrtsverluste auftreten (Missing-Money). Aus Forschungsbeitrag A (Bublitz, Keles, Zimmermann et al., 2019).

Falls Preisspitzen durch den Preisdeckel begrenzt werden und dadurch nicht ausreichen, um die Kraftwerke langfristig wirtschaftlich zu betreiben, tritt das sog. Missing-Money Problem auf (z. B. Bublitz, Keles, Zimmermann et al., 2019; Grimm und Zöttl, 2008; Joskow, 2022). Das Missing-Money Problem wird in Abbildung 2.8 grafisch veranschaulicht. Preisspitzen sind für die Wirtschaftlichkeit der Kraftwerke wichtig und sorgen für einen erheblichen Anteil an den Deckungsbeiträgen. Jedoch sind die Häufigkeit und die Höhe der Preisspitzen langfristig schwer vorhersagbar. Somit erscheint fraglich, ob die politisch gesetzten *Reliability Standards* (siehe Tabelle 2.1) in einem EOM erreicht werden (Petitet et al., 2017). Folglich erscheinen weitere Maßnahmen sinnvoll, um Anreize für Investitionen zu schaffen und eine hohe AdE im Stromsystem zu erreichen, falls vorhandene Preisspitzen nicht ausreichen (z. B. Doorman et al., 2016; Keles, Bublitz et al., 2016).

EOMs sind geeignet, einen effizienten kurzfristigen Einsatz der Kraftwerke festzulegen. Jedoch enthalten die Strompreise nicht alle Informationen, insbesondere hinsichtlich der Zahlungsbereitschaft für angemessene Erzeugungskapazitäten, um einen sicheren, zuverlässigen und langfristigen Betrieb zu gewährleisten (Bublitz, Keles, Zimmermann et al., 2019). D. h. es gibt kein Preisschild für eine zuverlässige Versorgung mit Strom (Joskow und Tirole, 2007). Das kann auch als Missing-Markets³ bezeichnet werden. Missing-Markets können zu Problemen führen, wenn die (nach Neuhoff und de Vries (2004) meist

³ Darüber hinaus wird von Missing-Markets gesprochen, wenn externe Effekte, z. B. durch Schadstoffe, nicht angemessen bepreist werden (Newbery, 2016).

risikoaversen) Investoren nicht bereit sind, ihre marktlichen (und politischen) Risiken alleine zu tragen und sie diese Risiken auch nicht effizient, beispielsweise über Verträge am Terminmarkt, aufteilen oder zumindest teilweise abwälzen können (Newbery, 2016).

Das alles führt zu Unsicherheiten bzgl. der erwarteten Erlöse durch die Stromverkäufe. Alleine die Risikoaversion der Investoren führt (im Vergleich zu einem risikoneutralen Investor) nach Fraunholz, Miskiw et al. (2023) zu höheren Spotmarktpreisen, geringeren Investitionen in dispoible Kraftwerke und damit auch zu einer geringeren AdE. Deshalb werden im nächsten Abschnitt Mechanismen für die langfristige Vergütung von Kapazität vorgestellt, die zusätzliche Einnahmen für Erzeugungskapazitäten generieren können.

2.2.2.3. Marktdesigns für Kapazität⁴

Die Literatur ist uneins über die vom EOM gesetzten Anreize zur Sicherstellung einer langfristigen Funktionsfähigkeit des Strommarkts mit hoher AdE (Bublitz, Keles, Zimmermann et al., 2019). So kann ein Grund für die fehlenden Anreize des EOM auf bestehende Überkapazitäten (Hogan, 2017) oder zu frühe bzw. fehlerhafte Regulierung zurückzuführen sein. Eine These ist, dass dem EOM nie ausreichend Zeit eingeräumt wurde, seine Anreizwirkung zu entfalten (Doorman et al., 2016). Dagegen geben Cramton und Stoff (2005) sowie Joskow und Tirole (2007) zu bedenken, dass Marktunvollkommenheiten, wie z. B. Möglichkeiten zur Ausübung von Marktmacht oder eine unelastische Nachfrage, trotzdem langfristig bestehen bleiben. Aber auch die Angst der politischen Stakeholder vor hohen Strompreisen oder Versorgungsengpässen und -unterbrechungen befeuert die Diskussion (z. B. Besser et al., 2002; Hogan, 2005).

Folglich sind in einigen Marktgebieten Marktdesigns eingeführt, die nicht nur die erzeugte Energiemenge, sondern auch Kapazität vermarkten (z. B. in Frankreich, Großbritannien und teilweise in den Vereinigten Staaten) und somit für eine Verteilung der Risiken und Kosten hinsichtlich AdE in Strommärkten zwischen Erzeuger und Konsumenten sorgen können (Cramton, Ockenfels und Stoff, 2013; Cramton und Stoff, 2008; de Vries und Heijnen, 2008; Hobbs, Hu et al., 2007; Joskow, 2008; Oren, 2005; Petitet et al., 2017). Die Bedenken hinsichtlich einer weiterhin vorhandenen Anfälligkeit des Strommarktes für Marktmacht sind dadurch nicht ausgeräumt (Wolak, 2004).

Jedoch sehen Meyer und Gore (2015) sowie Brito-Pereira et al. (2022) Risiken bei der Parametrierung des Marktdesigns. Die Höhe des Risikos ist allerdings abhängig vom implementierten Mechanismus. Diese Ineffizienzen des Marktdesigns kritisiert auch Oren (2000), da die Ineffizienzen zu Überinvestitionen führen können. Keppler (2017) sieht dagegen in den diskreten Investitionen ein Hemmnis, da die Anreize des Marktes eher zu Unterinvestitionen führen. Denn bei Überinvestitionen, mit der dadurch der fehlenden Knappheit, werden eigene Erträge kannibalisiert, was zu unrentablen Investitionen führt. Demzufolge wird der risikoaverse Investor nicht investieren. Zusätzlich merkt Keppler (2017) an, dass die Zahlungsbereitschaft der Gesellschaft zur Vermeidung von Ausfällen höher ist, als die eines privaten Investors in zusätzliche Kapazität.

Die Unsicherheiten der Strompreisprognose fördern darüber hinaus Investitionszyklen durch die lange Vorlaufzeit einer Kraftwerksinvestition (Arango-Aramburo und Larsen,

⁴ Die folgende Thematik wird im Artikel Bublitz, Keles, Zimmermann et al. (2019) ausführlich beschrieben. In Kapitel A des Teils II der vorliegenden Dissertation ist diese Veröffentlichung eingebunden.

2011; Ford, 2002; Olsina et al., 2014). Nach Hary et al. (2016) können durch die Implementierung eines KM diese Zyklen jedoch reduziert werden.

Im Wesentlichen wird eine Vergütung von Kapazität im Strommarkt aus zwei Gründen beabsichtigt: Zum einen ist eine kurzfristige Vorhaltung von Kapazität notwendig, um Systemdienstleistungen (wie die Regelreserve) zur Verfügung zu stellen. Dies ist für die kurzfristige Versorgungssicherheit relevant. Zum anderen ist das Ziel des Strommarktdesigns die Absicherung der langfristigen AdE, was den Schwerpunkt dieser Arbeit darstellt. Deshalb werden die Systemdienstleistungen im Folgenden nicht analysiert, da die aufgeworfenen Fragestellungen insbesondere langfristige Aspekte implizieren.

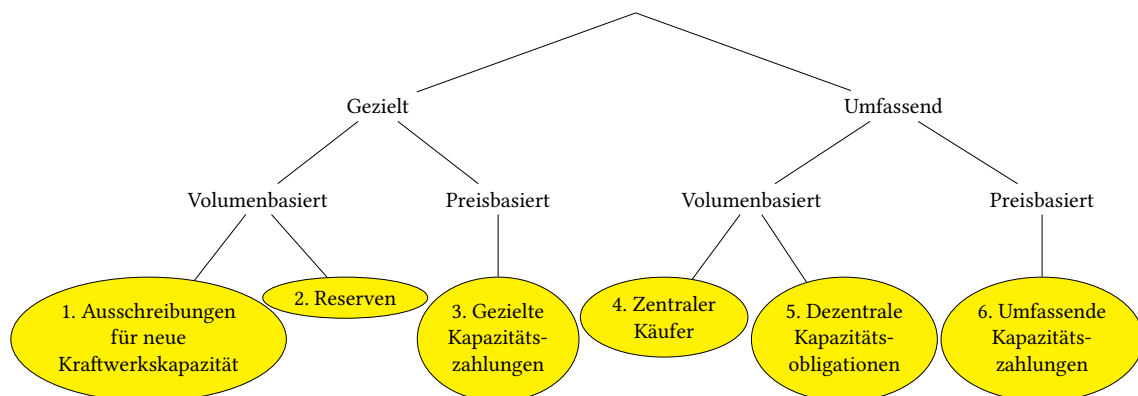


Abbildung 2.9.: Taxonomie von Marktdesigns mit implementiertem KM (Europäische Kommission, 2016a)

Die Europäische Kommission (2016a) hat eine Taxonomie erarbeitet, welche KMs in eine zweidimensionale Matrix einordnet. Diese Gruppierung ist in Abbildung 2.9 dargestellt. Die erste Dimension beinhaltet gezielte oder umfassende bzw. marktweite Mechanismen. Die zweite Dimension unterscheidet zwischen volumenbasierten und preisbasierten Mechanismen. In diese zwei Dimensionen lassen sich alle bislang bekannten KMs einordnen.

1. Dimension:

- **Gezielte** Mechanismen sehen eine zentrale Festlegung des Kapazitätsbedarfs vor. Die Menge zwischen der bereits installierten Leistung und dem Bedarf an Kapazität wird über den Mechanismus beschafft und vergütet (Europäische Kommission, 2016a). Teilweise unterstützen die gezielten Mechanismen nur neu gebaute Kraftwerke oder Kraftwerke eines bestimmten Typus (Bublitz, Keles, Zimmermann et al., 2019).
- **Umfassende** Mechanismen sehen Zahlungen für alle Kapazitäten in einem Marktgebiet vor, die einen Beitrag zur Sicherung der AdE leisten. Das führt zu einer Trennung der Produkte Kapazität und Strom/Energie (Europäische Kommission, 2016a).

2. Dimension:

- **Volumenbasiert** bedeutet, dass die nachgefragte Kapazität im Vorhinein festgelegt wird und sich ein Preis auf Basis marktlicher Mechanismen bildet (Bublitz, Keles, Zimmermann et al., 2019).

- **Preisbasierte** Mechanismen sehen ein umgekehrtes Verfahren vor und setzen einen Preis pro Kapazitätseinheit fest. Daraufhin wird ein daraus resultierendes Volumen angeboten (Bublitz, Keles, Zimmermann et al., 2019).

Dieser Matrix werden die wesentlichen Typen von verschiedenen KMs zugeordnet⁵. Nach Europäische Kommission (2016a) sind die sechs wichtigsten Vertreter im Folgenden aufgelistet:

1. **Ausschreibungen für neue Kraftwerkskapazität:** Der Regulator/Übertragungsnetzbetreiber schreibt die erforderliche Neubaukapazität aus. Investoren/Betreiber geben dafür ein Angebot ab. Der oder die Gewinner der Ausschreibung erhalten dann entweder eine öffentliche Finanzierung oder Abnahmegarantien für den Strom, welche sowohl die langfristigen als auch kurzfristigen Ausgaben decken sollen.
2. **Strategische Reserve:** Außerhalb des Strommarktes wird eine gewisse (in der Regel bereits existierende) Kraftwerkskapazität kontrahiert und vorgehalten. Die Vorhaltung sieht eine Vergütung vor. Die kontrahierten Kraftwerke dürfen jedoch nicht mehr am allgemeinen Strommarkt teilnehmen, sondern nur unter bestimmten Bedingungen (z. B. bei extremer Knappheit am Strommarkt) auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers Strom erzeugen.
3. **Gezielte Kapazitätzahlungen:** Ausgewählte Technologien erhalten Kapazitätzahlungen, die vom Regulator festgelegt werden. So lassen sich z. B. Technologien mit besonderen Eigenschaften (z. B. flexible, schnell regelbare Kraftwerke) anreizen.
4. **Zentraler Käufer:** Ein zentraler Akteur (z. B. Regulator) legt die erforderliche Gesamtkapazität fest. Die Vergütung wird marktlich über ein Gebotsverfahren ermittelt, an dem bestehende, aber auch neu zu bauende Kraftwerke teilnehmen können. Alle erfolgreich zugeschlagenen Kraftwerke erhalten die Vergütung.
5. **Dezentrale Kapazitätsobligationen:** Die Endkundenstromversorger werden verpflichtet, die jeweils individuelle Nachfrage abzusichern, in dem sie Verträge mit Erzeugern abschließen, welche fähig sind, in Knappheitssituationen den nachgefragten Strom zu liefern. Die Preise der Kapazitätsobligationen werden individuell in den Verträgen ausgehandelt.
6. **Umfassende Kapazitätzahlungen:** Die Vergütung der Kapazität wird zentral vom Regulator festgelegt, die alle Kraftwerke im Markt erhalten. Investoren können daraufhin entscheiden, ob neue Kraftwerksinvestitionen getätigt werden.

In Abbildung 2.10 sind die im Jahr 2023 geltenden Implementierungen der KMs in Europa dargestellt. Das bunte Schaubild zeigt die unterschiedlichen nationalen Strommarktdesigns.

⁵ In manchen Marktgebieten werden Mischformen eingesetzt, wie beispielsweise in Deutschland mit der Kapazitätsreserve (§13e EnWG, Deutscher Bundestag, 2005), der Netzreserve (§13d EnWG), der Sicherheitsbereitschaft (13g EnWG) und der Versorgungsreserve (§50d EnWG) als Vertreter der strategischen Reserve bzw. von gezielten Kapazitätzahlungen. Diese Reserven werden aus unterschiedlichen Gründen, wie beispielsweise zur Deckung der Nachfragespitzen oder zum Redispatch, vorgehalten. Diese Mischformen werden jedoch nicht gesondert aufgeführt.

Darüber hinaus ist in Europa eine enge physikalische und in immer mehr Marktgebieten auch kommerzielle Kopplung die Regel. Allerdings findet eine umfassende grenzüberschreitende Koordination der Marketdesigns nicht statt, was zu Herausforderungen führen kann.

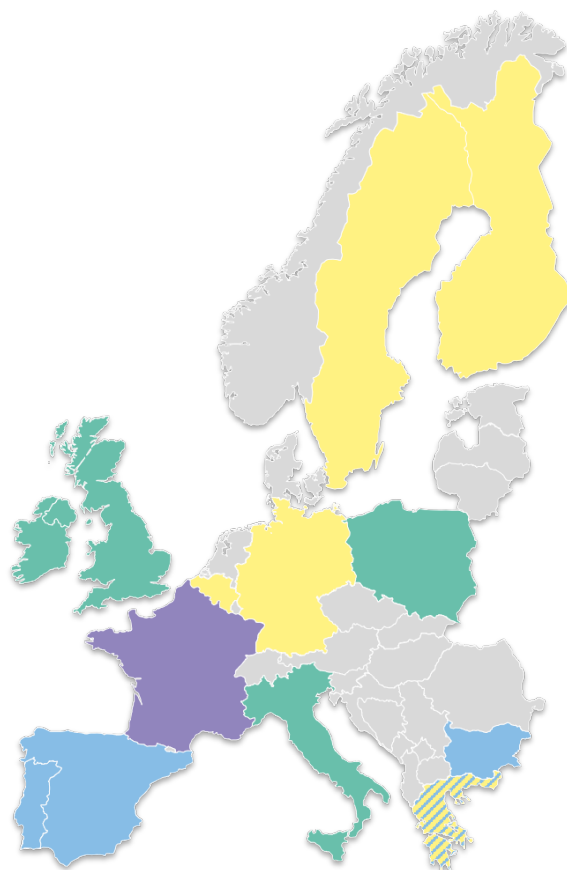
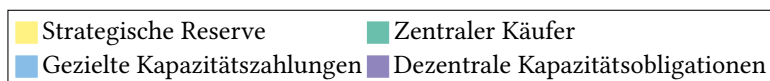


Abbildung 2.10.: Überblick der gegenwärtigen Situation der Implementierung von KMs in Europa (ACER und CEER (2022) sowie Forschungsbeitrag A (Bublitz, Keles, Zimmermann et al., 2019))

2.3. Grenzüberschreitende Wirkung des Marktdesigns

Im Folgenden werden Effekte verschiedener Marktdesigns auf die Nachbarländer (Englisch: *Cross-Border Effects*) erläutert. Inwiefern diese Effekte auftreten, ist vom Netzausbau bzw. von Netzengpässen zwischen den Ländern abhängig. So definiert die Europäische Kommission (2015b) einen physikalischen Engpass als eine Situation im Netz, in der durch einen Stromfluss z. B. die thermischen Grenzen von Netzelementen überschritten oder die Spannungs- bzw. Winkelstabilitätsgrenzwerte überstiegen werden und so eine Zerstörung eines Elements eintreten kann.

Wie im vorangegangenen Kapitel vorgestellt, hängt der Umgang mit vorhandenen Engpässen vom verwendeten Marktmodell ab. Im Gegensatz zum Poolmodell, welches bei der zentralen Optimierung des Kraftwerkseinsatzes direkt Netzrestriktionen einbezieht, werden beim Handel unter dem Börsenmodell nur teilweise die Übertragungskapazitäten der Stromnetze berücksichtigt und in der Regel eine sog. Kupferplatte unterstellt (d. h. keine Restriktionen verursacht durch das Stromnetz). Deshalb bedarf es der Koordination von Handlungen, um technische Anforderungen und Begrenzungen der Netze einzuhalten, dem sog. Engpassmanagement (Ringler, 2017). Das Engpassmanagement wurde den Netzbetreibern übertragen (§ 13 EnWG, Deutscher Bundestag, 2005).

Bezüglich der direkt optimalen Einsatzentscheidungen im Poolmodell mit Knotenpreisen und zentralem Operator merkt de Vries (2004) an, dass es bei einer vollkommenen Wettbewerbssituation und gleicher Zonenaufteilung (im Börsenmodell mit mehreren Preis- bzw. Gebotszonen)⁶ keinen ökonomischen Vorteil hinsichtlich der Auslastung der Übertragungskapazitäten und Entscheidung über den Einsatz der Kraftwerke durch ein bestimmtes Allokationsverfahren gibt. Da der Fokus der Arbeit auf dem in Europa vorherrschenden Börsenmodell liegt, wird im Folgenden das nodale Poolmodell nicht weiter betrachtet.

2.3.1. Engpassmanagement in Stromsystemen

Die Auswahl der Methoden bzw. Maßnahmen zur Auflösung der Netzengpässe ist davon abhängig, ob der Engpass innerhalb einer Zone (intra-zonal) oder zwischen zwei Zonen (inter-zonal) auftritt. Mehrere Zonen werden über Interkonnektoren oder Grenzkuppelstellen untereinander verbunden. Im Börsenmodell werden Engpässe innerhalb einer Zone zunächst für die Bestimmung des Marktergebnisses vernachlässigt.

⁶ Beim Börsenmodell werden meist mehrere Netzknoten zu einer Preis- bzw. Gebotszone zusammengefasst. Zwischen den Knoten innerhalb einer Zone sollte unter normalen Netzbedingungen kein Engpass vorliegen. In einer solchen Zone gilt derselbe Marktpreis. Diese Zonen fallen nicht immer mit Grenzen eines Staatsgebiets zusammen. Staatsgebiete können auch in mehrere Preiszonen unterteilt sein, um Netzrestriktionen in der Preisbildung mit einzubeziehen (beispielsweise in Italien, Norwegen oder Schweden). Die Preiszone kann sich auch über mehrere Staatsgebiete erstrecken (beispielsweise Deutschland und Luxemburg). Mehrere Preiszonen können zu einer Region (mit gemeinsamen Leitlinien für das Engpassmanagement und die koordinierte Kapazitätsberechnung (für grenzüberschreitenden Handel), sog. *Capacity Calculation Region* (CCR)) zusammengefasst werden (beispielsweise *South-West Europe* (SWE) zu der Frankreich, Spanien und Portugal gehören, ACER, 2021). Diese Regionen und auch die Gebots- bzw. Preiszonen innerhalb von Staaten und über mehrere Staaten hinweg werden im weiteren Verlauf der Arbeit nicht wieder aufgegriffen.

Die Maßnahmen des Engpassmanagements können in zwei Kategorien eingeteilt werden: präventiv und kurativ. Präventive Maßnahmen versuchen vor Feststehen des Marktergebnisses (ex-ante) Netzengpässe zu berücksichtigen, indem vorab Übertragungskapazitäten ausgewiesen werden, die bei der Bestimmung des Marktergebnisses in der Bezuschlagung der Gebote berücksichtigt werden (Ringler, 2017). Zu den präventiven Maßnahmen zählen explizite Auktionen, implizite Auktionen, administrative Zuteilungen oder Market Splitting (de Vries und Hakvoort, 2002; European Network of Transmission System Operators for Electricity, 1999).

Nach Feststehen des Marktergebnisses (ex-post) können Stromflüsse im Netz entstehen, die technische Grenzwerte von Bauteilen und Netzelementen überschreiten. Diese können mit kurativen Maßnahmen, wie Countertrading oder Redispatch, aufgelöst werden (de Vries und Hakvoort, 2002; European Network of Transmission System Operators for Electricity, 1999). Die jeweiligen Methoden sind in Tabelle 2.2 näher aufgeführt und erläutert.

Tabelle 2.2.: Maßnahmen für das Engpassmanagement in Stromübertragungsnetzen; abhängig von der Engpasssituation werden eine oder mehrere der aufgeführten Methoden angewandt.

| Methode | Beschreibung |
|------------------------------------|--|
| Explizite Auktionen (präventiv) | In expliziten Auktionen werden <i>Available-Transfer-Capacities</i> (ATCs) ⁷ (Handelskapazitäten), die von den <i>Net-Transfer-Capacities</i> (Nettoübertragungskapazitäten) (NTCs) ⁸ abgeleitet werden, für einen bestimmten Zeitpunkt zwischen mindestens zwei Zonen von den Übertragungsnetzbetreibern veröffentlicht. Die ATC kann für den Handel genutzt werden. Die Handelskapazitäten werden möglichst so bestimmt, dass durch die grenzüberschreitenden Flüsse keine (neuen) Netzengpässe innerhalb einer Zone entstehen. Diese Handelskapazitäten werden im Voraus für einen bestimmten Zeitpunkt versteigert, bis die Kapazität zwischen den Zonen vollständig ausgenutzt ist (European Network of Transmission System Operators for Electricity, 1999). |

⁷ Die *Available-Transfer-Capacity* gibt die verbleibende Übertragungskapazität zwischen zwei Zonen an, die für weitere Handelsaktivitäten genutzt werden kann. Dafür wird die NTC um bereits bekannte Handelsaktivitäten, beispielsweise aufgrund langfristiger grenzüberschreitender Stromhandelsverträge, reduziert. (European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2000)

⁸ *Net-Transfer-Capacity* (Nettoübertragungskapazität) gibt die maximale Übertragungskapazität pro Zeiteinheit für jede Zonengrenze an, die für den kommerziellen Stromaustausch genutzt werden kann. Der Wert ist auch richtungsabhängig und wurde bereits um Sicherheitsmargen verringert.

Tabelle 2.2.: Fortführung der Tabelle: Maßnahmen für das Engpassmanagement in Stromübertragungsnetzen

| Methode | Beschreibung |
|--|--|
| Implizite Auktionen/ Marktkopplung (präventiv) | Für implizite Auktionen werden die ATCs zwischen Zonen im Voraus durch die Übertragungsnetzbetreiber veröffentlicht. Diese Kapazitäten werden bei der Bestimmung des Marktergebnisses (an der Börse) direkt beachtet und mit einbezogen (European Network of Transmission System Operators for Electricity, 1999). Eine besondere Form stellt das <i>Flow-based Market Coupling</i> (FBMC) dar. Bei dieser Methode werden durch den Übertragungsnetzbetreiber vor der Marktauktion (<i>ex-ante</i>) für die Zone der Einfluss der Änderung des Marktergebnisses auf die Auslastung der Leitungen (auch innerhalb einer Zone) in Form von vereinfachten linearisierten Faktoren erstellt. Diese Faktoren (sog. <i>Power Transfer Distribution Factors</i> (PTDF)) berücksichtigen die prognostizierten Austauschflüsse sowie die zur Verfügung stehende Übertragungsleistung auf diesen Leitungen und können so eine effizientere Auslastung der Grenzkuppelkapazitäten gegenüber dem NTC/ATC-Ansatz ermöglichen (Finck, 2021; van den Bergh et al., 2016). |
| Administrative Zuweisung (präventiv) | Im Vorhinein werden Handelskapazitäten für einen bestimmten Zeitpunkt zwischen Zonen z. B. von den Übertragungsnetzbetreibern anhand einer Prioritätenliste, <i>First-come/first-served</i> , des relativen Beitrags des physikalischen Leistungsflusses oder <i>Pro-rata</i> zugewiesen. Diese Methoden bergen die Gefahr von Willkür und sind ineffizient (European Network of Transmission System Operators for Electricity, 1999; Ringler, 2017). |
| Market Splitting (präventiv) | Wird zwischen Netzknoten ein Engpass festgestellt, kann durch die Auftrennung an diesem Engpass in zwei oder mehrere Preiszonen mit jeweils eigenem Preis der Engpass aufgelöst werden. Durch die Marktmechanismen wird der Engpass entlastet, indem sich vor dem Engpass ein geringerer Preis und sich nach dem Engpass ein höherer Preis einstellt (European Network of Transmission System Operators for Electricity, 1999). Eine vereinfachte Darstellung dieses Vorgehens ist in den Abbildungen 2.12 und 2.13 illustriert. |

Tabelle 2.2.: Fortführung der Tabelle: Maßnahmen für das Engpassmanagement in Stromübertragungsnetzen

| Methode | Beschreibung |
|--|--|
| Redispatch (kurativ) | Steht das Marktergebnis fest und es werden innerhalb einer Zone Engpässe festgestellt, kann Redispatch eingesetzt werden, um einen Teil des Engpasses durch Anordnung des Übertragungsnetzbetreibers zu beseitigen. Dabei wird in den Kraftwerksfahrplan eingegriffen, sodass vor dem Engpass ein Kraftwerk die Erzeugung verringert und nach dem Engpass ein Kraftwerk die Erzeugung erhöht (European Network of Transmission System Operators for Electricity, 1999; Knops et al., 2001). Redispatch kann auch durch die Anpassung der Nachfrage erfolgen, in dem vor dem Engpass die Nachfrage erhöht und nach dem Engpass die Nachfrage verringert wird. |
| Grenzüberschreitend koordiniertes Redispatch/Countertrading (kurativ) | Redispatch kann über mehrere Zonen hinweg erfolgen. Benachbarte Übertragungsnetzbetreiber koordinieren den Redispatch und fordern beispielsweise ein Kraftwerk außerhalb der eigenen Zone an, das auf den Engpass einwirken kann. Wie beim Redispatch werden dabei in der (selben) Zone vor dem Engpass die Erzeugung verringert und in der Zone nach dem Engpass die Erzeugung erhöht. Eine spezielle Form dieses Engpassmanagements ist das sog. Countertrading: Übertragungsnetzbetreiber tätigen gegenläufige Handelsgeschäfte, um den Netzengpass aufzulösen. In der (selben) Zone vor dem Engpass wird Strom verkauft und nach dem Engpass zusätzlich Strom gekauft (European Network of Transmission System Operators for Electricity, 1999). |

Vom Marktdesign ist abhängig, welche präventiven Maßnahmen eingesetzt werden (explizite Auktionierung, implizite Auktionierung bzw. FBMC, Market Splitting oder administrative Zuweisung). Börsenbetreiber können direkt Engpässe bei der Bestimmung des Marktergebnisses über implizite Auktionierung bzw. FBMC oder Market Splitting berücksichtigen.

Netzengpässe innerhalb einer Gebotszone können zum Redispatch führen, was durch eine steigende regionale Einspeisung von EE oder grenzüberschreitenden Stromhandel ausgelöst werden kann und zukünftig eine immer größere Rolle spielen könnte (Ockenfels et al., 2008). Der grenzüberschreitende Stromhandel berücksichtigt deshalb immer

öfter implizit Netzrestriktionen mittels FBMC, um Redispatch und Countertrading zu verringern.⁹

Zur Beantwortung der Forschungsfragen sind intrazonale Netzengpässe nur untergeordnet von Relevanz. Darüber hinaus sind diese Engpässe auch in den NTCs näherungsweise abgebildet. Deshalb werden im Folgenden nur Handelskapazitäten zwischen Gebotszonen bzw. Marktgebieten betrachtet und keine intrazonalen Netze. Dementsprechend werden Redispatch und Countertrading im weiteren Verlauf der Dissertation weitestgehend vernachlässigt.

Der Ausbau der Interkonnektoren gewinnt für eine effiziente Bewirtschaftung des Stromnetzes und der Kraftwerke in Europa immer mehr an Bedeutung, da aus benachbarten Gebotszonen zusätzliche Erzeugungskapazität und Flexibilität allokiert werden kann (Ringler, 2017). Die physikalische und kommerzielle Verbindung der Strommärkte zielt im Sinne eines einheitlichen europäischen Binnenmarkts auf die sog. Energieunion (siehe Europäische Kommission, 2021; Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union, 2019b). Deshalb steigt die Anzahl der Marktgebiete, die nicht nur physikalisch, sondern auch kommerziell miteinander verbunden sind (All NEMO Committee, 2021) sowie die Übertragungs- bzw. Handelskapazität zwischen den Marktgebieten (siehe Tabelle 2.3). Kommerziell wirken sich Netzengpässe auf Marktergebnisse aus. Insofern sollen möglichst harmonisierte Regeln für alle Märkte in der EU gelten.

In Europa werden Übertragungsrechte der Interkonnektoren für einen bestimmten Zeitpunkt von den jeweiligen Besitzern (in der Regel die Übertragungsnetzbetreiber) verkauft. Eine Instanz, wie beispielsweise ein Betreiber einer Strombörse, erhält von den Übertragungsnetzbetreibern die Informationen über die Handelskapazitäten zwischen den Gebotszonen in Form von ATCs oder PTDFs. Nutzen Käufer diese Rechte nicht, werden sie den Spotmärkten zur Verfügung gestellt (Ringler, 2017). Grundsätzlich können langfristige Stromverträge grenzüberschreitend abgeschlossen werden. Somit muss, z. B. für den Terminhandel von Strom über eine Gebotszone hinweg, ein entsprechendes Recht zum Transport über den Interkonnektor erworben werden (z. B. über eine explizite Auktion, siehe Tabelle 2.2).

Die nächste Stufe der Integration von grenzüberschreitendem Stromhandel wurde mit der (automatisierten) Marktkopplung im Jahr 2006 erreicht, als Belgien, Frankreich und die Niederlande die Day-Ahead Strommärkte miteinander koppelten (van den Bergh et al., 2016). Marktkopplung bedeutet die effiziente Verbindung von Stromgroßhandelsmärkten verschiedener Länder, sodass über einen einheitlichen Algorithmus ein Marktergebnis bestimmt wird und dabei die begrenzten grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten möglichst optimal (beispielsweise unter Maximierung der Wohlfahrt) ausgenutzt werden. Dabei werden präventive Verfahren aus Tabelle 2.2 zur Behandlung der Netzengpässe zwischen Gebotszonen verwendet. Das jeweilige Verfahren hängt von der Zugehörigkeit zu einer CCR ab.

Zu den drei bereits gekoppelten Strommärkten kamen später weitere Strommärkte hinzu (u. a. Deutschland), sodass mittlerweile 27 Länder im sog. *Single Day-Ahead Coupling* (SDAC) (über den wohlfahrtsmaximierenden Algorithmus *PCR EUPHEMIA*, All NEMO

⁹ Interessierten Lesern werden an dieser Stelle Knops et al. (2001) oder Ringler (2017) empfohlen, die tiefergehende und ausführlichere Informationen hinsichtlich der Auflösung von Netzengpässen bereitstellen.

Committee, 2020) miteinander gekoppelt sind (All NEMO Committee, 2021). Ursprünglich wurde ein explizites Kapazitätsallokationsverfahren (siehe Tabelle 2.2) für die grenzüberschreitende Durchleitung eingesetzt (van den Bergh et al., 2016), während im Jahr 2023 die Kapazitäten implizit vergeben werden oder ein FBMC-Ansatz genutzt wird. Später wurden auch Intradaymärkte miteinander gekoppelt, sodass mittlerweile desgleichen 27 Ländern implizit unter Berücksichtigung der ATC gekoppelt sind (sog. *Single Intraday Coupling* (SIDC)) (All NEMO Committee, 2021).

In einer Auktion wird das Marktergebnis bestimmt, indem Angebot und Nachfrage ausgeglichen werden. Aus dem Ergebnis folgen die zugeschlagenen Gebote, die Preise für jede Zone, die Handelsvolumina sowie die Übertragungsflüsse durch den Stromhandel zwischen den Zonen.

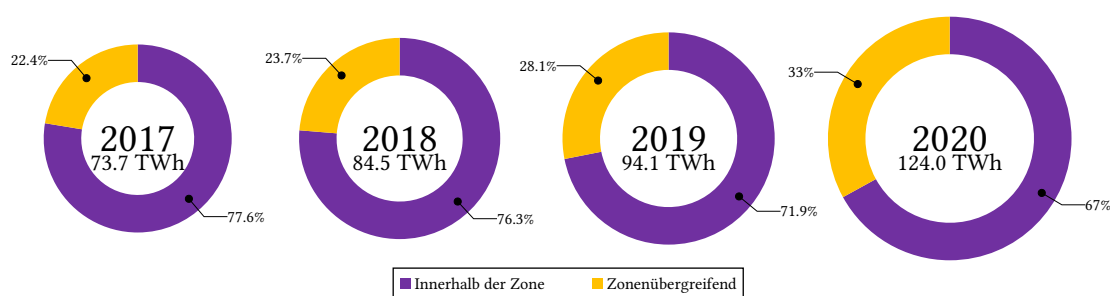


Abbildung 2.11.: Anteil der kontinuierlich gehandelten Intraday Volumina in Europa aufgeteilt nach dem Handel innerhalb einer Zone und zonenübergreifend für die Jahre 2017-2020 (% bzw. TWh) (ACER und CEER, 2022, S. 69)

Insgesamt werden in Europa jährlich immer höhere Mengen Energie zonenüberschreitend gehandelt, was Abbildung 2.11 beispielhaft für den kontinuierlichen Intraday Markt zeigt. Es sind die jeweiligen Anteile des Handels innerhalb einer Zone und zonenüberschreitend dargestellt.

Nicht nur im Stromgroßhandel findet eine grenzüberschreitende Kooperation statt, sondern auch in den Reservemärkten. Übertragungsnetzbetreiber aus mehreren zentraleuropäischen Ländern schreiben gemeinsam verschiedene Qualitätsstufen der Regelreserve aus. Dadurch sind die Regelreservemärkte im weiteren Sinne miteinander gekoppelt. Im Jahr 2022 wurden ENTSO-E-weite Plattformen für die Allokation und Koordination von Regelreserve final aufgebaut (TERRE (für FCR), PICASSO (für aFRR), MARI (für mFRR)), sodass in Zukunft die grenzüberschreitende Allokation der Regelreserve zunehmen könnte (European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2022a,b). Die Reservierung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten erfolgt abhängig von der Qualitätsstufe der Regelreserve. Beispielsweise wird eine Sicherheitsmarge ermittelt, die auch von der FCR genutzt wird und die bei der Berechnung der NTCs berücksichtigt wird (Europäische Kommission, 2017, 2021). Für aFRR und mFRR werden grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten (abhängig vom jeweiligen Land) nach einem ko-optimierten oder marktbasieren Verfahren oder auf der Grundlage einer Wirtschaftlichkeitsanalyse (NTC- oder flussbasiert) zugewiesen (ACER, 2020a; Europäische Kommission, 2017).

Bei verschiedenen Systemdienstleistungen ist eine Kooperation über mehrere Zonen hinweg nicht möglich, da sie im bewirtschafteten Netz selbst erbracht werden müssen (z. B.

§ 12h Abs. 1 S. 1 Nummer 6 EnWG, Inselbetriebsfähigkeit, Deutscher Bundestag, 2005), falls keine Ausnahmegenehmigung vorliegt. Die Beschaffung dieser Systemdienstleistungen ist von den Marktdesigns uneinheitlich geregelt. Bei der Beschaffung des Redispatches wird zwischen kostenbasierter und marktbasierter Allokation unterschieden. Kostenbasiertes Redispatch (aber auch andere Systemdienstleistungen) wird u. a. in Deutschland, Österreich und der Schweiz angewendet und mittels bilateraler Verträge beschafft. Es können dabei auch ausländische Kapazitäten einbezogen werden (beispielsweise für Deutschland: §13d EnWG, Deutscher Bundestag, 2005). Marktbasierter Redispatch (wozu auch das Countertrading gehört, das jedoch auch in Märkten mit kostenbasiertem Redispatch eingesetzt wird), wird u. a. im Vereinigten Königreich, den sog. Nordic-Ländern (Dänemark, Finnland, Schweden, (ACER, 2021)) und in den Niederlanden eingesetzt (Grimm, Martin et al., 2022; Hirth und Schlecht, 2018). Beim Redispatch ist der Standort der Anlage im Stromnetz wesentlich. Deshalb wird in der Regel von lokalen Märkten (für Flexibilität) zur Redispatchallokation gesprochen (Hirth und Schlecht, 2018). Von der EU (Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union, 2019b) werden mittlerweile marktbasierende Mechanismen für den Redispatch bevorzugt (Artikel 13), was jedoch kontrovers diskutiert wird (Hirth und Schlecht, 2018, 2020). Die Europäische Kommission (2021) gibt darüber hinaus hinsichtlich Redispatch eine gemeinsame Koordination der Handlungen mit den angrenzenden Übertragungsnetzbetreibern vor.

Jedes Land legt die individuelle Ausgestaltung von KMs weitestgehend selbst fest. Lediglich einige Vorgaben, wie eine Befristung, Nichtdiskriminierung von Technologien, keine unnötigen Marktverzerrungen, keine Verzerrung von grenzüberschreitendem Handel sowie wettbewerbliche Auswahlverfahren, werden von der EU gefordert (Artikel 22, Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union, 2019b). Darüber hinaus existiert jedoch eine Verpflichtung zur Öffnung hinsichtlich einer grenzüberschreitenden Beteiligung. In der Vergangenheit wurde der französische Kapazitätsmarkt erst auf Druck der Europäischen Kommission auch für ausländische Kapazitäten geöffnet (Bublitz, Keles, Zimmermann et al., 2019; Europäische Kommission, 2016c). Ausländische Kapazität muss gleichberechtigt (bei gleicher technischer Fähigkeit zur Stromlieferung) teilnehmen können (Artikel 26, Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union, 2019b). Beim Design der KMs ist bei Beteiligung des Auslands darauf zu achten, dass entweder Interkonnektoren oder direkt einzelne ausländische Kraftwerke am Mechanismus partizipieren können (European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2020a). Um eine mehrfache Berücksichtigung von Kapazitäten zu vermeiden, sollen nicht beide Verfahren gleichzeitig angewendet werden. Grenzüberschreitende Übertragungskapazität darf nicht exklusiv für den KMs reserviert werden, sondern muss beispielsweise über ein präventives Verfahren aus Tabelle 2.2 allokiert werden.

Von ACER (2020b) werden Regeln zur Bestimmung der maximalen Kapazität zur grenzüberschreitenden Teilnahme an einem KM festgelegt (sog. Eintrittskapazität). Beispielsweise ist die maximale Eintrittskapazität abhängig von der Lage der ausländischen Gebotszone zur KM-Gebotszone (direkt angrenzend oder nicht), dem *Reliability Standard* in der ausländischen Gebotszone, die Kapazität und Verfügbarkeit der Interkonnektoren zur KM-Gebotszone sowie der in der ausländischen Gebotszone zur Verfügung stehenden Erzeugungskapazität. Alle erwähnten Kapazitäten und Verfügbarkeiten werden unter verschiedenen Stresssituationen evaluiert.

Im Folgenden wird zunächst die Wirkung gekoppelter Strommärkte sowohl in Bezug auf die kurze als auch lange Frist erörtert. Die Grenzen zwischen langer und kurzer Frist scheinen nicht eindeutig zu verlaufen, wie die folgenden zwei Quellen zeigen: Bublitz, Keles, Zimmermann et al. (2019) fassen beispielsweise zusammen, dass in der wissenschaftlichen Literatur, vor dem Hintergrund von implementierten KMs, unter grenzüberschreitenden Effekten vor allem langfristige Effekte verstanden werden. Sie können die Entwicklung der AdE sowie langfristige Preis- und Verteilungseffekte betreffen. Meyer und Gore (2015) identifizieren grenzüberschreitende Effekte als Kapazitätseffekt und Preiseffekt. Der Preiseffekt zielt demnach auf die kurze Frist ab, während der Kapazitätseffekt die Auswirkungen der langfristigen Wirkung der Strommarktkopplung beschreibt. Das jeweilige Ausmaß grenzüberschreitender Effekte ist allerdings schwer zu generalisieren, da die Effekte stark vom vorherrschenden Wettbewerb und der Möglichkeit zur Ausübung von Marktmacht in einem Marktgebiet beeinflusst werden (Meyer und Gore, 2015).

2.3.2. Kopplung von Großhandelsspotmärkten für Strom

Die Marktkopplung wirkt sich wie folgt aus: Ohne Engpässe würde in allen angebotenen Marktgebieten ein einheitlicher Preis für ein Produkt herrschen, da unabhängig vom Einspeise- und Entnahmeort der Strom transportiert werden kann. Beispielhaft ist in Abbildung 2.12 der Preisbildungsmechanismus für zwei Märkte und unbegrenzter Übertragungskapazität zwischen den Ländern dargestellt. Weiter sind das Export- bzw. Importvolumen Q_{Ex} sowie die Marktpreise P^A und P^B , die sich ohne Marktkopplung einstellen würden, sowie der gemeinsame Marktpreis P_{MC}^{AB} verzeichnet, der nach der Marktkopplung in beiden Zonen gilt.

Abbildung 2.13 hingegen illustriert eine Situation, in der die Handelskapazitäten zwischen den Märkten nicht ausreichend dimensioniert sind und einen Netzengpass erzeugen. Damit ist Q_{Ex} gleich der (unzureichenden) Übertragungskapazität. Dadurch resultiert kein einheitlicher Preis, sondern das in Tabelle 2.2 aufgeführte Market Splitting tritt ein. Daraus stellt sich ein Preis nach Marktkopplung P_{MC}^A für Markt A und P_{MC}^B für Markt B ein. Eine Preisdifferenz zwischen Markt A und B ΔP verbleibt. In beiden Fällen steigt die Gesamtwohlfahrt trotz der vorhandenen Preisunterschiede an, was allerdings nicht bedeutet, dass in jedem Fall Marktteilnehmer bessergestellt werden (Ringler, 2017).

Der in Abbildung 2.12 dargestellte Effekt der konvergierenden Spotmarktstrompreise konnte auch von Keles, Dehler-Holland et al. (2020) und Dehler-Holland et al. (2016) für die Schweiz gezeigt werden. Darüber hinaus konnte eine wechselnde saisonale Abhängigkeit der Strompreise von verschiedenen benachbarten Spotmärkten nachgewiesen werden. Die Marktkopplung erschwert sowohl die Identifizierung von Effekten als auch den Handlungsspielraum für nationale Regulatoren, um auf negative grenzüberschreitende Effekte zu reagieren und sie zu reduzieren.

Das Stromsystem ist durch die Integration von vielen Marktgebieten effizienter und robuster in Bezug auf Versorgungssicherheit, Wohlfahrtsgewinne, Wettbewerb und AdE (Ochoa und van Ackere, 2015a). Allerdings hängt das vom Grad der Integration ab. Für das Ziel eines einheitlichen Binnenmarkts in Europa stellen Brunekreeft und Meyer (2019) die herausragende Wichtigkeit von ausreichenden Handelskapazitäten zwischen den Märkten

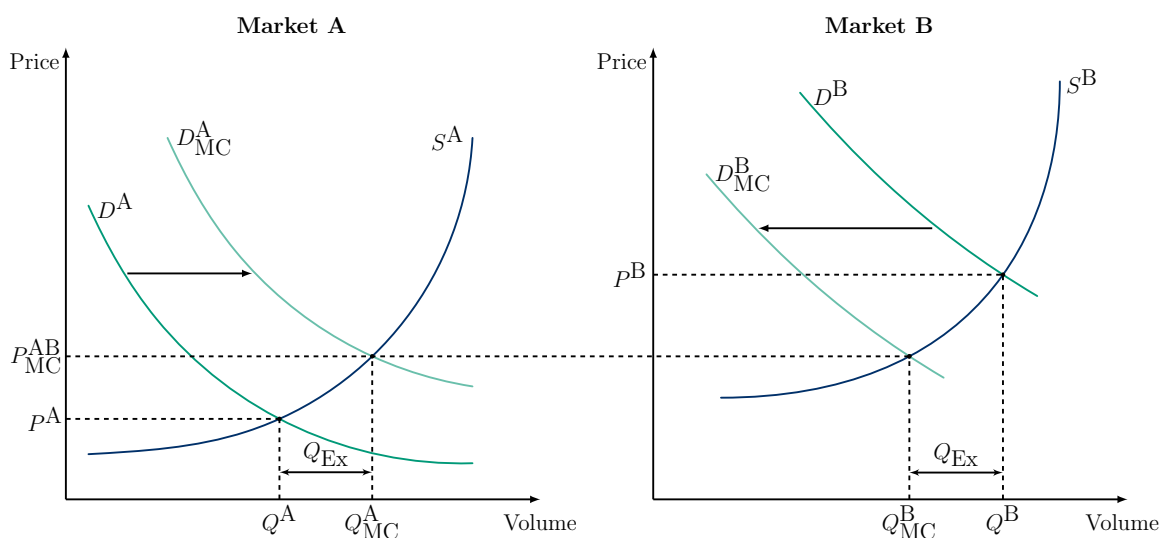


Abbildung 2.12.: Wenn ausreichend Übertragungskapazität ($Q_{Ex} \leq$ maximale Übertragungskapazität) zwischen zwei verbundenen Marktgebieten verfügbar ist, konvergieren die Preise zu P_{MC}^{AB} und die ökonomische Gesamtwohlfahrt steigt. Das bedeutet jedoch nicht, dass jeder Marktteilnehmer bessergestellt wird. Zum Beispiel Konsumenten in Markt A müssen einen höheren Preis bezahlen, als sie es ohne Marktkopplung müssten. Aus Forschungsbeitrag C (Zimmermann, Bublitz, Keles und Fichtner, 2021)

in den Vordergrund. Der Bedarf an Handelskapazität besteht zugleich bei Marktdesigns mit KMs.

Voraussetzung ist, dass über Interkonnektoren nicht nur ein Akteur verfügt, da hinsichtlich Handelskapazität zwischen Marktgebieten ähnliche Möglichkeiten zur Ausübung von Marktmacht durch Zurückhaltung von Kapazität entstehen könnten (analog zu Erzeugungskapazitäten). Daraus entstehende Preisunterschiede zwischen Marktgebieten könnten höhere Erträge bei Nutzung der Interkonnektoren für deren Besitzer ermöglichen (Ochoa und Gore, 2015).

Nicht nur die Marktakteure, sondern auch das Marktdesign spielen eine wichtige Rolle bei grenzüberschreitenden Effekten. Eine unilaterale Einführung eines KM in einem gekoppelten Marktgebiet kann eine Verzerrung des Marktpreises hervorrufen und eine effiziente Integration von verschiedenen Marktgebieten behindern (Bhagwat, Iychettira et al., 2014; Bhagwat, Richstein, Chappin, Iychettira et al., 2017; Hawker et al., 2017; Lorenczik, 2017; Meyer und Gore, 2015). Es entstehen sog. (negative) *Spillover*-Effekte. Denn durch die Erlöse vor allem über einen Kapazitätsmarkt benötigen Kraftwerke nicht unbedingt Knappheitssignale am Strommarkt zur Refinanzierung aller fixen Kosten und können deshalb dauerhaft zu marginalen Kosten Strom anbieten. Das bedeutet allerdings auch, dass (bei ausreichend vorhandenen Handelskapazitäten) Kraftwerke aus der Merit-Order in einem benachbarten Marktgebiet ohne KM verdrängt werden können und dadurch die Deckung der langfristigen Kosten der verdrängten Kraftwerke im Markt ohne KM erschwert wird. Lorenczik (2017) sieht diesen Effekt auch hinsichtlich Preisdeckeln auf dem Strommarkt,

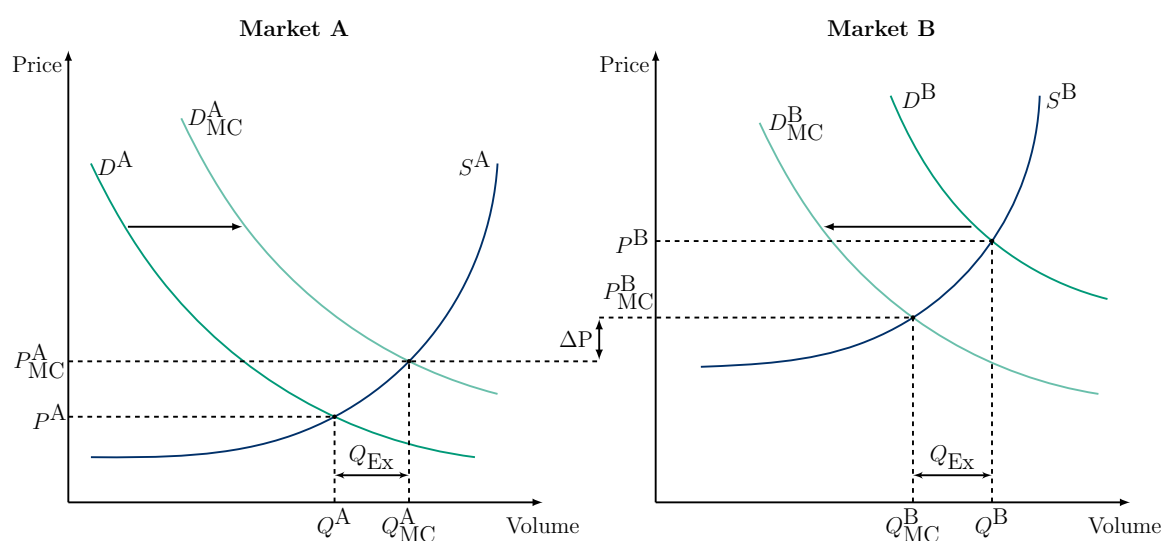


Abbildung 2.13.: In Markt A ist kosteneffizientere Erzeugungskapazität verfügbar, deshalb importiert Markt B Strom in Höhe der Übertragungskapazität Q_{Ex} . Dabei muss ein Teil der lokalen Nachfrage von Markt B D_{MC}^B über Angebote aus dem Markt A S^A gedeckt werden und folglich sinkt der Preis von Markt B. In Markt A deckt die Erzeugungskapazität aus Markt A eine höhere Nachfrage D_{MC}^A , deshalb sind höhere Kapazitäten (mit meist höheren variablen Kosten) notwendig und folglich steigt der Preis von Markt A. Allerdings sind nur unzureichende Übertragungskapazitäten ($Q_{Ex} = \text{maximale Übertragungskapazität}$) verfügbar und somit kann kein einheitlicher Preis erzielt werden. Deshalb verbleibt eine Preisdifferenz von ΔP . Aus Forschungsbeitrag C (Zimmermann, Bublitz, Keles und Fichtner, 2021)

die den Marktpreis künstlich gering halten. Damit können Preisdeckel zu höheren Exportflüssen zu einem Markt ohne (bzw. mit höherem) Preisdeckel in Spitzenlastsituationen führen. Folglich sinken gleichzeitig die Strompreise in verbundenen Märkten. Die Verdrängung von Kraftwerken mit höheren variablen Kosten aus der Merit-Order in benachbarten Marktgebieten ist analog mit der Einführung eines Gaspreisdeckels in Spanien im Zuge der stark gestiegenen Energiepreise im Jahr 2022 eingetreten. Dadurch lagen die kurzfristigen Grenzkosten spanischer Gaskraftwerke unter den Grenzkosten vergleichbarer Kraftwerke in angrenzenden Marktgebieten, was zu einer höheren Erzeugung der Gaskraftwerke in Spanien und höheren Exportflüssen nach Frankreich geführt hat (S&P Global, 2022).

Strompreise haben direkte Auswirkungen auf die Wohlfahrt eines Marktes, die beispielsweise Ochoa und van Ackere (2015b) bewerten. Demnach hängt die Wohlfahrt zusätzlich von der Komplementarität des Technologiemixes ab, d. h. davon, wie die Technologien der verbundenen Strommärkte zueinander passen. Wenn sich die Technologien ergänzen (z. B. Frankreich Grundlastkraftwerke, Großbritannien Spitzenlastkraftwerke), können negative Auswirkungen durch höhere Preise auf die Wohlfahrt folgen (durch den Export in Spitzenzeiten steigen die Preise in Frankreich). Bei denselben Typen (Kolumbien und Ecuador, beide mit hohem Wasserkraftpotential) können die Konsumenten von geringeren

Preisen und einer höheren Robustheit profitieren.

Für die Preisprognosen im europäischen Kontext sind die Berücksichtigung grenzüberschreitender Effekte essenziell. Wie Ringler, Keles et al. (2017) am Beispiel der Wohlfahrt zeigen, ist durch die Kopplung der Strommärkte ein Einfluss auf Großhandelspreise gegeben. Die Gesamtwohlfahrt und auch die Wohlfahrt in jedem einzelnen Land steigen z. B. im Fall von unlimitierten Übertragungskapazitäten zwischen den Marktgebieten im Vergleich zu einem limitierten Fall an. Bei komplett isolierten Marktgebieten, also ohne Stromaustausch zwischen den Märkten, sinkt hingegen in allen Marktgebieten die Gesamtwohlfahrt deutlich.

Allerdings merken Meyer und Gore (2015) an, dass die Wohlfahrtseffekte bei unterschiedlich implementierten KM auch negativ ausfallen können. Ähnlich stellen Fraunholz, Miskiw et al. (2023) einen Zusammenhang mit negativen grenzüberschreitenden Effekten durch die unkoordinierten Änderungen von Marktdesigns her. Deshalb wird im folgenden Kapitel die Langfristwirkung der Strommarktkopplung in Bezug auf KMs genauer betrachtet.

2.3.3. Langfristige Wirkung der Strommarktkopplung

Langfristig sehen Bhagwat, Iychettira et al. (2014), Bhagwat, Richstein, Chappin, Iychettira et al. (2017) und Ochoa und Gore (2015) eine steigende Importabhängigkeit von einem Land mit EOM durch die Marktkopplung mit einem benachbarten Land mit KM. Das wird von Meyer und Gore (2015) als Kapazitätseffekt bezeichnet. Allerdings kann ein höherer Import auch eine höhere Effizienz im System bedeuten, denn bei eingeschränktem grenzüberschreitendem Handel können Überkapazitäten zu hohen Kosten und damit zu Ineffizienzen führen (Meyer und Gore, 2015).

Gleiches passiert mit einem Preisdeckel (der ggf. zusammen mit einem KM eingeführt wird) in einem Marktgebiet, der sich negativ auf Kapazitäten und Wohlfahrt in verbundenen Märkten auswirken kann (Lorenczik, 2017). Denn die gedeckelten Preise führen in Spitzenlastsituationen insgesamt zu höheren Exportflüssen. In den importierenden Märkten sinken die Strompreise und damit können Kraftwerke teilweise nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden. Langfristig sinkt somit die Kapazität in verbundenen Märkten, da Kapazität durch Importe ersetzt wird.

Bei hohen installierten Kapazitäten im benachbarten Markt (beispielsweise bedingt durch einen KM) ermöglicht die Marktkopplung das Trittbrettfahren, indem ein Marktgebiet von den benachbarten Kapazitäten profitiert, ohne aber dafür einen finanziellen Beitrag zu leisten (Bhagwat, Iychettira et al., 2014; Bhagwat, Richstein, Chappin, Iychettira et al., 2017). Hohe Handelskapazitäten können das Trittbrettfahren sogar verschlimmern. Cepeda und Finon (2011) melden jedoch Zweifel hinsichtlich der Verlässlichkeit und des langfristigen Fortbestands des Trittbrettfahrens an.

Die Akzeptanz der Marktkopplung kann aber auch schwinden (Ochoa und van Ackere, 2015b): Wenn durch die Marktkopplung Erzeuger so große Verluste erleiden, dass Investitionen schlagartig unrentabel werden oder wenn Konsumenten Verluste erleiden, z. B. durch einen stark steigenden Strompreis. Lorenczik (2017) hingegen mahnt jedoch eine ganzheitliche Betrachtung an, da Wohlfahrtssteigerungen z. B. den Effekt der sinkenden Erzeugungskapazität in den importierenden Ländern überwiegen kann.

Um die Abhängigkeit von Importen zu vermeiden, schlagen demnach Ochoa und van Ackere (2015b) vor KMs einzuführen, damit zusätzlich eine gewisse Kontrolle über den Technologiemarkt erhalten bleibt. Hawker et al. (2017), Neuhoff, Diekmann et al. (2016) sowie Osorio und van Ackere (2016) empfehlen ein koordiniertes Vorgehen hinsichtlich Investitionen und dem Ausbau von Übertragungskapazitäten über Marktgebiets- bzw. Ländergrenzen hinweg. Denn bei entsprechend hohen Preisunterschieden werden Investitionen in Netzinfrastruktur, aber auch in Erzeugungskapazitäten, angereizt, die zur Auflösung von langfristigen und strukturellen Engpässen führen (Diekmann, 2008; Hakvoort et al., 2009; Ringler, 2017).

Die Vernachlässigung der Handelskapazitäten und grenzüberschreitenden Effekte können nach Newbery (2016) ein Risiko bei Investitionsentscheidungen und der Bestimmung der vom KM zu allozierenden Kapazität darstellen. Das kann zwar zu einer (möglicherweise gewünschten) Autarkie führen, ist jedoch ökonomisch ineffizient. Das Berücksichtigen von Handelskapazitäten bei Investitionsentscheidungen empfehlen auch Mastropietro et al. (2015) und Tennbakk et al. (2016). Sie sehen eine grenzüberschreitende Teilnahme an einem KM als erforderlich an. Bei der Einführung von Kapazitätsmärkten in Großbritannien und in Frankreich wurde eine grenzüberschreitende Teilnahme allerdings erst auf Druck der EU eingeräumt (Brunekreeft und Meyer, 2019; Bublitz, Keles, Zimmermann et al., 2019). Schließlich kann auch durch die unilaterale Einführung eines KM Handlungsdruck auf den Regulator eines gekoppelten Marktgebietes mit EOM hinsichtlich der Überprüfung und Änderung des Marktdesigns entstehen (Bhagwat, Richstein, Chappin, Iychettira et al., 2017; Gore et al., 2016).

Tabelle 2.3.: Potentielle Entwicklung der Stromhandelskapazität (Exporte (Exp.) und Importe (Imp.)) in Gigawatt für die EU-27 (ohne Malta) inklusive Schweiz und Norwegen aus dem Ten-Year Network Development Plan 2020 (2025er Werte aus dem National Trends Szenario als Grundlage für den weiteren Ausbau, European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2020b) und 2022 (alle folgenden Werte, European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2022e)

| Handelskapazität [GW] | 2025 (National Trends) | | 2030 | | 2040 | | 2050 | |
|-----------------------|------------------------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | Exp. | Imp. | Exp. | Imp. | Exp. | Imp. | Exp. | Imp. |
| Distributed Energy | 93,2 | 89,1 | 114,2 | 101,3 | 133,8 | 120,9 | 148,4 | 135,5 |
| Global Ambition | 93,2 | 89,1 | 114,7 | 101,4 | 130,3 | 117,1 | 131,8 | 118,6 |

Trotz der zahlreichen nachweisbaren grenzüberschreitenden Effekte sind in einem realen Marktumfeld mit hohen Handelskapazitäten und implizit (oder mittels FBMC)

gekoppelten Spotmärkten diese grenzüberschreitenden Auswirkungen nicht ausreichend untersucht. Denn viele Untersuchungen beziehen sich lediglich auf wenige Märkte (z. B. Ochoa und Gore, 2015; Ochoa und van Ackere, 2015a,b) bzw. berücksichtigen teilweise eine synthetische Konstellation (da identische Marktgebiete) (z. B. Bhagwat, Iychettira et al., 2014; Bhagwat, Richstein, Chappin, Iychettira et al., 2017). Deshalb werden mit Zimmermann, Bublitz, Keles und Fichtner (2021) und Zimmermann und Keles (2023) zwei Fallstudien vorgestellt, die unter Berücksichtigung mehrerer gekoppelter Marktgebiete mit realen Marktdesigns den Fokuspunkt auf Frankreich und die Schweiz setzen. Damit leisten die beiden Fallstudien einen Beitrag zum Schließen der aufgezeigten Forschungslücke.

3. Agentenbasierte Strommarkt-Simulation

Die abgeleiteten Forschungsfragen, die sich aus dem in Kapitel 2 angeführten Bezugsrahmen ergeben, sowie die Auswirkungen von Entscheidungen im komplexen System des Stromsektors, erfordern zur Beantwortung mathematische Modelle. Modelle werden unter anderem zur Analyse von Trends, zum besseren Verständnis von Zusammenhängen oder als Entscheidungsfindung und -unterstützung für verschiedenste Stakeholder verwendet (Ventosa et al., 2005). Nach Bublitz (2019) weisen insbesondere Strommärkte durch die zahlreichen Akteure mit unterschiedlichen Technologien eine komplexe Struktur auf. Diese Komplexität wird mit der Energiesystemmodellierung abgebildet.

In diesem Kapitel wird zunächst auf die Strommarktmodellierung im Allgemeinen eingegangen (Kapitel 3.1), anschließend erfolgt ein Überblick über das in dieser Dissertation verwendete und erweiterte agentenbasierte Strommarkt-Simulationsmodell PowerACE in Kapitel 3.2. Kapitel 3.3 beinhaltet die methodischen Erweiterungen, die im Rahmen dieser Dissertation entwickelt werden. PowerACE erfordert für eine möglichst realitätsnahe Untersuchung der energiewirtschaftlichen Zusammenhänge große Mengen an Eingangsdaten. Diese Eingangsdaten müssen gesammelt und aufbereitet werden, was in Kapitel 3.3.3 eingehend beschrieben ist. Kapitel 3.4 enthält schließlich eine Zusammenfassung über Ergebnisdaten, die vom Modell ausgegeben und bereitgestellt werden.

3.1. Strommarktmodellierung

In der Vergangenheit wurden zahlreiche Energiesystemmodelle entwickelt. Energiesystemmodelle können nahezu beliebig komplex gestaltet werden und verschiedene Stufen der energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette integrieren: beginnend bei Vorkommen, über Förderung, Transport und Preisbildung von (Primär)Energieträgern bis hin zu verschiedenen nutzbaren Endenergieformen, wie beispielsweise Wärme, Kälte, Licht oder mechanische Arbeit. Die Bandbreite an existierenden Strommarkt- und Stromsystemmodellen sowie deren Einsatzzweck wird u. a. von Bazmi und Zahedi (2011), Koltsaklis und Dagoumas (2018), Möst und Keles (2010), Ringler, Keles et al. (2016) und Sadeghi et al. (2017) zusammengefasst. Bublitz (2019) verfasst eine ausführliche Übersicht über die Anforderungen zur techno-ökonomischen Modellierung von Stromsystemen und klassifiziert die eingesetzten mathematischen Methoden.

Die Fragestellungen in dieser Dissertation erfordern eine Untersuchung von marktlichen Effekten eines (weitestgehend) liberalisierten Stromsektors. Durch die Vielzahl unterschiedlicher Akteure auf liberalisierten Energiemärkten (z. B. Bublitz, 2019; Genoese et al., 2010) ergeben sich Wechselwirkungen, welche durch die Kopplung verschiedener Märkte den

Grad der Komplexität erhöhen. Dementsprechend sollte der Untersuchungsrahmen sowohl einzelne Akteure (wie Unternehmen oder Konsumenten) als auch Institutionen (Regulatoren oder die Rolle der Netzbetreiber) abbilden. Darüber hinaus sollten auf der einen Seite detaillierte techno-ökonomische Parameter, auf der anderen Seite eine geografisch weiträumige (unter Einbeziehung von verschiedenen Ländern) Untersuchung durchgeführt werden, um möglichst umfassende Rückschlüsse auf die Realität zu ermöglichen. Zeitlich sollte eine stündliche Auflösung gewährleistet sein, da wesentliche Kontrakte auf stündlicher Basis definiert werden (Genoese et al., 2010; Ringler, Keles et al., 2017).

Da die grenzüberschreitenden Effekte sowohl einen langfristigen als auch einen kurzfristigen Entscheidungshorizont betreffen, sollte ein geeignetes Modell zur Beantwortung der Forschungsfragen beide Dimensionen abbilden können. Kurzfristige Entscheidungen in den Modellen dienen oft der Bestimmung von Einsatzentscheidungen von Kraftwerken mit einer Tragweite von teilweise einer Stunde und weniger. Langfristige Entscheidungen in der Strommarktmodellierung betreffen oft Investitionen in Kraftwerke oder EE mit einer Tragweite über mehrere Jahrzehnte. Diese Fragestellungen erfordern eine Modellierung, die gegebene marktliche Rahmenbedingungen miteinbezieht, aber nicht explizit ein Zielsystem vorgibt (explorative Untersuchung). Ansonsten kann die Wirkung von Marktdesigns nur schwer von Effekten durch eine anderweitige Zielsetzung (wie der Klimaneutralität) unterschieden werden. Darüber hinaus sollen Marktdesigns auch derart gestaltet sein, gewünschte Ziele über marktliche Anreizstrukturen, jedoch ohne direktes ordnungsrechtliches Eingreifen zu erreichen. In der Konsequenz bedeutet eine explorative Untersuchung aber auch, dass die Ergebnisse nicht notwendigerweise die Zielstellung, wie die Klimaneutralität oder eine ausreichende AdE, erreichen, beispielsweise aufgrund fehlender Anreize.

Nach Ventosa et al. (2005) existieren mit Gleichgewichts-, Optimier- und Simulationsmodellen drei wesentliche Methoden, die für die Strommarktmodellierung infrage kommen. Für die Beantwortung der formulierten Fragestellungen eignen sich nur bedingt Modelle, die aus der Perspektive eines zentralen Planers agieren. Zentraler Planer kann z. B. ein Regulator in einer monopolistischen Struktur sein, der die erforderlichen Leistungen zubaut, um eine ausreichende AdE ohne Nachfrageunterdeckung zu erreichen. Diese Perspektive berücksichtigen optimierende Modelle beispielsweise unter dem Ziel, die Systemkosten zu minimieren. Diese Modellklasse eignet sich jedoch eher zur Beantwortung von normativen Fragestellungen, wie z. B. der Zusammensetzung des optimalen Kraftwerksparks im Jahr 2050 unter Einhaltung der CO₂-Neutralität (Ringler, Keles et al., 2017).

Gleichgewichts- oder auch spieltheoretische Modelle nutzen zur Modellierung algebraische oder differenziale mathematische Gleichungen (Ventosa et al., 2005). So können energiepolitische Analysen durchgeführt, Investitionsentscheidungen unter Unsicherheit analysiert, strategische Entscheidungen oder Marktmacht in oligopolistischen Systemen untersucht werden (Hobbs, Helman et al., 2001; Ventosa et al., 2005). Jedoch bieten diese Modelle nicht nur begrenzte quantitative Aussagekraft, sondern beschränken sich auch auf rein qualitative Gesamtzusammenhänge (Weber, 2005). Weiter kann nicht die einzelne Entscheidung abgebildet werden, sondern im Fokus steht die Struktur, in dem diese Entscheidungen getroffen werden (Richardson, 1991). Sobald technische Beschränkungen wie Mindeststillstandszeiten oder Anfahrkosten von Kraftwerken berücksichtigt werden müssen, sind Gleichgewichts- bzw. spieltheoretische Modelle eher ungeeignet, da oft Ver-

einfachungen der energiewirtschaftlichen Komplexität durchgeführt werden müssen (z. B. keine blockscharfe Abbildung der Kraftwerke) (Genoese, 2010). Darüber hinaus erfordern diese Modelle teilweise die Lösung von Differenzialgleichungssystemen, infolgedessen die mathematische Komplexität sehr schnell ansteigt (Baldick und Hogan, 2001; Ventosa et al., 2005).

Als ein geeignetes Instrument zur Untersuchung von Fragestellungen mit einem liberalisierten Marktfokus erweisen sich ausdrücklich (agentenbasierte) Simulationsmodelle (Deissenroth et al., 2017; Sensfuß, Genoese et al., 2007). Agentenbasierte Simulationsmodelle bilden ein System mit den einzelnen Akteuren ab. Das Ziel einzelner Akteure ist nicht notwendigerweise kongruent hinsichtlich der optimalen Funktionsweise des Gesamtsystems (unter Minimierung der Kosten), sondern sie verfolgen beispielsweise eine individuelle Gewinnmaximierung. Die Akteursperspektive sollte nicht vernachlässigt werden, da die Akteure wichtige Rollen im System einnehmen. Aus der Sicht des Strommarkts können damit individuelle Akteure, wie Kraftwerksbetreiber, Industrieunternehmen, Endkundenversorger, Netzbetreiber oder Regulatoren, von Agenten (je Typ mindestens ein Agent, um verschiedene Zielsetzungen abbilden zu können) repräsentiert und deren Entscheidungen abgebildet werden (Genoese et al., 2010). Entscheidungen der Agenten können typischerweise eine kurzfristige (Kraftwerkseinsatz), aber auch eine langfristige (Investitionen) Wirkung entfalten. Durch individualisierte Agenten können u. a. strategisches Verhalten, unvollkommene Information/Märkte, Portfolioentscheidungen und Lernen modelliert werden (Fraunholz, 2021). Jedoch ist die Entscheidungsfindung in den Modellen oft schwer zu validieren (Fraunholz, 2021). Darüber hinaus können im Simulationsmodell verschiedene Methoden, wie z. B. lineare Optimierung und Heuristiken, miteinander kombiniert werden.

In dieser Dissertation wird – aus den vorgenannten Gründen – auf das etablierte agentenbasierte Strommarkt-Simulationsmodell PowerACE zurückgegriffen (siehe Kapitel 1.2), um sowohl kurzfristige als auch langfristige Effekte, wie die zukünftige Entwicklung von gekoppelten Strommärkten, explorativ und deterministisch zu untersuchen. Besonders hinsichtlich der AdE kann die Berücksichtigung individuellen Verhaltens neue Erkenntnisse zutage bringen, da mit der ABM, basierend auf der Entscheidung eines Agenten, Kapazität nicht oder nur zeitverzögert zugebaut werden kann (im Kontrast zu zentralen Planern, deren Zubau rechtzeitig erfolgen würde) (Genoese et al., 2010). Im Folgenden werden die wesentlichen Funktionen und Methoden des agentenbasierten Strommarkt-Simulationsmodell vorgestellt sowie die erfolgten Erweiterungen im Rahmen dieser Dissertation beschrieben.

3.2. Agentenbasiertes Strommarkt-Simulationsmodell PowerACE

In PowerACE werden die wesentlichen nationalen Strommärkte in Europa als einzelne Marktgebiete berücksichtigt. Das bedeutet, dass nationale Marktgebiete nicht weiter in kleinere Gebotszonen mit ggf. eigenem Marktpreis aufgeteilt werden, wie es z. B. in Italien, Norwegen oder Schweden durchgeführt wird. Benachbarte Marktgebiete sind in der Regel

über das europäische Kontinentalübertragungsstromnetz eng miteinander verbunden und können Strom untereinander austauschen. Jedes einzelne Marktgebiet beinhaltet verschiedene Agenten, die eine (vereinfachte) Rolle von real existierenden Akteuren in diesem Markt repräsentieren. Ein schematischer Überblick über die wichtigsten Agenten in PowerACE befindet sich in Abbildung 3.1.

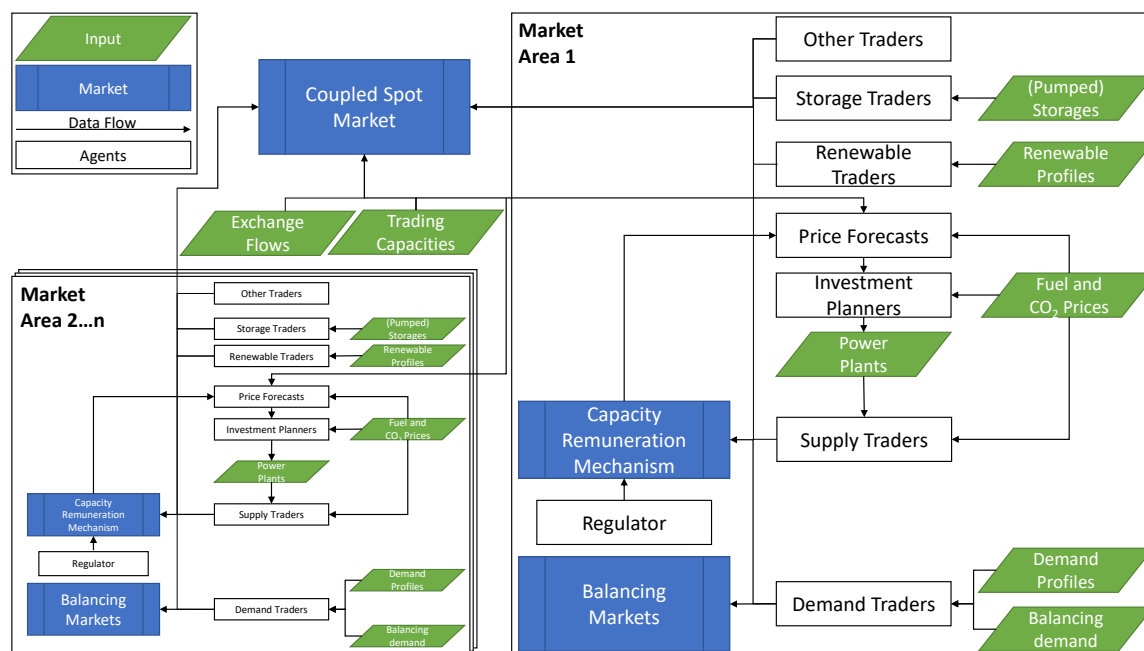


Abbildung 3.1.: Schematischer Überblick der wesentlichen Teile des Strommarkt-Simulationsmodells PowerACE; Aus Forschungsbeitrag D (Zimmermann und Keles, 2023)

Die Funktionsweise von PowerACE wird in den folgenden Unterkapiteln beschrieben. In Kapitel 3.2.1 wird auf die Agenten und die kurzfristigen Spotmärkte sowie deren Marktkopplung eingegangen. Anschließend erfolgt in Kapitel 3.2.2 die Beschreibung der langfristigen Investitionsentscheidungen im Modell. Danach folgt eine Einführung in die Implementierung von Kapazitätsmechanismen in PowerACE in Kapitel 3.2.3, die für die untersuchten Fragestellungen in den Fallstudien (Kapitel 4) relevant sind.

3.2.1. Simulation von kurzfristigen Märkten

Jedes Marktgebiet implementiert einen Agenten für die Stromnachfrage. Der Agent erstellt für jede Stunde ein Nachfragegebot auf Basis einer exogen vorgegebenen stündlichen Stromnachfrage mit dem maximal möglichen Preis, sodass das Gebot möglichst jederzeit vollständig akzeptiert wird. Nachfrageflexibilität wird von zusätzlichen Agenten abgebildet. Das kann entweder mit einer detaillierten Abbildung des Flexibilitätspotenzials auf Prozessebene oder pauschal als ein Anteil der Spitzennachfrage¹ modelliert werden.

¹ Es werden 2 % als konservative Abschätzung angenommen. Gils (2014) bzw. Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (2009a) gehen teilweise von Potenzialen von bis zu 4 % alleine im industriellen Sektor aus.

Der Anteil kann unmittelbar abgeregelt werden und die abgeregelte Nachfrage wird nicht nachgeholt.

EE werden über Szenarien modellexogen als stündliche Zeitreihe für jedes Marktgebiet vorgegeben. Ein Agent erstellt für alle EE ein aggregiertes Gebot für jede Stunde zu einem Preis von 0 EUR/MWh. Hintergrund ist ein in vielen Fällen für EE vorgeschriebener Einspeisevorrang (§ 11 EEG, Deutscher Bundestag, 2021), oft eine garantierte Einspeisevergütung (§ 19 ff. EEG, Deutscher Bundestag, 2021) sowie, im Falle von Wind oder PV, vernachlässigbare variable Kosten. Im Wesentlichen müssen Wartung und Instandhaltung sowie Abschreibungen und Zinsen gedeckt werden.

Für die Bestimmung des Einsatzes der disponiblen fossil-befeuerten Kraftwerke werden in jedem Markt einzelne Kraftwerksblöcke zu Unternehmen zugeordnet. Die Unternehmen werden jeweils von einem Agenten repräsentiert. Die Zuordnung zu einem Unternehmen deckt sich meist mit dem Eigentümerunternehmen. Jedoch sind viele kleine Kraftwerke von Industrieunternehmen oder kommunalen Energieversorgern unter einem Agenten subsumiert, um eine kleinteilige und folglich rechenintensive Aufteilung zu vermeiden. Die Erstellung der Gebote für die Kraftwerke werden von Bublitz, Keles, Zimmermann et al. (2019) oder Ringler, Keles et al. (2017) beschrieben und basieren im Wesentlichen auf den variablen Kosten unter Berücksichtigung von techno-ökonomischen Parametern wie Wirkungsgrad, installierter Leistung und Mindestleistung. Die variablen Kosten berechnen sich aus exogen vorgegebenen Preisszenarien für Brennstoffe und EUAs (Zertifikat, das zur Emission einer Tonne Kohlendioxidäquivalent berechtigt und im EU ETS gehandelt wird), dem Wirkungsgrad und brennstoffabhängigen CO₂-Emissionsfaktoren. Zusätzlich werden technologieabhängige variable Kosten, die z. B. aufgrund von Verschleiß anfallen, hinzuaddiert.

Sollte das Kraftwerk ausgeschaltet sein bzw. nicht über den kompletten Gebotszeitraum betrieben werden (z. B. aus ökonomischen Gründen), fallen beim Wiedereinschalten Startkosten an. Startkosten können z. B. aufgrund eines höheren Brennstoffverbrauchs zum Aufheizen von thermischen Kraftwerken entstehen und sind bestenfalls eine Annäherung an die durch das Aufheizen entstehenden Kosten. Für die Berechnung der Startkosten wird eine Marktpreisprognose für den Gebotszeitraum (24 Stunden des nächsten Tages) erstellt. Anhand der variablen Kosten und des Kraftwerkszustands (aus- oder eingeschaltet) wird eine Prognose über den Einsatz für den nächsten Tag erstellt. Die Startkosten werden anschließend auf die Stunden mit ununterbrochener Laufzeit gleichmäßig verteilt und auf den Gebotspreis aufgeschlagen.

Für jeden Kraftwerksblock werden mehrere Gebote erstellt. Zunächst wird nur die Mindestleistung auf Basis der variablen Kosten und der ggf. anfallenden stündlich berechneten Startkosten angeboten. Ökonomisch kann es sinnvoller sein, ein Abschalten eines Kraftwerks (und damit Startkosten) zu vermeiden. Oft darf aufgrund einer Kontrahierung als FCR oder aFRR ein Kraftwerk auch nicht ausgeschaltet werden. Deshalb können aus ökonomischen oder technischen Gründen Gebote unterhalb der variablen Kosten für die Mindestleistung erstellt werden. Zwischen Mindest- und maximaler Leistung erfolgt stufenweise ein immer höherer Aufschlag (sog. Markup) (zusätzlich zu den variablen und ggf. den Startkosten) auf das jeweilige Gebot zur Deckung der langfristigen Kosten der Kraftwerke.

Speicheragenten können sowohl Strom anbieten als auch nachfragen. Deshalb können Angebots- und Nachfragegebote durch diesen Agententyp erstellt werden. Dieser Typ repräsentiert vor allem Pumpspeicherkraftwerke, kann aber auch Batteriespeicher zukünftig einsetzen. Dabei werden mittels einer Optimierung über den Folgetag (24 Stunden) unter Berücksichtigung des Wirkungsgrads, der eingespeicherten Energiemenge (Speicherfüllstand), der Leistungsbeschränkung für das Einspeichern (Pumpen) und Ausspeichern (Turbinieren) sowie der maximalen Speicherleistung (Speichergröße) die Gebote festgelegt. Wahlweise kann ein preisbasierter oder residuallastglättender Speichereinsatz bestimmt werden (Fraunholz, Zimmermann et al., 2017)

Obwohl in der Praxis mehrere kurzfristige Märkte existieren (Day-Ahead und Intraday, siehe Abbildung 2.7), wird aufgrund der deterministischen Modellierung in PowerACE nur ein Spotmarkt abgebildet (als Approximation aller Termin- und Spotmärkte für Energie), der an die Funktionsweise des Day-Ahead Markts angelehnt ist.² Zur Vereinfachung ist dieser Spotmarkt die zentrale Plattform zum Handeln des kompletten im Modell nachgefragten und angebotenen Stroms. Darüber hinaus wird angenommen, dass alle Spotmärkte der Länder implizit miteinander gekoppelt sind.

Ohne Netzengpässe zwischen Marktgebieten stellt sich überall derselbe Marktpreis ein (Abbildung 2.12). Allerdings sind die Kapazitäten der Interkonnektoren, über die Stromaus-tausch zwischen Marktgebieten stattfindet, begrenzt. Sollte aufgrund des Marktergebnisses ein Stromfluss zwischen den Marktgebieten entstehen, der über der Transportkapazität der Interkonnektoren liegt, folgt daraus ein Netzengpass. Mit einem Netzengpass zwischen Marktgebieten kann eine Auftrennung des Marktes bzw. der Gebotszonen erfolgen (*Market Splitting*) und somit können unterschiedliche Marktpreise in jedem Marktgebiet gebildet werden (Abbildung 2.13). Damit ist der Netzengpass zwar aufgelöst, jedoch wird im importierenden Marktgebiet eine weitere – in der Regel mit höheren variablen Kosten operierende – Erzeugungseinheit (bzw. exakter ein Gebot zu einem höheren Preis) benötigt, damit die Nachfrage im Falle des *Market Splittings* gedeckt werden kann.

Die Modellierung der Marktkopplung, die von Ringler, Keles et al. (2017)³ entwickelt und beschrieben wird, nutzt exogen vorgegebene NTC-Werte⁴ zwischen allen verbundenen Marktgebieten, um die Begrenzung der Interkonnektoren entsprechend beim Stromhandel

² Die Preisobergrenze wird an der Obergrenze des Day-Ahead Marktes von 3000 EUR/MWh festgelegt. Der Maximalpreis für den Day-Ahead Markt wurde im Mai 2022 auf 4000 EUR/MWh (European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2022d) angehoben, was in dieser Arbeit vernachlässigt wird. Darüber hinaus sind keine Unsicherheiten, wie z. B. Prognoseabweichungen der EE-Erzeugung oder Stromnachfrage im Modell berücksichtigt. Mit größerer Nähe zum Erfüllungszeitpunkt sinkt tendenziell die Prognoseabweichung, sodass die Modellierung eher mit dem kontinuierlichen Intradaymarkt vergleichbar ist, der aber mit 9999 EUR/MWh eine höhere Preisobergrenze aufweist (European Power Exchange, 2022). Um jedoch keine Erlöse durch einzelne sehr hohe Preisspitzen zu überschätzen, wird stattdessen die Obergrenze des Day-Ahead Marktes von 3000 EUR/MWh als konservative Approximation gewählt. Deshalb wird im weiteren Verlauf der Arbeit immer vom Spotmarkt als zusammenfassender Begriff aller Strommärkte gesprochen.

³ Angelehnt an den *PCR EUPHEMIA*-Algorithmus, mit dessen Hilfe die Markträumung der nominierten Strommarktbetreiber unter Berücksichtigung von FBMC oder ATC/NTC durchgeführt wird (All NEMO Committee, 2020).

⁴ Die NTC-Werte werden verwendet, da keine langfristig allokierten Interkonnektorenkapazitäten modelliert werden und der gesamte Stromhandel über den Spotmarkt abgewickelt wird. Damit wird $ATC = NTC$ angenommen.

zu berücksichtigen. Alle Gebote werden zusammen mit den NTC, d. h. Ober- und Untergrenze für Flüsse zwischen den Marktgebieten, als wohlfahrtsmaximierendes lineares Optimierungsproblem formuliert und mithilfe eines Solvers gelöst. Das Ergebnis ist ein Marktpreis für jedes Marktgebiet, Übertragungsflüsse zwischen den Marktgebieten und eine Akzeptanzrate für jedes Gebot zwischen 0 % und 100 %. Da die Gebote für jeden Kraftwerksblock einzeln abgegeben werden (d. h. es werden weder Portfolioentscheidungen berücksichtigt noch komplexe Gebote modelliert), kann aus der Akzeptanzrate auch direkt die Einsatzentscheidung für jeden individuellen Kraftwerksblock bestimmt werden. Hierbei werden etwaige technische Restriktionen vernachlässigt (wie z. B. Mindestleistung oder Mindeststillstandszeiten), die durch die so definierte Einsatzentscheidung verletzt werden.

Zur Vollständigkeit wird an dieser Stelle auf Regelreservemärkte eingegangen, die nur vereinfacht (Leistungsvorhaltung) abgebildet sind. Die Nachfrage nach den einzelnen Qualitätsstufen (Primär-, Sekundär- und Minutenreserve) wird exogen für jedes Marktgebiet vorgegeben. Zu Beginn eines jeden Simulationsjahres wird ein Gebotsverfahren gestartet, in dem alle geeigneten Kraftwerke einen Teil der installierten Kapazität am Regelreservemarkt für das folgende Jahr anbieten. Die individuell je Kraftwerk allokierte Leistung wird somit für die Regelreserve vorgehalten und kann nicht mehr am Spotmarkt angeboten werden. Anhand der Kraftwerkstechnologie wird differenziert, welche Qualitätsstufen ein Kraftwerk anbieten kann. So wird angenommen, dass Kohle- und Kernkraftwerke für die FCR geeignet sind. Für die aFRR sind zusätzlich schnellstartende Gaskraftwerke zulässig. Für die mFRR sind lediglich eine Mindestleistung sowie eine minimale Startzeit, im Modell ≤ 1 Stunde, Voraussetzungen für eine Teilnahme.

Mit den Einsatzentscheidungen wird vor allem kurzfristig die Versorgung durch die effiziente Allokation der vorhandenen Ressourcen gesichert. Zur langfristigen Sicherung (einer hohen AdE) werden allerdings Investitionen in Erzeugungsanlagen (oder im Falle der Angemessenheit der Ressourcen auch in Nachfrageflexibilität) benötigt, um auf altersbedingte Stilllegungen oder Veränderung der Nachfrage zu reagieren. Deshalb wird im Folgenden die Methodik zur Bestimmung der Investitionsentscheidungen in Erzeugungsanlagen in PowerACE vorgestellt.

3.2.2. Investitionsentscheidungen in agentenbasierten Modellen

Investitionsentscheidungen im privatwirtschaftlichen Sektor basieren in der Regel auf ökonomischen Kriterien. In einem EOM-Regime werden für die Bewertung von Investitionsentscheidungen vor allem die erwarteten Deckungsbeiträge beim Verkauf von Strom miteinbezogen (Genoese et al., 2010) oder die Opportunität, keinen Strom zu beziehen (bei Nachfragetechnologien). Seit dem Absinken der monetären Unterstützung diverser Fördermechanismen sind Deckungsbeiträge vom Strommarkt auch immer relevanter für EE (Direktvermarktung), jedoch existieren weiterhin Möglichkeiten zur Risikoabsicherung, wie Subventionen oder fixierte Einspeisetarife, die EE Investitionen stark beeinflussen können. Außerdem sind beim Ausbau der EE oft politische Ziele hinterlegt, sodass die Entwicklungspfade im Modell zur Simplifizierung exogen vorgegeben sind. Investitionen in Technologien zur Nachfrageflexibilisierung werden in dieser Arbeit nicht modelliert.

Deshalb werden im Folgenden nur Investitionen in disponible konventionelle Kraftwerke betrachtet.

Eine gestiegene Nachfrage bzw. altersbedingte oder ordnungsrechtlich bedingte Stilllegungen (Kohle- oder Kernenergieausstiege) können Ursachen für eine höhere Preiserwartung sein. Diese Erwartung kann eine Entscheidung zur Investition in neue Erzeugungsanlagen zur Folge haben. Die Investition basiert zunächst auf einer betriebswirtschaftlichen Bewertung über die Vorteilhaftigkeit einer Investition, kann jedoch durch weitere – auch weiche, wie z. B. Technologiediversifizierung – Kriterien ergänzt werden. Die Erzeugungsausbauplanung findet sich zahlreich in der wissenschaftlichen Literatur wieder. Ein Überblick dazu wird z. B. von Sadeghi et al. (2017) oder Koltsaklis und Dagoumas (2018) erstellt.

PowerACE modelliert demnach den modellendogenen disponiblen Kraftwerksausbau. In jedem simulierten Jahr bewerten Investitionsagenten verschiedene Investitionsoptionen. Die Optionen werden modellexogen vorgegeben und können szenarioabhängig ausgewählt werden.⁵ Diese Investitionsoptionen (in diesem Fall disponible Kraftwerke) beinhalten techno-ökonomische Parameter wie Wirkungsgrad, Bauzeit, Lebensdauer, Investitionsausgaben, fixe oder auch brennstoffunabhängige variable Kosten. Schröder et al. (2013) haben beispielsweise eine Übersicht über diese Parameter sowie eine quantitative Abschätzung zusammengestellt. Der gesamte iterative Investitionsprozess in PowerACE ist in Abbildung 3.2 dargestellt.

Basierend auf einer Kapitalwertberechnung entscheiden die Agenten, ob eine Investitionsoption zugebaut werden soll oder nicht. In die Berechnung fließen, neben den bereits erwähnten techno-ökonomischen Parametern, erwartete Zahlungen von verschiedenen Märkten ein. In PowerACE sind das vor allem Zahlungsflüsse aus Stromverkäufen über den Spotmarkt. Zusätzlich werden Zahlungen aus Kapazitätsmärkten berücksichtigt, sofern das jeweilige Marktdesign eine solche Zahlung vorsieht. Die erwarteten Zahlungen werden dabei mithilfe der Spotmarktpreisprognose abgeschätzt, die in Kapitel 3.3.1 vorgestellt wird. Ferner werden die variablen Kosten c^{var} anhand der Gleichung 3.1 (aus Forschungsbeitrag B: Keles, Bublitz et al., 2016) für Stunde h im Jahr a der betrachteten Investitionsoption j berechnet. Diese erfordern die Einbeziehung der exogen vorgegebenen Preisszenarien für EUAs p^{cer} und Brennstoffe p^{fuel} sowie des Wirkungsgrads η der Investitionsoption j zusammen mit den brennstoffunabhängigen variablen Kosten c^{other} .

$$c_{a,h,j}^{\text{var}} = \frac{p_{a,h,j}^{\text{fuel}}}{\eta_j} + \frac{\text{EF}_j}{\eta_j} \cdot p_a^{\text{cer}} + c_j^{\text{other}} \quad (3.1)$$

⁵ Die Beschreibung der in dieser Dissertation angewandten Methodik für langfristige Investitionsentscheidungen basieren auf Forschungsbeitrag C (Zimmermann, Bublitz, Keles und Fichtner, 2021) und Forschungsbeitrag D (Zimmermann und Keles, 2023).

Dabei sind:

| | |
|---------------------------|---|
| $c_{a,h,j}^{\text{var}}$ | : Variable Kosten in Stunde h des Jahres a für Investitionsoption j |
| $p_{a,h,j}^{\text{fuel}}$ | : Brennstoffpreis in Stunde h des Jahres a für Investitionsoption j |
| p_a^{cer} | : EUAs Preis des Jahres a |
| c_j^{other} | : Andere Betriebs- und Wartungskosten für Investitionsoption j |
| EF_j | : Emissionsfaktor für Investitionsoption j |
| η_j | : Wirkungsgrad der Investitionsoption j |
| a | : Jahr |
| h | : Stunde eines Jahres |
| j | : Investitionsoption |

Wie in Abbildung 3.2 dargestellt ist, wird eine Kapitalwertberechnung für jede Investitionsoption eines Agenten durchgeführt. Im Falle eines negativen Kapitalwerts wird die entsprechende Option im Verlauf der iterativen Investitionsrechnung im betrachteten Simulationsjahr nicht weiter berücksichtigt. Verfügt kein Agent (mehr) über eine profitable Investitionsoption (Kapitalwert > 0), wird die Investitionsplanung für das laufende Simulationsjahr beendet und ist damit abgeschlossen. Es folgt die Simulation des Spotmarkts des Folgejahres.

Falls mindestens ein Kapitalwert positiv ist, wird die Investition mit dem höchsten (positiven) Kapitalwert ausgewählt und anschließend eine weitere Preisprognose unter Hinzunahme dieser Option zu den operativen Kraftwerken erstellt. Anschließend wird der Kapitalwert der hinzuzufügenden Option erneut evaluiert. Diese wird mit einer neuen Preisprognose unter Berücksichtigung der zu bewertenden Investitionsoption durchgeführt, um die Kannibalisierung von hohen Marktpreisen durch die Investition in das Kraftwerk bis hin zur Unrentabilität der Investition zu vermeiden. Aus demselben Grund werden die prognostizierten Spotmarktpreise bei der Bewertung der Investitionsentscheidung gedeckelt, um keine Investitionen durch eine Überschätzung der Preisspitzen anzureizen. Ist das Kraftwerk unter Berücksichtigung der neuen Prognose weiterhin profitabel, wird in die bewertete Kraftwerksoption investiert und im entsprechenden Marktgebiet vom Agenten zugebaut. Danach beginnt eine neue Iteration mit Berechnung des Kapitalwerts aller Investitionsoptionen, die zuvor auch profitabel gewesen sind.

Falls die Evaluation jedoch ergab, dass die Investitionsoption nicht profitabel wäre, wird diese Option verworfen und die nächste profitable Option mit dem nun höchsten Kapitalwert untersucht. Dieser Prozess wird so lange wiederholt, bis keine Option mit positivem Kapitalwert mehr existiert. Die Investitionsplanung für das betrachtete Simulationsjahr ist somit beendet. (Zimmermann und Keles, 2023)

3. Agentenbasierte Strommarkt-Simulation

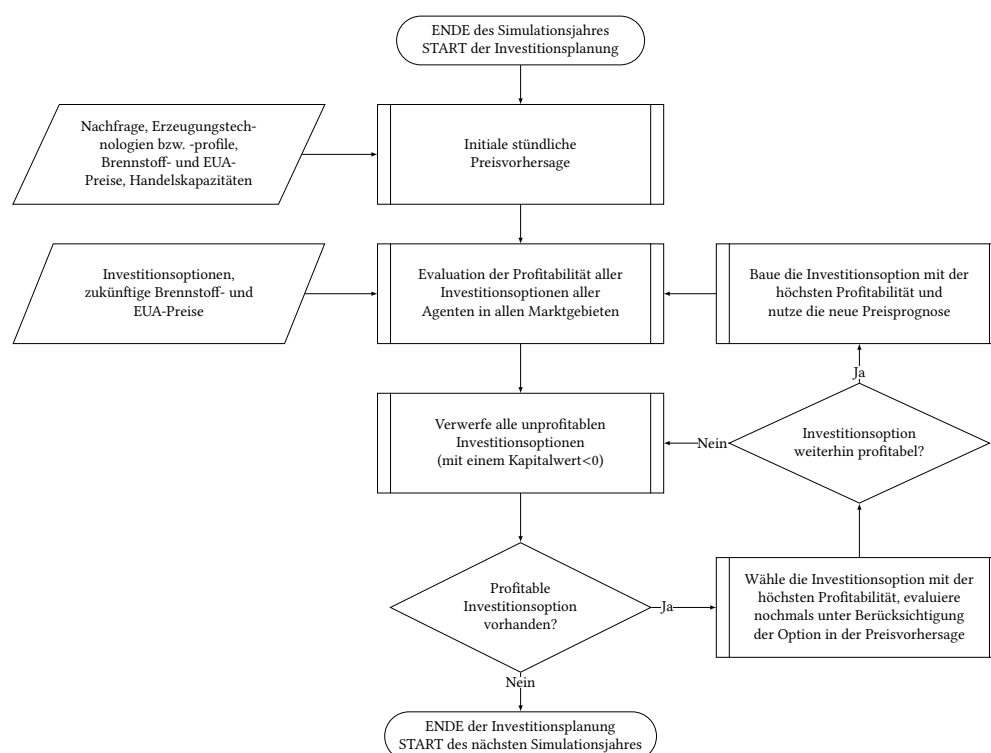


Abbildung 3.2.: Vereinfachter Prozessüberblick der Investitionsplanung in PowerACE aus Forschungsbeitrag D (Zimmermann und Keles, 2023)

3.2.3. Modellierung von Kapazitätsmechanismen in agentenbasierten Modellen

Um Erkenntnisse vor dem Hintergrund der Implementierung von KMs ziehen zu können, sind detaillierte Abbildungen dieser Mechanismen erforderlich. Abbildung 2.10 beinhaltet einen Überblick der Mechanismen in verschiedenen europäischen Märkten. Aus der Abbildung ergeben sich die strategische Reserve, der zentrale und der dezentrale Kapazitätsmarkt als die wesentlichsten Implementierungen für Europa. Alle Mechanismen sind mit einer der im Folgenden beschriebenen Modellierung abgebildet. Die Implementierung der verschiedenen KMs ist auch in Keles, Bublitz et al. (2016) und Zimmermann und Keles (2023) aufgeführt.

Hinsichtlich der Modellierung der **strategischen Reserve** wird eine jährliche Ausschreibung der Gesamtkapazität mit einem oberen Preisdeckel in Höhe des kosteneffizientesten neu zu bauenden disponiblen Kraftwerks unterstellt. Zusätzlich wird eine technische Restriktion auf Basis einer maximalen Startzeit vom kalten in den operativen Zustand (Kaltstartzeit) festgelegt. Es wird angenommen, dass Kraftwerke, die einmal Teil der strategischen Reserve waren, danach nicht mehr am freien Markt teilnehmen dürfen. Für die Ausschreibung berücksichtigen die Agenten bei der Gebotserstellung für jedes verfügbare Kraftwerk das Maximum aus den fixen Kosten pro Jahr und den Opportunitätskosten aus entgangenen Erlösen plus dem Optionswert aus den Aktivitäten an den Strommärkten. Ergebnisse zeigen, dass vor allem alte Kraftwerke mit wenigen verbleibenden Betriebsjah-

ren an der Ausschreibung der strategischen Reserve teilnehmen. (Bublitz, Renz et al., 2015; Keles, Bublitz et al., 2016; Zimmermann und Keles, 2023)

Der Abruf der Kraftwerke der strategischen Reserve erfolgt nur wenn die Nachfrage das Angebot am Spotmarkt übersteigt. Dabei wird das Kraftwerk mit den geringsten variablen Kosten zuerst eingesetzt. Der Preis für die Energiemenge aus dem Einsatz der strategischen Reserve wird mit dem maximal möglichen Spotmarktpreis veranschlagt, welcher zur Deckung der Gesamtkosten der strategischen Reserve genutzt wird.

Die Modellierung des **zentralen Kapazitätsmarkts** basiert auf dem von ISO New England Inc. (2009) eingesetzten Kapazitätsmechanismus eines *Forward Capacity Market*. Grundsätzlich bestimmt eine Regulierungsbehörde die geförderte Höhe von sicher einsetzbarer disponibler Leistung und berücksichtigt dabei eine vordefinierte Reservemarge für ein zukünftiges Jahr a . Die Bestimmung dieser Parameter ist nicht trivial und wird in der Praxis meist mit komplexen – in der Regel probabilistischen – Berechnungsmethoden bestimmt. Für die Modellierung wird die Stunde der Spitzennachfrage berücksichtigt oder, im Falle der EE, Leistungskredite bzw. Derating-Faktoren bestimmt. Die Berechnung der Zielkapazität wird basierend auf Keles, Bublitz et al. (2016) sowie Zimmermann und Keles (2023) anhand von Gleichung 3.2 vorgenommen.

$$\text{Zielkapazität}_a = (1 + R_a)(D_a^{\text{Spitze}} - EE_a - \text{NetImporte}_a^{\text{Spitze}}) \quad (3.2)$$

Dabei sind:

- Zielkapazität _{a} : Erforderliche gesicherte Leistung im Jahr a
- R_a : Reservemarge in Jahr a
- D_a^{Spitze} : Höchste Nachfrage im Jahr a
- EE_a : Sicher verfügbare Leistung durch erneuerbare Energien im Jahr a
- $\text{NetImporte}_a^{\text{Spitze}}$: Netto Importe in der Stunde der höchsten Nachfrage im Jahr a

Alle Agenten mit existierender disponibler Erzeugungsleistung im Kraftwerkportfolio bieten mit einem Preis von 0 EUR/MW. Bei neu zu bauenden disponiblen Kraftwerken muss ein Preis zwischen einer von der Regulierungsbehörde festgesetzten oberen und untere Preisgrenze bestimmt werden. Die obere Preisgrenze wird im Modell mit dem Preis für die kosteneffizienteste neu zu bauende Investitionsoption CONE (*Cost of New Entry*) festgesetzt und die untere Preisgrenze beträgt 0 EUR/MW. Bei einem Kapazitätspreis von 0 EUR/MW und einer positiven Investitionsentscheidung wird ein Investor auch ohne Kapazitätsmarkt investieren, insofern keine anderen Einschränkungen, wie z. B. ein Leistungsdeckel oder beschränkte Flächen, eingeführt sind. Solche Einschränkungen können auch zu negativen Kapazitätspreisen führen. Danach wird eine Liste mit allen abgegebenen Leistungsgeboten erstellt. Mithilfe dieser Liste wird das Marktergebnis mit einer allokierten Leistung bestimmt, die höher oder gleich der Zielkapazität ist. Das korrespondierende Gebot definiert den Kapazitätspreis, den alle Kraftwerke erhalten (Einheitspreisauktion).

Die Bestimmung des eigentlichen Gebotspreises für neu zu bauende Kraftwerke wird auf Basis des Kapitalwertverfahrens berechnet. Die Höhe des Gebotspreises wird so bestimmt, dass durch eine jährliche Zahlung (sog. NetCONE) der Kapitalwert > 0 EUR/MW

angehoben wird. Der NetCONE ist demnach der CONE abzüglich der erwarteten Einnahmen auf anderen Märkten. Neue Kraftwerke erhalten dabei den Preis für einen längeren Zeithorizont, bestehende lediglich für ein Jahr. Alle zugeschlagenen Gebote mit neuen Kraftwerken treffen danach die Investitionsentscheidung und bauen ein Kraftwerk (Keles, Bublitz et al., 2016; Zimmermann und Keles, 2023).

Kraft (2017) beschreibt im Detail, wie der französische **dezentrale Kapazitätsmarkt** (Réseau de Transport d'Electricité, 2017) im agentenbasierten Strommarkt-Simulationsmodell PowerACE abgebildet wird. Dafür wird zunächst für jedes zukünftige Jahr die Referenzkapazität in Höhe der zukünftigen jährlichen Spitzennachfrage zuzüglich eines exogen vorgegebenen Sicherheitsfaktors bestimmt. Der Sicherheitsfaktor, der mit der Referenzkapazität multipliziert wird, kann sowohl größer als auch kleiner eins sein (wenn davon ausgegangen wird, dass z. B. ein Teil der Spitzennachfrage vom Ausland gedeckt werden kann). Der Sicherheitsfaktor wird vom Übertragungsnetzbetreiber oder dem Regulator festgelegt.

An dieser Referenzkapazität orientieren sich die Großverbraucher und Energieversorger für die Endkunden, wenn sie die Höhe des eigenen Bedarfs an sog. Kapazitätsobligationen bestimmen. Dieser Bedarf leitet sich aus dem eigenen Anteil an der Referenzkapazität ab (also dem Anteil an der Spitzennachfrage). Bei vorhandener Nachfrageflexibilität kann ein Verbraucher bzw. dessen Energieversorger den Anteil in Höhe der nicht flexiblen Nachfrage beschaffen. Aufgrund der pauschalen Berücksichtigung von Nachfrageflexibilität über den Spotmarkt wird in den Untersuchungen in dieser Dissertation diese Möglichkeit vernachlässigt.

Danach wird die Höhe der auszugebenden Kapazitätsobligationen ermittelt. Alle Erzeuger bieten Kapazitätsobligationen in Höhe der eigenen installierten Leistung disponibler Kraftwerke an. Dazu gehören auch EE, die in Höhe eines festgelegten Abschlags auf die maximale Leistung (sog. Kapazitätskredit oder Derating) auch Obligationen ausgeben können. Der Abschlag hängt von der Technologie und dem jeweiligen Beitrag in Spitzenlastsituationen zur Deckung der Nachfrage ab. Da die EE-Einspeisung exogen vorgegeben ist und meist eine Vergütung über andere Mechanismen (wie das EEG, Deutscher Bundestag (2021)) erfolgt, wird ein Preis von 0 EUR für die Obligationen angenommen. Bei den disponiblen Kraftwerken werden die Differenzkosten bestimmt, die den Angebotspreis der Obligationen festlegen. Die Differenzkosten werden anhand der erwarteten Erlöse am Spotmarkt sowie den anfallenden jährlichen (fixen) Kosten ermittelt, sodass die Rentabilität der Erzeugungseinheit positiv ist. (Zimmermann und Keles, 2023)

Anschließend erfolgt eine Auktion, die einen Marktpreis und ein Handelsvolumen für die Kapazitätsobligationen bestimmt.

3.3. Modellerweiterungen im Rahmen dieser Dissertation

Im Rahmen der Dissertation bzw. der durchgeführten Fallstudien wird das Modell methodisch und insbesondere räumlich erweitert. Während in Artikel B nur das deutsche Marktgebiet im Fokus steht, folgt von Ringler (2017) die Integration der Marktkopplung und die räumliche Erweiterung mit den Ländern Belgien, Frankreich und den Niederlanden. Für Artikel C sind zusätzlich die Märkte von Italien, Österreich und der Schweiz model-

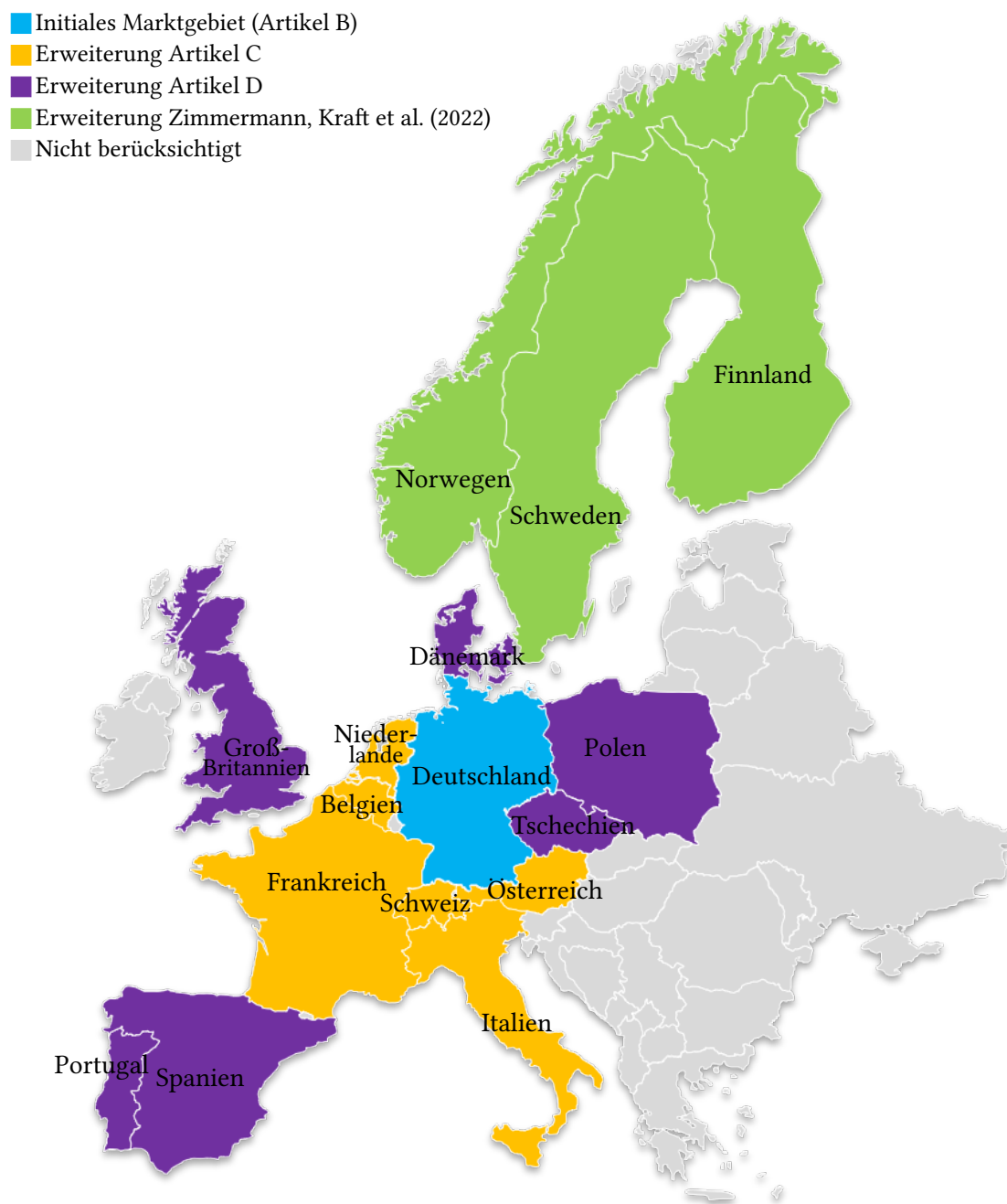


Abbildung 3.3.: Räumliche Erweiterung der Modellierung um zusätzliche Marktgebiete für die verschiedenen Forschungsartikel

liert. Für Artikel D sind primär die mit dem französischen Stromnetz direkt verbundenen Strommärkte relevant, deshalb werden darüber hinaus die Iberische Halbinsel (Portugal und Spanien) sowie die Insel Großbritannien dem Modell hinzugefügt. Ferner werden die Marktgebiete von Dänemark, Polen und Tschechien eingebunden. In weiteren Arbeiten werden zusätzlich Finnland, Norwegen und Schweden in die Modellierung integriert, sodass nunmehr 16 Märkte berücksichtigt werden können (Zimmermann, Kraft et al., 2022). Die Erweiterung der Marktgebiete im Rahmen der einzelnen Forschungsartikel ist in Abbildung 3.3 visuell aufbereitet. Alle Forschungsbeiträge werden mit unterschiedlichen Eingangsdaten simuliert.

Als Folge der räumlichen Erweiterungen werden methodische Erweiterungen notwendig, um grenzüberschreitende Effekte der Spotmarktkopplung bei der Preisvorhersage zu berücksichtigen (Kapitel 3.3.1) sowie Charakteristika einzelner Märkte, wie die Speicherkraft, abzubilden (Kapitel 3.3.2). Die große Anzahl an Marktgebieten erfordert eine erhebliche Menge Eingangsdaten, die für die Modellierung auf- und vorbereitet werden müssen. Dies ist in Kapitel 3.3.3 beschrieben. Schließlich nimmt durch die Anzahl der Marktgebiete gleichzeitig die Menge der Ergebnisdaten zu. Dies erhöht den Aufwand für die Auswertung und erschwert die Isolation von einzelner Effekte.

3.3.1. Spotmarktpreisvorhersage zur Bewertung langfristiger Investitionen in agentenbasierten Modellen

Um langfristige Effekte des Strommarkts zu untersuchen, ist eine Analyse der Investitionen erforderlich. Im Kontext dieser Arbeit sind deshalb Investitionen in Erzeugungsleistung als ein Freiheitsgrad des Modells im Fokus. Um Investitionsentscheidungen zu treffen, sind in einem liberalisierten Marktumfeld Preisvorhersagen eine wichtige Basis zur betriebswirtschaftlichen Evaluation eines Investments (z. B. Koltsaklis und Dagoumas, 2018). Historisch bedingt wird in PowerACE lediglich ein Marktgebiet modelliert. Deshalb entstanden Investitionsentscheidungen aus einer „Inselbetrachtung“ heraus. Damit werden Effekte auf Strompreise durch gekoppelte Märkte nur begrenzt (z. B. über statische grenzüberschreitende Flüsse) berücksichtigt. Wie in Kapitel 2.3 gezeigt wird, gibt es einen Einfluss aus grenzüberschreitenden Stromflüssen in gekoppelten Strommärkten, der in Investitionsrechnungen berücksichtigt werden sollte, um die betriebswirtschaftliche Vorteilhaftigkeit von Investitionen in Kraftwerke nicht fehlerhaft einzuschätzen. Mögliche Fehleinschätzungen können folglich auch die AdE unmittelbar beeinflussen. Deshalb müssen die langfristige Strompreisprognose (im Folgenden dargestellt) sowie die Methodik zur Bewertung und Bestimmung der Kraftwerksinvestition angepasst werden (in Fraunholz, Keles et al. (2019), Zimmermann, Bublitz, Keles und Fichtner (2021) und Zimmermann und Keles (2023) dargestellt). Bei der Bewertung von Investitionen im energiewirtschaftlichen Sektor werden lange Zeiträume in der Zukunft betrachtet, da die Investitionen langfristig (meist für mehrere Jahrzehnte) getätigt werden. Deshalb ist die Herausforderung eine Prognose für zukünftige Spotmarktpreise zu erstellen, die zu einem großen Teil mit Unsicherheiten behaftet sind und auch von dieser Investition selbst (zu einem kleinen Teil) beeinflusst werden können. Darüber hinaus sollte die Komplexität des Modells handhabbar bleiben. Insbesondere vor dem Hintergrund der zusätzlichen Marktgebiete wird der Zeitaufwand

für die Bewertung der Investitionsoptionen mit anschließender Investitionsentscheidung deutlich höher. So werden an einigen Stellen Vereinfachungen vorgenommen, um die Komplexität zu reduzieren, damit in einer akzeptablen Zeit Ergebnisse vorliegen.

Infolgedessen wird das lineare Optimierungsproblem aus der Simulation der Spotmarktkopplung von Ringler, Keles et al. (2017) adaptiert und für die langfristige Preisprognose als Approximation für alle Stromhandelsprodukte angewandt. Für jede einzelne Stunde eines betrachteten Jahres in der Zukunft wird das Optimierungsproblem unabhängig gelöst, damit die grenzüberschreitenden Effekte in die Preisprognose einbezogen werden (Zimmermann und Keles, 2023):

Zielfunktion:

$$\max_h \sum_{m \in M} [(\sum_{d \in D_{m,h}} p_d \cdot Q_d \cdot q_d) - (\sum_{s \in S_{m,h}} p_s \cdot Q_s \cdot q_s)] \quad \forall h \in H \quad (3.3)$$

Unter den Nebenbedingungen:

$$0 \leq q_s \leq 1 \quad \forall s \in S_{m,h} \quad \forall m \in M \quad \forall h \in H \quad (3.4)$$

$$0 \leq q_d \leq 1 \quad \forall d \in D_{m,h} \quad \forall m \in M \quad \forall h \in H \quad (3.5)$$

$$\begin{aligned} & \sum_{d \in D_{m,h}} (Q_d \cdot q_d) + \sum_{in \in M'_{m,h}} (E_{m \rightarrow in}) \\ = & \sum_{s \in S_{m,h}} (Q_s \cdot q_s) + \sum_{out \in M'_{m,h}} (E_{out \rightarrow m}) \quad \forall m \in M \quad \forall h \in H \quad (3.6) \end{aligned}$$

$$0 \leq E_{out \rightarrow in,h} \leq E_{out \rightarrow in,h}^{max} \quad \forall out, in \in M \quad \forall h \in H \quad (3.7)$$

Dabei sind:

Entscheidungsvariablen

q : Akzeptanzrate

$E_{out \rightarrow in}$: Austauschfluss von Marktgebiet out nach Marktgebiet in

Parameter

p : Gebotspreis

Q : Gebotsvolumen

$E_{out \rightarrow in}^{max}$: Maximaler Austauschfluss von Marktgebiet out nach Marktgebiet in

Indizes

| | |
|-------|------------------------------|
| h | : Betrachtete Stunde |
| d | : Nachfragegebot |
| s | : Angebotsgebot |
| m | : Marktgebiet |
| out | : Exportierendes Marktgebiet |
| in | : Importierendes Marktgebiet |

Mengen

| | |
|--------|--|
| M | : Simulierte Marktgebiete |
| M'_m | : Marktgebiete verbunden mit Marktgebiet m |
| D_m | : Nachfragegebote des Marktgebiets m |
| S_m | : Angebotsgebote des Marktgebiets m |
| H | : Stunden der Preisvorhersage |

Das Ziel der Optimierung ist die Gesamtwohlfahrt über alle Marktgebiete zu maximieren (Zielfunktion 3.3). Nebenbedingungen 3.4 und 3.5 beschränken dabei die Akzeptanzrate der Gebote zwischen null und eins. Nebenbedingung 3.6 bilanziert die Energieflüsse innerhalb eines Marktgebietes, sodass die Nachfrage gleich dem Angebot abzüglich der Exportflüsse zuzüglich der Importflüsse beträgt und Nebenbedingung 3.7 limitiert die Handelskapazität der Interkonnektoren. Um die Komplexität zu reduzieren, ohne wesentliche Informationen zu verlieren, werden einige Vereinfachungen vorgenommen: Diese Preisprognose wird bei Investitionsentscheidungen zunächst für jedes zweite Jahr durchgeführt. Nach Überschreiten des 10. Jahres wird die letzte Preisprognose festgesetzt und konstant für die weiteren Jahre extrapoliert. Die installierte Kraftwerksleistung sowie deren Veränderungen, wie Stilllegungen oder Investitionen, werden hingegen maximal 5 Jahre in die Zukunft betrachtet, um weder eine Über- noch eine Unterschätzung der installierten Leistung vorzunehmen. Preisszenarien für Brennstoffe und EUAs für die Berechnung der variablen Kosten der Kraftwerke sowie die Einspeisung der EE werden hingegen auch nach 5 Jahren berücksichtigt (Zimmermann und Keles, 2023).

Eine ähnliche Methode für die Vorhersage von zukünftigen Preisen ist von Fraunholz, Keles et al. (2019) beschrieben. Diese ist allerdings zeitgekoppelt (beispielsweise über eine Woche), was eine deutlich höhere Rechenzeit zur Folge hat als der in dieser Arbeit gewählte Ansatz.

3.3.2. Einsatzmodellierung von Speicherwasserkraftwerken in agentenbasierten Modellen

In einigen Marktgebieten, wie beispielsweise der Schweiz oder Norwegen, haben Wasserkraftwerke wesentliche Anteile an den installierten Erzeugungskapazitäten. Der Einsatz von Wasserkraftwerken ist allerdings immer dargebotsabhängig und teilweise schwer zu prognostizieren. Es besteht eine jahreszeitliche Abhängigkeit durch auftretenden Nie-

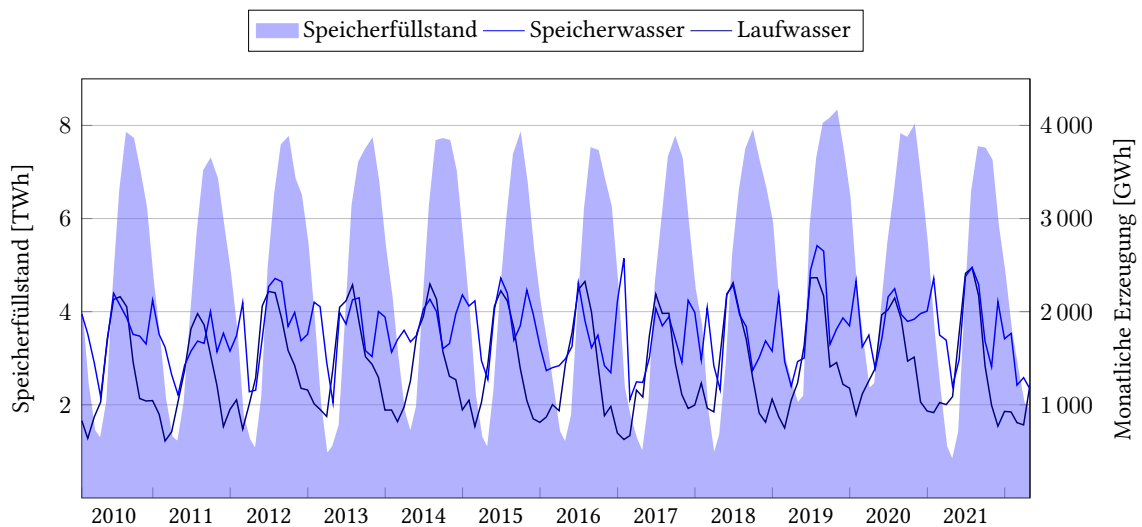


Abbildung 3.4.: Historischer Speicherfüllstand und die monatliche Erzeugung durch Wasserkraftturbinen (ohne Pumpen) in der Schweiz (Bundesamt für Energie, 2022a,b)

derschlag oder Schmelzwasser, die – unmittelbar oder mit zeitlichem Verzug – Flüssen und Bächen zugeleitet werden. Im agentenbasierten Strommarkt-Simulationsmodell PowerACE werden drei verschiedene Wasserkraftwerkstypen unterschieden: Laufwasser-, Speicherwasser- und Pumpspeicherkraftwerke (angelehnt an European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2019).

Laufwasserkraftwerke befinden sich in oder angrenzend an Flussläufen, haben keine oder lediglich geringe Speichermöglichkeiten (Anderson et al., 2015; European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2019) und werden auf der Basis historischer Erzeugungszeitreihen in das Modell integriert. Den Kraftwerken wird eine nur begrenzte Steuerungsmöglichkeit unterstellt, sodass im Modell keine Variation der Erzeugung vorgesehen ist (diese werden wie EE in den Markt geboten).

Speicherwasserkraftwerke sind an eine oder mehrere große Talsperren angeschlossen und können bedarfsabhängig Wasser aus den Talsperren ableiten und zur Stromerzeugung nutzen. In Kombination mit einer Pumpe und mindestens zwei Wasserbecken auf unterschiedlichen Höhenniveaus können Wasserkraftwerke auch als Stromspeicher genutzt werden (sog. Pumpspeicherkraftwerke). Hinsichtlich der Differenzierung von Speicherwasser- und Pumpspeicherkraftwerken sind jedoch einige Annahmen zu treffen. Oft finden sich in der Praxis komplexe Kombinationen aus Pumpen und Turbinen in größeren sog. Kaskadenstrukturen, teilweise mit mehreren Zwischenbecken, die jeweils mit Turbinen, aber nicht zwingend mit Pumpen ausgestattet und nicht unbedingt in Reihe angeordnet sind.

Wasser aus Flüssen und Bächen wird (insbesondere in Gebirgsregionen) in Talsperren oder (künstlich angelegten) Seen zurückgehalten. Beispielhaft für die Schweiz sind in Abbildung 3.4 monatliche historische Speicherfüllstände und die kumulierte Erzeugung von Lauf- und Speicherwasserkraftwerken dargestellt. Aus den Daten sind saisonale Effekte wie z. B. das Auftreten von Schmelzwasser an den Speicherfüllständen, aber auch

am Einsatz der Laufwasserkraftwerke ablesbar.

Während der Einsatz der flexiblen konventionellen Kraftwerke durch Kosten für Eingangsressourcen wie Brennstoffe oder EUAs (also den kurzfristigen Grenzkosten) maßgeblich bestimmt wird, ist die Bestimmung des Einsatzes der Wasserkraft von Opportunitätskosten abhängig, die sich aus der verfügbaren (zukünftigen) Wassermenge und der zukünftigen Preiserwartung ableiten (z. B. Flach et al., 2010; Steeger et al., 2014).

Im Modell wird deshalb die verfügbare Wassermenge durch historische Zeitreihen und die zukünftige Preiserwartung durch eine modellendogene Preisvorhersage bestimmt. Aufgrund der aufwändigen Datenbeschaffung und der hohen Komplexität einer detaillierten Modellierung werden alle Wasserkraftwerke in PowerACE je Marktgebiet zur Vereinfachung aggregiert und die spezifische Berücksichtigung von technischen Anforderungen wie Speicherbecken oder Rohrleitungen weitestgehend vernachlässigt. Mit entsprechenden konservativen Annahmen soll eine hinreichende Genauigkeit für ein Marktmodell, das weitestgehend für Untersuchungen auf Länderebene verwendet wird, erreicht werden.

Für Pumpspeicherkraftwerke wird bereits eine Methodik für die Einsatzentscheidungen von Fraunholz, Zimmermann et al. (2017) für PowerACE entwickelt. Im Folgenden wird eine Abbildung für Speicherwasserkraftwerke vorgestellt. Aufgrund der bereits hohen Komplexität, die zu langen Rechenzeiten des Modells führt, werden keine stochastischen Einflüsse hinsichtlich der Zuflüsse, Speicherfüllstände und Einsatzentscheidungen abgebildet.

Durch die in absehbarer Zeit weiter zunehmende Erzeugung von variablen EE können Speicher und dabei insbesondere Speicherwasserkraftwerke als Komplement für Zeiten mit Dunkelflauten eine wesentliche Rolle zur Erfüllung einer hohen Versorgungssicherheit und AdE einnehmen. Auf die lange Frist ist deshalb weder eine Vernachlässigung des Kraftwerkstyps noch eine Berücksichtigung mit historischen Profilen angemessen. Bislang wurden Speicherwasserkraftwerke über eine lineare Regression abgebildet (siehe Forschungsbeitrag C, Zimmermann, Bublitz, Keles und Fichtner (2021)). Das muss jedoch nicht unbedingt eine geeignete Methode sein, um einen Speicherwasserkraftwerkeinsatz abzubilden. Darüber hinaus kann durch den Ausbau der EE eine Veränderung des Einsatzes zur Historie erfolgen, da vor allem in Zeiten von Dunkelflauten die Leistung der Speicherwasserkraftwerke zur Sicherstellung der AdE benötigt wird. Da die geografischen Modellgrenzen immer mehr Marktgebiete einschließen, die hohe Kapazitäten der Speicherwasserkraft einsetzen, ist die Entwicklung einer Methodik zur Bestimmung des Einsatzes jedoch vorteilhaft, die regionale Gegebenheiten implizit berücksichtigt. Die Modellierung sollte deshalb sowohl die saisonalen Schwankungen, die zur Verfügung gestellte Flexibilität, als auch die Erlösmöglichkeiten auf dem Strommarkt abbilden. Deshalb wird eine Methodik in das Modell implementiert, die den stündlichen Einsatz der Speicherwasserkraftwerke für das jeweilige Marktgebiet komplett modellendogen anhand des Wetterjahres auf Basis historischer Erzeugungsdaten, des zeitlichen Speicherfüllstandverlaufs, der Speichergröße sowie der modellendogenen Strompreisprognose bestimmen kann.

Zunächst erfordert die Modellierung eine Beschaffung von marktgebietspezifischen historischen Daten. Zum einen wird die historische Erzeugung und zum anderen der historische Speicherfüllstand der Speicherwasserkraftwerke benötigt. Die Erzeugung und der Speicherfüllstand sind abhängig vom Wetterjahr (wie in Abbildung 3.4 erkennbar ist)

und liegen in unterschiedlicher zeitlicher Auflösung vor.⁶ Diese Daten mussten entweder über die *Transparency Platform* der ENTSO-E oder über das Bundesamt für Energie (2018) zusammen mit Bundesamt für Energie (2022a) gesammelt werden. So ist der Speicherfüllstand nur in wöchentlicher, die Erzeugung jedoch in stündlicher Auflösung verfügbar⁷. Über Speicherfüllstand und die historische Erzeugung kann näherungsweise das Wasseraufkommen bestimmt werden. Jegliche Zeitreihen werden auf wöchentlicher Basis zusammengefasst.

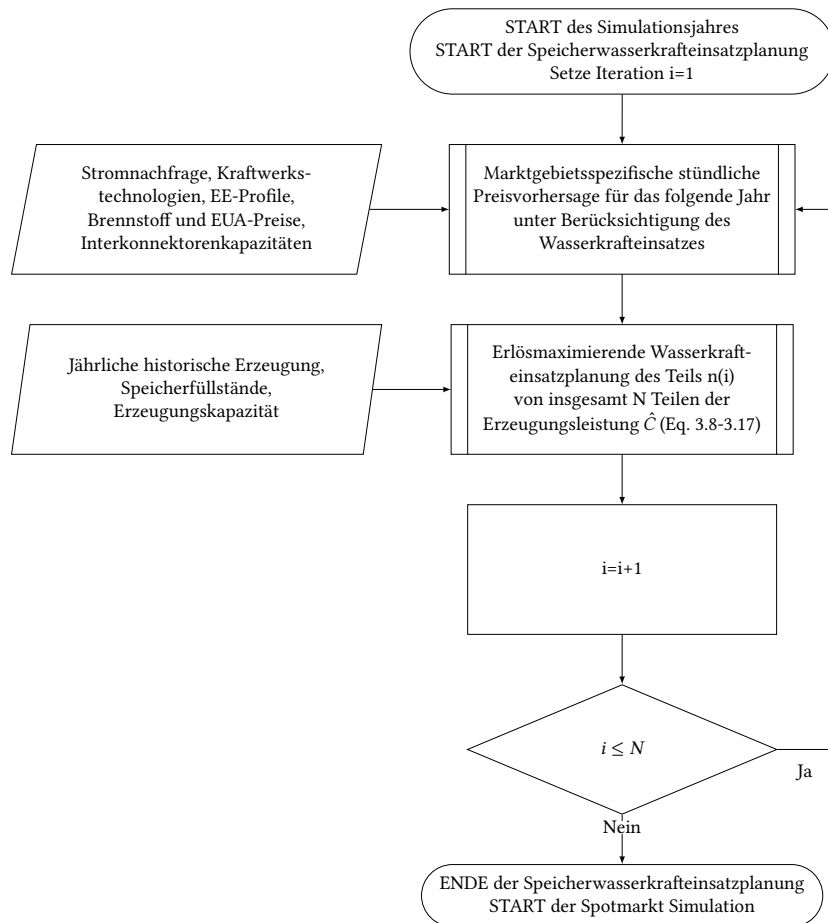


Abbildung 3.5.: Vereinfachter Prozessüberblick der Speicherwasserkraftmodellierung in PowerACE.

⁶ Wetterjahrabhängige Daten für Wasserkraftwerke finden sich entweder bei European Network of Transmission System Operators for Electricity (2021c) für die Wetterjahre bis 2017 oder bei European Network of Transmission System Operators for Electricity (2022f) für die Jahre danach.

⁷ Annahme: Die Daten des Speicherfüllstands sind in MWh potenzieller Energie verfügbar. Leider ist aus den Daten der Plattform nicht ersichtlich, in welcher spezifischen Einheit die Zeitreihen veröffentlicht werden (siehe Europäische Kommission, 2013; European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2016). Davon ist abhängig, ob ein Wirkungsgrad (η) beim Speicher berücksichtigt werden muss. Sollte die Annahme nicht zutreffen, führt das jedoch lediglich zu einer konservativen Betrachtung des Einsatzpotentials von Speicherwasserkraftwerken, was bei Analysen der AdE nicht schädlich ist.

Darüber hinaus wird die historische Erzeugung $OH_{Y,w}$ für jede Woche $w \in W$ für ein Wetterjahr Y mit dem Wirkungsgrad η einer Wasserkraftturbine angepasst und auf das Speichervolumen angerechnet. Das Wetterjahr Y korrespondiert mit dem Wetterjahr, das in anderen Teilen des agentenbasierten Modells verwendet wird, z. B. mit dem der EE. Dazu wird der Zufluss IH_w^Y für das Wetterjahr Y für jede Woche $w \in W$ anhand des historischen Speicherfüllstands in LH_w^Y und LH_{w+1}^Y berechnet. Als untere Grenze wird null gesetzt, da sowohl Verdunstung als auch ein Ablassen von Wasser ohne zu turbinieren vernachlässigt wird.

Um Flexibilität durch den Einsatz der Speicherwasserkraftwerke zu erhalten, aber nicht den kompletten Füllstand freizugeben (da ansonsten bei einer jährlichen Optimierung in der Modellierungsumgebung ohne weitere Annahmen der Speicher am Ende jeden Jahres komplett entleert wird), wird ein "Atmungsfaktor" Φ eingeführt. Dieser wird in Prozent (z. B. 10 %) angegeben – muss unter 100 % liegen – und definiert die mögliche Abweichung vom historischen Speicherfüllstand LH_w^Y für eine Woche w im Wetterjahr Y als Freiheitsgrad für die Optimierung. Durch den Faktor wird ein Füllstandsband, in dem sich der wöchentliche Füllstand l_w bewegen darf, gebildet: $\underline{L}_w \leq l_w \leq \bar{L}_w$. Das obere Limit wird anhand der Gleichung $\bar{L}_w = LH_w^Y \cdot (1 + \Phi)$ und das untere Limit anhand der Gleichung $\underline{L}_w = LH_w^Y \cdot (1 - \Phi)$ bestimmt. Beide Gleichungen müssen für alle $w \in W$ eines Jahres berechnet werden. Das initiale Volumen wird auf den letzten verfügbaren Stand des Vorjahres des historischen Wetterjahres Y gesetzt: $l_0 = LH_{w_{max}}^{Y-1}$. Zusätzlich ist das gesamte Speichervolumen \hat{L} der Talsperren und Seen auf einen maximalen Wert begrenzt $l_w \leq \hat{L}$, falls $\bar{L}_w > \hat{L}$ für $\exists w \in W$.

Da in einigen Marktgebieten die Speicherwasserkraftwerke sehr hohe installierte Kapazitäten im Vergleich zur jeweiligen Spitzennachfrage aufweisen, muss davon ausgegangen werden, dass die Speicherkraftwerke nicht ausschließlich Preisnehmer sind. Darüber hinaus bietet das agentenbasierte Modell PowerACE keine geschlossene Optimierung inklusive impliziter Berücksichtigung der Preiseffekte der Speicherwasserkraftwerke. Deshalb wird für jedes Marktgebiet ein Agent zur Gebotserstellung der Speicherwasserkraftwerke eingeführt. Durch einen iterativen Modellierungsansatz werden Kannibalisierungseffekte der eigenen Erträge durch den eigenen Einsatz eines Wasserkraftwerks verhindert oder zumindest verringert. Schließlich wird der Speicherwasserkraftwerkseinsatz für das jeweilige Marktgebiet bestimmt.

Die iterative Methodik ist in Abbildung 3.5 dargestellt. Diese Methodik ist ähnlich für die Bestimmung der Ladevorgänge für Elektrofahrzeuge, wie sie von Ensslen et al. (2018) und Garcia-Villalobos et al. (2014) verwendet wird. Der folgende Ansatz determiniert den Einsatz für ein komplettes Kalenderjahr.

Zu Beginn eines Simulationsjahres wird eine Preisvorhersage gestartet, die der in Kapitel 3.3.1 vorgestellten Methodik entspricht. Auf Basis dieser Preisvorhersage wird der Einsatz der Speicherwasserkraft o_h für alle Stunden $h \in H$ auf Basis des linearen Optimiermodells (Formeln 3.8-3.17) berechnet (in Anlehnung an die Methodik von European Network of Transmission System Operators for Electricity (2019) für Reservoirs). Allerdings wird jeweils nur der Teil n (z. B. bei $N = 20$ beträgt $n = \frac{1}{20}$) der Erzeugungsleistung \hat{C} verwendet, um Kannibalisierungseffekte beim Einsatz zu berücksichtigen und ggf. zu vermeiden.

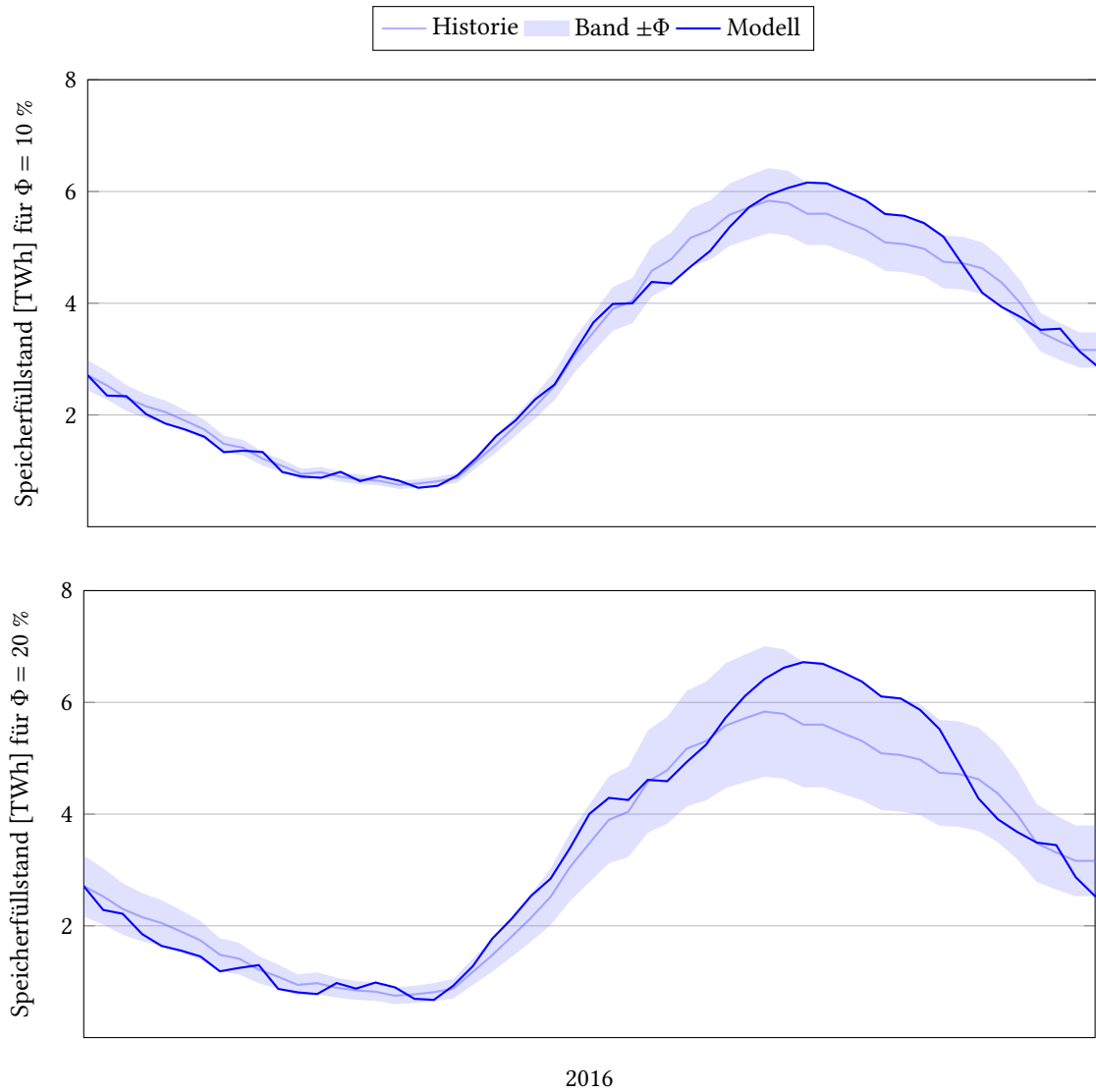


Abbildung 3.6.: Historischer und modellierter Speicherfüllstand der Speicherwasserkraftmodellierung in PowerACE für die Schweiz für das Jahr 2016 mit einem “Atmungsfaktor” von $\Phi = 10\%$ bzw. $\Phi = 20\%$

Starker Wasserzufluss kann beispielsweise dazu führen, dass der Speicherfüllstand außerhalb des oberen \bar{L}_w Speicherlimits für eine Woche $w \in W$ liegt und das Optimierungsproblem nicht-lösbar wird. Deshalb werden die Schlupfvariablen $\bar{\rho}_w$ und $\underline{\rho}_w$ für alle Wochen $w \in W$ für eine Über- oder Unterschreitung des Speicherfüllstands in die Gleichung zur Berechnung des Speicherfüllstands $l_{w+1} = l_w - \frac{o_h}{\eta} - \frac{O_h^{\text{Geplant}}}{\eta} + \frac{OH_w^Y}{\eta} + IH_w^Y - \bar{\rho}_w + \underline{\rho}_w$ eingeführt und die positiven Werte der Schlupfvariablen $\bar{\rho}_w$ und $\underline{\rho}_w$ mit einem Strafterm $\Gamma \gg 0$ in der Zielfunktion 3.8 belegt. Somit ist das Problem hinsichtlich des Speicherfüllstands nicht mehr restriktiv und das Problem lösbar.

Eine Woche $w \in W$ wird immer auf Basis einer Stunde des Jahres $h \in H$ zugeordnet und startet mit Woche 1 (die Stunden starten mit 0): $w = \lfloor \frac{h}{168} \rfloor + 1$.

Den Speicherwasserkraftwerken wird ein erlösmaximierendes Verhalten unterstellt. Für jedes Marktgebiet m , welches Speicherwasserkraftwerke nutzt, wird in jeder Iteration i das folgende lineare Optimierungsproblem unabhängig für ein Jahr gelöst⁸:

Zielfunktion:

$$\max_o \sum_{h \in H} [P_h^{\text{Vorhersage}} \cdot o_h] - \Gamma \cdot \underbrace{\sum_{w \in W} [\bar{\rho}_w + \underline{\rho}_w]}_{\text{Strafterm für Über- oder Unterschreitung des Speicherbandes}} \quad (3.8)$$

Unter den Nebenbedingungen:

$$l_0 = LH_{w_{max}}^{Y-1} \quad (3.9)$$

$$\underline{L}_w = LH_w^Y \cdot (1 - \Phi) \quad \forall w \quad (3.10)$$

$$\bar{L}_w = LH_w^Y \cdot (1 + \Phi) \quad \forall w \quad (3.11)$$

$$l_{w+1} = l_w - \frac{o_h}{\eta} - \frac{O_h^{\text{Geplant}}}{\eta} + \frac{OH_w^Y}{\eta} + IH_w^Y - \bar{\rho}_w + \underline{\rho}_w \quad \forall w \quad (3.12)$$

$$\underline{L}_w \leq l_w \leq \bar{L}_w \quad \forall w \quad (3.13)$$

$$l_w \leq \hat{L} \quad \forall w \quad (3.14)$$

$$0 \leq o_h \leq \hat{C} \quad \forall h \quad (3.15)$$

$$0 \leq \bar{\rho}_w \quad \forall w \quad (3.16)$$

$$0 \leq \underline{\rho}_w \quad \forall w \quad (3.17)$$

⁸ Aus Gründen der Lesbarkeit wird die Notation ohne die Iteration i geführt

Dabei sind:

Entscheidungsvariablen

- o_h : Einsatz in Stunde h
 $\bar{\rho}_w$: Schlupfvariable bei überschrittenem Speicherfüllstand für Woche w
 $\underline{\rho}_w$: Schlupfvariable bei unterschrittenem Speicherfüllstand für Woche w
 l_w : Speicherfüllstand in Woche w

Parameter

- $P_h^{\text{Vorhersage}}$: Preisvorhersage für Stunde h
 O_h^{Geplant} : Bereits in einer vorherigen Iteration geplanter Einsatz für Stunde h
 Γ : Strafterm bei über- oder unterschrittenem Speicherfüllstand
 \bar{L}_w : Oberes Speicherband in Woche w
 \underline{L}_w : Unteres Speicherband in Woche w
 LH_w^Y : Historischer Speicherfüllstand in Woche w für Wetterjahr Y
 OH_w^Y : Historischer Einsatz in Woche w für Wetterjahr Y
 IH_w^Y : Historischer Zufluss in Woche w für Wetterjahr Y
 \hat{L} : Maximales Speichervolumen
 Φ : Atmungsfaktor
 η : Wirkungsgrad
 \hat{C} : Installierte Kapazität
 Y : Historisches Wetterjahr
 N : Anzahl der Iterationen

Indizes

- h : Betrachtete Stunde
 w : Betrachtete Woche

Mengen

- W : Menge aller Wochen w eines Jahres
 H : Menge aller Stunden h eines Jahres
 I : Menge aller Iterationen i

Nachdem das Optimierungsproblem gelöst ist, wird der Einsatz in Parameter O_h^{Geplant} für alle $h \in H$ gesetzt und bei den folgenden Iterationen $i + 1, \dots, N$ in der Preisvorhersage berücksichtigt. Anschließend wird der Iterationszähler i erhöht und eine weitere Preisvorhersage unter Berücksichtigung des geplanten Speichereinsatzes O_h^{Geplant} erstellt.

3. Agentenbasierte Strommarkt-Simulation

Die Iterationen werden so lange wiederholt, bis $i > N$ und damit das Abbruchkriterium erreicht ist. Anschließend erfolgt die Simulation des täglichen Spotmarkts.



Abbildung 3.7.: Historischer und modellierter Speicherfüllstand der Speicherwasserkraftmodellierung in PowerACE für Norwegen für das Jahr 2017 mit einem "Atmungsfaktor" von $\Phi = 10\%$ bzw. $\Phi = 20\%$

Anzumerken ist, dass der maximale Speicherfüllstand bzw. die Limits \bar{L}_w oder \underline{L}_w durch die wöchentliche Betrachtung in einigen Stunden über- oder unterschritten werden könnten. Im Laufe der betrachteten Woche wird der Speicherfüllstand durch die gesetzten Grenzen in der Optimierung wieder korrigiert. In den Abbildungen 3.6 und 3.7 sind die Speicherfüllstände (historisch und modelliert) für die Schweiz (beispielhaft für das Jahr 2016) und Norwegen (beispielhaft für das Jahr 2017) dargestellt. Darüber hinaus ist das dazugehörige Band, in dem sich der Speicherfüllstand des Modells bewegen darf (\bar{L}_w bzw. \underline{L}_w), mit zwei unterschiedlichen Atmungsfaktoren markiert. In den Abbildungen wird

deutlich, dass der modellierte wöchentliche Speicherfüllstand immer innerhalb des Bandes verläuft.

3.3.3. Eingangsdatenverarbeitung und -aufbereitung

Um detaillierte Untersuchungen mit Energiesystemmodellen zu erstellen, sind umfangreiche Eingangsdaten notwendig. Einige Institutionen (wie z. B. die EU, nationale Regierungen oder transnationale Institutionen wie die Internationale Energieagentur (IEA)) beauftragen Studien oder erstellen sie selbst, die sich mit der Entwicklung des Energiesystems beschäftigen. Die Studien beziehen dabei in der Regel volkswirtschaftliche Daten im Erstellungsprozess mit ein. Diese Studien zeigen konsistente Szenarien über einen größeren geografischen Rahmen, teilweise sogar weltweit. Allerdings bieten diese Szenarien nur einen begrenzten Überblick z. B. über die zeitliche Entwicklung der Energienachfrage, -preise oder den EE-Ausbau. Dafür eignen sich diese Szenarien als konsistente Eingangsdaten für detailliertere Analysen von Teilen des Energiesystems, wie beispielsweise für das Stromsystem.

Die Integration neuer Szenarioeingangsdaten in ein Stromsystemmodell erfordert die Nachfrage oder die Einspeisung von EE für jedes modellierte Marktgebiet und jedes zu untersuchende Jahr. Nachfrage und EE-Erzeugungsmengen sind stark wetterabhängig, deshalb sollte zumindest eine regionale, aber auch eine zeitliche Unterscheidung für die Marktgebiete vorgenommen werden. Da jedoch Nachfrage und EE-Einspeisung in dieser Arbeit genutzten agentenbasierten Ansatz nicht modellendogen berechnet werden, müssen diese vorgegeben werden. Diese kumulierte Nachfrage bzw. EE-Erzeugungsmengen werden – abhängig vom Szenario – als jährliche oder meist als 5–10-Jahres-Entwicklung vorgegeben. Das agentenbasierte Modell löst jedoch stündlich auf, deshalb ist eine unterjährige Verteilung für jedes Marktgebiet der vorgegebenen Jahresmengen notwendig.

Eine Verteilung kann aus den historischen Zeitreihen für ein Wetterjahr näherungsweise abgeleitet werden. Mit einem historischen Jahr ist eine zeitliche Verteilung, d. h. innerhalb des Jahres, sowie witterungsbedingte Effekte implizit berücksichtigt. Näherungsweise aber nur deshalb, weil sich sowohl die Struktur der Nachfrage durch neue Anwendungen, wie beispielsweise Elektromobilität oder Wärmepumpen, als auch die Struktur der EE-Einspeisung durch neue Standorte oder Anlagentypen, mit hoher Wahrscheinlichkeit ändern. Jedoch sind für die Berücksichtigung der Effekte, die aus neuen Anwendungen oder Standorten resultieren, umfangreiche weitere Annahmen notwendig.

Historische Zeitreihen sind beispielsweise für verschiedene Marktgebiete auf der Transparenzplattform der ENTSO-E abrufbar (siehe dazu European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2022f). Die dort für jedes Marktgebiet (und teilweise sogar noch kleinteiliger) verfügbaren historischen Zeitreihen können mit Erzeugungsmengen aus Szenarien skaliert werden.

Eine Skalierung wird – für jedes Marktgebiet und für jedes Jahr – für die Nachfrage bzw. jede einzelne EE-Technologie vorgenommen. Um die Effizienz zu steigern, werden dafür Werkzeuge in der Programmiersprache Java entwickelt. Die historischen Rohdaten der Transparenzplattform werden über eine Schnittstelle in einer Datenbank, mindestens länderscharf, in stündlicher, halbstündlicher oder viertelstündlicher Auflösung (abhängig von der Verfügbarkeit) gespeichert. In einer weiteren Tabelle werden die jährlichen zukünftigen

kumulierten Mengen der Eingangsszenarien gespeichert. In einem zweiten Schritt findet die Aufbereitung der historischen Zeitreihen für ein Jahr statt, indem Datenlücken mit Werten aus dem Vorjahr aufgefüllt oder Mittelwerte aus verfügbaren zeitlich benachbarten Datenpunkten gebildet werden. Zeitreihen, die in viertel- oder halbstündlicher Auflösung vorliegen, werden zu stündlichen Werten aggregiert. Dazu wird der Mittelwert einer zusammenhängenden Stunde gebildet. Damit liegt für jedes Marktgebiet eine Nachfrage und für jede EE-Technologie jeweils eine Zeitreihe mit je 8760 Datenpunkten (für jede einzelne Stunde eines Jahres) vor (Schaltjahre werden vernachlässigt). Anschließend werden alle Zeitreihen auf eins normiert.

Diese normierten Zeitreihen können nun mit Werten aus den Zukunftsszenarien skaliert und in einer neuen Tabelle abgespeichert werden. Auf diese Tabelle kann das agentenbasierte Strommarkt-Simulationsmodell im Zuge der Modellrechnungen zurückgreifen.

3.4. Ergebnisdaten der Strommarktmodellierung mit PowerACE

Neben dem Bedarf an umfangreichen Eingangsdaten stellt PowerACE vielfältige und sehr detaillierte Modellergebnisse zur Verfügung. Diese Ergebnisse können zur Validierung, Plausibilisierung, weiteren Ergebnisaufbereitung und -darstellung sowie Verifizierung von Schlussfolgerungen genutzt werden.

Zentrale Ergebnisse sind stündliche Spotmarktstrompreise. Sie beinhalten implizit auch nationale Gegebenheiten, wie das Marktdesign, die Nachfrage und die aus dem Kraftwerkspark abgeleitete Erzeugungszusammensetzung. Darüber hinaus werden durch die Strommarktkopplung die Flüsse zwischen den verbundenen Marktgebieten bestimmt. Resultierende Wohlfahrtseffekte, die sich durch die Strommarktkopplung ergeben, werden zudem berechnet.

Kraftwerksscharfe Einsatzentscheidungen sowie Gebotspreise mit den unterstellten Startkosten und Markups können ausgegeben werden. Darüber hinaus werden Brennstoffverbrauch und CO₂-Emissionen je Marktgebiet, sowohl für eine erzeugungs- als auch verbrauchs-basierte Allokation, ausgegeben. Die Ergebnisdaten ermöglichen auch die Analyse der Abregelung von EE aufgrund von hoher Einspeisung bei geringer Nachfrage, was bei zukünftigen Szenarien mit hohem EE-Ausbau relevant wird. Alle Werte sind in der Regel stündlich und für jedes Marktgebiet verfügbar.

Für die Untersuchung langfristiger Effekte wird jährlich die Leistung des Kraftwerksparks brennstoffdifferenziert ermittelt. Bei ökonomischen Investitionen und (nicht technisch bedingten) Stilllegungen werden auch die Entscheidungsgrundlagen verzeichnet. Insbesondere werden Preisvorhersagen, Kapitalwerte (aus der Bewertung der verschiedenen Investitionsoptionen) sowie jährlich erwartete Zahlungsströme (aus den Strommärkten und KMs) gespeichert.

Bei Implementierung eines KM werden die dazugehörigen Modellergebnisse aufgezeichnet. Die einzelnen ausgegebenen Parameter hängen allerdings maßgeblich vom jeweiligen Mechanismus ab. Neben den Marktergebnissen für Kapazitätzahlungen und Zahlungs-

strömen liegen auch die allokierten Kraftwerke (z. B. bei einer strategischen Reserve) als Ergebnis vor.

3.4.1. Untersuchung der Angemessenheit der Stromerzeugungskapazitäten

Für die Forschungsfragen in dieser Arbeit ist die Untersuchung der AdE zentral. Mit dem Modell werden mehrere Szenarien berechnet, die sich im Wesentlichen durch die gewählten Marktdesigns unterscheiden. Anschließend wird ein Vergleich hinsichtlich verschiedener Indikatoren der AdE zwischen den Szenarien durchgeführt. PowerACE liefert deterministische Ergebnisse. Durch die stündliche Auflösung kann für jede Stunde eines Jahres über den kompletten Simulationszeitraum überprüft werden, ob Nachfrage und Angebot im Strommarkt ausgeglichen werden können. Das hängt auch von den unterstellten Eingangsszenarien der Nachfrage und EE-Erzeugung ab. Durch Nutzung verschiedener Wetterjahre könnte die Stochastik des Wetters und der Nachfrage abgebildet und daraus mögliche Unsicherheiten in den Ergebnissen abgeleitet werden. Ein weiteres Wetterjahr verdoppelt jedoch die Rechenzeit, wenn alle Szenarien gerechnet werden sollen, weshalb in dieser Arbeit keine *ceteris paribus* Analyse mit Variation des Wetterjahres vorgenommen wird. Demnach wird keine probabilistische, sondern eine deterministische Erhebung der AdE durchgeführt.

Zur Untersuchung der deterministischen AdE werden alle simulierten Stunden ausgewertet. Aus der eingeführten Metrik (siehe Kapitel 2.1.2.3) werden die Stunden mit geringer Erzeugung (*Loss of Load Expectation*), die Wahrscheinlichkeit der Unterdeckung der Nachfrage (*Loss of Load Probability*), die Menge der ungedeckten Nachfrage (*Energy not Served*) sowie die erwartete Menge der ungedeckten Nachfrage (*Expected Energy not Served*) als Indikatoren ausgewählt. Die Indikatoren werden auf ein Simulationsjahr bezogen und für jedes Marktgebiet automatisch ausgegeben.

3.4.2. Untersuchung von grenzüberschreitenden Effekten

In Kapitel 2.3 finden sich Hinweise über die Wirkung grenzüberschreitender Effekte und dass eine Identifikation der Effekte herausfordernd sein kann. Bislang existiert kein einzelner Indikator, der direkt auf grenzüberschreitende Effekte hinweist. Mit der Szenarioanalyse existiert aber ein Werkzeug, mit dem Ergebnisse verglichen und Effekte isoliert werden können. *Ceteris paribus* kann beispielsweise jeweils eine Untersuchung des Marktdesigns eines Marktgebiets mit einem EOM und einem KM durchgeführt werden. Die einzelnen Ergebnisse der Untersuchungen werden für jedes Marktgebiet miteinander verglichen. Zum Vergleich geeignet sind beispielsweise die Entwicklung der Strompreise, technologiespezifische Kapazitätsentwicklung, Investitionen, Entwicklung der energieträgerspezifischen Stromproduktion, grenzüberschreitende Stromflüsse, Konsumenten- und Produzentenrente, Emissionen sowie Indikatoren zur Bewertung der AdE, wie *Loss of Load Expectation* oder *Energy not Served*. Aus den unterschiedlichen Ergebnissen der Szenarien lassen sich positive und negative Effekte sowie deren Quantität ermitteln.

4. Fallstudien

Zur Erstellung der folgenden Fallstudien wird das agentenbasierte Strommarkt-Simulationsmodell PowerACE angewendet, welches in Kapitel 3 ausführlich beschrieben ist. Bei der Anwendung des Modells werden jedoch unterschiedliche Entwicklungsstände eingesetzt: In Kapitel 4.1 wird eine Fallstudie mit dem Fokus auf Deutschland unter fixierten Austauschflüssen mit benachbarten Marktgebieten beschrieben, um die Auswirkungen verschiedener Marktdesigns zunächst nur für einen einzelnen Markt zu analysieren (Forschungsbeitrag B). In Kapitel 4.2 (Forschungsbeitrag C) und Kapitel 4.3 (Forschungsbeitrag D) werden Fallstudien vorgestellt, die mehrere Marktgebiete berücksichtigen und dabei die Austauschflüsse modellendogen bestimmen. Im ersten Fall liegt der Fokus auf den Auswirkungen durch die Einführung von KMs in großen Marktgebieten auf ein gemeinsam angrenzendes kleineres Marktgebiet. Im zweiten Fall werden die Einflüsse von großskaligen staatlich getriebenen Investitionen in eine THG-neutrale Erzeugungstechnologie und deren Auswirkungen auf Nachbarländer untersucht. Das nachfolgende Kapitel beinhaltet die Zusammenfassung der wissenschaftlichen Publikationen sowie die Beschreibung der zugrundeliegenden Daten und Szenarien mit den unterstellten Marktdesigns. Schließlich werden die wesentlichen Erkenntnisse und Schlussfolgerungen wiedergegeben. In Teil II der Dissertation sind die im Folgenden aufgeführten und beschriebenen wissenschaftlichen Beiträge vollständig eingebunden. Der Vollständigkeit erfolgt an dieser Stelle der Hinweis auf Forschungsbeitrag A, der zudem in Teil II eingebunden ist. Jedoch wird dieser Beitrag in Kapitel 2 integriert, da es sich dabei nicht um eine Fallstudie handelt.

4.1. Analyse von Marktdesignoptionen für den deutschen Strommarkt ¹

Mitte der 2010er Jahre gab es in Belgien, Frankreich, Großbritannien und Deutschland Diskussionen über die Zuverlässigkeit des Stromsystems, insbesondere hinsichtlich der langfristigen AdE. Hintergrund war, z. B. in Deutschland, eine schwindende Kapazität disponibler Stromerzeugungstechnologien, die oftmals aus der monopolistischen Energiewirtschaftszeit entstammen. Allerdings wurden nicht nur altersbedingte Gründe für die Stilllegungen der Kraftwerke angeführt, sondern auch ökonomische. Der umfangreiche Einzug der EE, die prioritäre Vermarktungsstruktur (siehe Kapitel 3.2) sowie deren fixierte Vergütung über Umlagen sorgte dafür, dass disponible konventionelle Kraftwerke durch den sog. Merit-Order-Effekt aus dem Markt gedrängt wurden (Sensfuß, Ragwitz et al.,

¹ Forschungsbeitrag B: Keles, D., A. Bublitz, F. Zimmermann, M. Genoese und W. Fichtner (2016). "Analysis of design options for the electricity market: The German case". In: *Applied Energy* 183, S. 884–901. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.08.189>.

2008). Infolgedessen reduzierten sich Deckungsbeiträge von disponiblen Kraftwerken. Die langfristige Profitabilität der Kraftwerke wurde unsicherer und wenige (Neu-)Investitionen in dispoible Kraftwerke folgten. Der alternde Kraftwerkspark sowie ausbleibende Neuinvestitionen führten zu Bedenken hinsichtlich der AdE in den genannten Ländern. Deshalb diskutierte die Politik Möglichkeiten zum Anreizen von Investitionen in dispoible Kraftwerke.

Wie in Kapitel 2 ausführlich dargestellt wird, sind KMs ein geeignetes Instrument, um Anreize für Investition zu setzen, einen Beitrag zur langfristigen AdE zu leisten und die Zuverlässigkeit des Systems aufrechtzuerhalten oder sogar zu erhöhen. Das Ergebnis dieser Diskussion führte zur Einführung eines Kapazitätsmarkts in Frankreich.

Für Deutschland wird im Forschungsbeitrag mit dem Titel *Analysis of design options for the electricity market: The German case* (Keles, Bublitz et al., 2016) eine Analyse der AdE vorgestellt. Die Fragestellung lautet, ob ein EOM, dessen Erlöse für die Erzeuger auf marginalen Kosten basieren, ausreichend Anreize für Investitionen in neue dispoible Kraftwerke setzen kann oder ob ein KM als neues Marktsegment im deutschen Strommarkt eingeführt werden soll.

Fragestellungen dieser Art werden meist aus der Perspektive eines zentralen Planers mittels Optimierungsmethoden untersucht. Energiesysteme mit verschiedenen Akteuren, wie sie in Deutschland (und auch in der übrigen EU) spätestens seit der Liberalisierung der Energiemärkte vorherrschen, sind damit jedoch nicht ohne weiteres abbildbar. Die Akteure verfolgen in der Regel das Ziel der individuellen Gewinnmaximierung, das von einem Gesamtsystemoptimum abweichen kann. Insbesondere kann sich dadurch die Situation ergeben, dass die Gesamtkapazität als Summe der individuellen Investitionsentscheidungen der Agenten nicht ausreichend ist, um eine hinreichende AdE zur langfristigen und uneingeschränkten Deckung der Nachfrage zu erhalten.

Die Untersuchungen in dieser Fallstudie wird mit einer Version des agentenbasierten Strommarkt-Simulationsmodells PowerACE realisiert, die ausschließlich das deutsche Marktgebiet modelliert. Deshalb werden die Austauschflüsse mit allen verbundenen Ländern exogen als stündliche Zeitreihe vorgegeben. In der jährlich stattfindenden integrierten Investitionsplanung für neue dispoible Kraftwerke verfolgen die Agenten das Ziel, die eigenen Marktanteile an der Erzeugung zu halten. Dabei werden nur die statischen Austauschflüsse berücksichtigt.

Die Approximation für den Strommarkt ist der Day-Ahead Spotmarkt, für den die verschiedenen Agenten Angebots- oder Nachfragegebote, z. B. für die Stromnachfrage, EE oder dispoible Kraftwerke, erstellen und übermitteln. Zusätzlich wird ein Agent für die nachfrageseitige Laststeuerung und -flexibilisierung (sog. *Demand-Side-Management* oder *Demand-Side-Response*) eingeführt. Mit dem Simulationsmodell werden drei Marktdesigns für Deutschland untersucht: 1.) ein EOM, 2.) ein EOM mit einer strategischen Reserve und 3.) ein zentral gesteuerter Kapazitätsmarkt. Für diese Untersuchungen werden große Mengen an Daten von verschiedenen Quellen benötigt (z. B. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (2014), European Energy Exchange (2022) oder Europäische Kommission (2011)), die im Artikel genauer beschrieben sind.

Die Ergebnisse weisen darauf hin, dass ein EOM kurzfristig ausreichend ist, um die AdE zu gewährleisten. Das ist hauptsächlich auf die bestehenden disponiblen Kraftwerkska-

kapazitäten zurückzuführen. Langfristig, d. h. über das Jahr 2030 hinaus, ist die Kapazität am Spotmarkt mit EOM Marktdesign, anhand der Ergebnisse, nicht in allen Fällen ausreichend. Ein erweiterter EOM mit strategischer Reserve in Höhe von 5 GW gewährleistet langfristig ein hohes Maß der AdE. In der Simulation werden für die strategische Reserve Braunkohle-, Gas- und Ölkraftwerke allokiert.

Jedoch scheint es vorteilhafter, eine hohe AdE mit dem Kapazitätsmarktdesign zu erreichen. Die Ergebnisse mit Kapazitätsmarkt zeigen Investitionen, die zu einem annähernd konstanten Kapazitätslevel bis zum Ende des Simulationszeitraums führen. Die Kapazität ist insgesamt auf einem höheren Niveau, was hauptsächlich an der Wahl der Parameter des Marktes liegt. Die Systemkosten der einzelnen Marktdesigns weisen kurzfristig Vorteile für den reinen EOM aus. Langfristig ergeben sich ökonomische Vorteile für einen zentral gesteuerten Kapazitätsmarkt. Der EOM mit strategischer Reserve ist hingegen langfristig die kostenintensivste Option, da Preisspitzen im Fall mit strategischer Reserve auftreten, die im Fall mit Kapazitätsmarkt aber nahezu ausbleiben. Zu begrüßen wäre eine europäische Koordination der Marktdesigns, da aus der Literatur bekannt ist, dass unkoordinierte Marktdesigns zu unerwünschten grenzüberschreitenden Effekten führen können. Diese grenzüberschreitenden Effekte werden in den folgenden Fallstudien genauer untersucht.²

4.2. Wechselwirkungen von benachbarten

Kapazitätsmechanismen auf den Schweizer Strommarkt³

Der Schweizer Strommarkt ist mit Deutschland, Frankreich, Italien und Österreich von mehreren großen Märkten umgeben. In diesen Ländern gab es Ende der 2010er Jahre mit der Einführung eines Kapazitätsmarkts in Frankreich und einer strategischen Reserve in Deutschland Anpassungen am Strommarktdesign. Die hohen Stromaustauschkapazitäten der Schweiz mit den Nachbarländern können die Strompreise am Großhandelsmarkt beeinflussen (z. B. Dehler-Holland et al., 2016; Keles, Dehler-Holland et al., 2020). Mit der Einführung von KMs können zusätzlich grenzüberschreitende Effekte auftreten (z. B. Finon, 2018; Meyer und Gore, 2015). Um die Effekte genauer zu quantifizieren, wird der Einfluss der Marktdesignänderungen in einem asymmetrischen Marktumfeld am Beispiel des Schweizer Strommarkts im Forschungsbeitrag mit dem Titel *Cross-border effects of capacity remuneration mechanisms: The Swiss case* (Zimmermann, Bublitz, Keles und Fichtner, 2021) untersucht. Die Forschungsfrage ist folgendermaßen formuliert: Benötigt der Schweizer Strommarkt ein neues Marktinstrument, um über Investitionsanreize für disponible Kraftwerke die langfristige AdE zu sichern?

Das agentenbasierte Strommarkt-Simulationsmodell PowerACE wird zur Berücksichtigung von grenzüberschreitenden Effekten erweitert. Für den Spotmarkt wurden von Ringle (2017) die methodischen Erweiterungen vorgenommen. Die betrachteten und modellierten Marktgebiete sind die Schweiz und deren Nachbarländer sowie Belgien,

² Infolge des Ausstiegs aus der Kohleverstromung in Deutschland, was nach Publikation dieses Artikels gesetzlich verankert wurde, müssten die Ergebnisse hinsichtlich der AdE abermals bewertet werden.

³ Forschungsbeitrag C: Zimmermann, F., A. Bublitz, D. Keles und W. Fichtner (2021). "Cross-border effects of capacity remuneration mechanisms: The Swiss case". In: *The Energy Journal* 42.2. <http://dx.doi.org/10.5547/01956574.42.2.fzim>.

Luxemburg und die Niederlande. Die Effekte des Spotmarkts auf die Investitionsentscheidungen und die abgeleitete Modellierung werden in Kapitel 3.2.2 beschrieben.

Der vorherrschende Gesetzgebungs- und Ordnungsrahmen hinsichtlich der Markt-designs der modellierten Länder zum Zeitpunkt der Fallstudie werden im Kapazitätsmechanismenszenario (*CRM Scenario*) berücksichtigt. Erwartete Erlöse aus dem EOM und ggf. dem jeweiligen KM sind Bestandteil der Investitionsentscheidungen. Im genannten Szenario wird für Italien ein zentraler Kapazitätsmechanismus angenommen (*central buyer*), für Frankreich ein dezentralisierter Markt für Kapazitätsobligationen (*decentralized obligations*) und eine strategische Reserve für Deutschland und Belgien. Für alle weiteren modellierten Strommärkte werden nur EOMs unterstellt.

Zum Vergleich werden in einem weiteren Szenario in allen Märkten hypothetisch EOMs angenommen. Das bedeutet, dass keine zusätzlichen Zahlungen an die Kraftwerksbetreiber über KMs geleistet werden, sondern nur durch den Verkauf von Strom Deckungsbeiträge erzielt werden können. Zusätzlich werden zwei Sensitivitäten untersucht: Zum einen wird eine geringere Kapazität der deutschen Kapazitätsreserve (welche hier als strategische Reserve modelliert wird) angenommen. Zum anderen wird eine geringere Wassermenge in den Schweizer Stauseen modelliert, um die Auswirkungen eines trockenen Jahres zu simulieren. Die Schwerpunkte der Untersuchung liegen auf dem Vergleich hinsichtlich der Marktpreise, Produzenten- und Konsumentenrenten, Erzeugungskapazitäten, Investitionen in disponible Kraftwerke und der AdE.

Die Datengrundlage für die Simulation des agentenbasierten Strommarktmodells bildet im Wesentlichen das Referenzszenario der EU (Europäische Kommission, 2016b). Annahmen hinsichtlich Nachfrage und EE Erzeugungsmengen für das Schweizer Marktgebiet basieren auf Prognos AG (2012). Das European Network of Transmission System Operators for Electricity (2018) stellt die Grundlage für die Handelskapazitäten zwischen den Marktgebieten in den Modellrechnungen. S&P Global (2016a) ist die Basis für die Kraftwerke mit den essenziellen techno-ökonomischen Parametern, zusätzlich kombiniert mit eigenen Annahmen.

Insbesondere auf den Schweizer Strommarkt trifft eine asymmetrische Marktkonstellation zu. Jedoch sind die Ergebnisse auch auf ähnliche Marktgegebenheiten anwendbar, die hohe Speicherkapazitäten zusammen mit großen Handelskapazitäten aufweisen (z. B. Österreich). Die Ergebnisse der Untersuchung zeigen, dass die AdE in der Schweiz regelmäßig überprüft werden sollte und stark von Investitionen in disponible Kraftwerke abhängt (unter Vernachlässigung von Speichererweiterungen). Durch die vergleichsweise hohe grenzüberschreitende Übertragungskapazität zu benachbarten Ländern ist es für den Schweizer Strommarkt in den untersuchten Szenarien jedoch unerheblich, ob die Investitionen in disponible Kraftwerke im Marktgebiet selbst oder im benachbarten Ausland gebaut werden. Auch in einem trockenen Jahr (Verfügbarkeit der Speicherwasserkraftwerke um 25 % reduziert) sind die Ergebnisse robust.

Insgesamt ist szenariounabhängig ein starker Preisanstieg im Spotmarkt für Strom in allen Marktgebieten zu verzeichnen. Das basiert vor allem auf steigenden EUA-Preisen und einer steigenden Nachfrage in den angenommenen Szenarien. Allerdings ist der durchschnittliche Spotmarktpreisanstieg im *CRM Scenario* langfristig deutlich geringer als im *EOM Scenario*. Die KMs steigern insgesamt die installierte Leistung von disponiblen Kraft-

werken über alle Marktgebiete hinweg und sorgen somit für weniger Knappheitssignale am Spotmarkt.

Im *CRM Scenario* wird im Schweizer Strommarkt weniger in dispoible Kraftwerke investiert. Das wird durch den französischen Kapazitätsmarkt verursacht, der hohe nationale Investitionen anreizt. Davon profitieren alle französischen Nachbarländer in Form von einer höheren AdE. Das erhöht allerdings die Abhängigkeit vom französischen Strommarkt. Umgekehrt können sich Marktgebiete in einem gewissen Umfang auf hohe Erzeugungskapazitäten in Nachbarländern mit einem Kapazitätsmarkt verlassen und selbst Trittbrettfahren. Von Trittbrettfahren wird gesprochen, wenn ein Marktgebiet auf den Stromexport aus einem benachbarten Marktgebiet mit KM vertraut, von einer höheren AdE profitiert, aber ohne einen Beitrag zur Finanzierung des Mechanismus zu leisten (siehe auch Lambin und Léautier, 2019).

Für die Schweiz spielt das Trittbrettfahren durch die hohe nationale Speicherwasserkraftwerkskapazität jedoch eine untergeordnete Rolle. Ein Problem in Bezug auf eine geringe Energiemenge (Wasser) in den Stauseen der Speicherwasserkraftwerke könnte gegen Ende des Winters entstehen, wenn die Stauseen geleert sind. Zu diesem Zeitpunkt sinkt jedoch wieder die Stromnachfrage durch steigende Temperaturen im Frühling. Folglich werden Elektroheizungen und Wärmepumpen seltener genutzt. Dementsprechend sinkt die (z. B. wöchentliche) Spitzenlast und die kumulierte Nachfrage etwas ab. Die Ergebnisse deuten deshalb darauf hin, dass in allen untersuchten Szenarien immer ausreichend Erzeugungskapazität und dass die AdE im Schweizer Strommarkt gewährleistet ist.

Die Schweizer Wasserkraftwerke, die unabhängig von etwaigen Kosten für EUAs agieren, erwarten durch die steigenden Strompreise auch eine steigende Profitabilität. Jedoch ist die Einnahmesituation im EOM Szenario deutlich vorteilhafter, da die Knappheit im Strommarkt zu höheren Spotmarktpreisen führt, die die Wasserkraftwerke aufgrund geringer variabler Kosten sehr profitabel werden lassen.

Schließlich kann das Schweizer Strommarktdesign auch weitestgehend unverändert bleiben. Zwar hängen die Spotmarktpreise (kurzfristige grenzüberschreitende Effekte) der Schweiz maßgeblich mit der Wahl der Marktdesigns der Nachbarmärkte zusammen, langfristige grenzüberschreitende Effekte durch die Marktdesignänderungen in den Nachbarländern mit negativen Auswirkungen auf die AdE der Schweiz sind jedoch in den Ergebnissen nicht zu erkennen.

Im Jahr 2021 wurden Verhandlungen über eine weitere Integration des Schweizer Strommarkts in die EU-Strommärkte (Stromabkommen) ausgesetzt, sodass die Regulierung der Strommärkte der Schweiz und der EU in der Vergangenheit auseinandergedriftet ist (Bundesamt für Energie, 2021c). Änderungen der EU-Binnenmarktrichtlinien und Verordnungen werden dementsprechend nicht automatisch übernommen. Insbesondere die Öffnung der grenzüberschreitenden Interkonnektorenkapazität für den kommerziellen Stromhandel auf mindestens 70 % (Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union, 2019b) scheint fraglich (Frontier Economics, 2021). Deshalb ist die weitere Entwicklung der Strommarktintegration der Schweiz auch maßgeblich von den Verhandlungen über das Stromabkommen abhängig.

4.3. Analyse lokaler sowie grenzüberschreitender Auswirkungen von marktlichen oder staatlichen Investitionen in französische Kernkraftwerke ⁴

Die französische Politik verfolgt das Ziel, die Klimaneutralität bis zum Jahr 2050 zu erreichen. Wesentliche Pfeiler sind EE und weiterhin große Anteile der Kernkraftwerke an der Erzeugung. Da jedoch die Kernkraftwerksflotte im Jahr 2022 durchschnittlich bereits über 37 Jahre in Betrieb ist und im selben Jahr hohe Ausfallraten auftraten, werden voraussichtlich in absehbarem Zeitraum neue Investitionen in Kernkraftwerke notwendig.

Vor allem der größere Wartungsaufwand bei alten Kraftwerksblöcken (Autorité de Sûreté Nucléaire, 2021; Wealer, von Hirschhausen et al., 2021), die höhere Flexibilität von neuen Kernkraftwerken und die damit verbundene höhere Kompatibilität mit EE (Nuclear Energy Agency, 2012) sprechen für Neuinvestitionen. Jedoch wird in der Literatur die Frage der Wettbewerbsfähigkeit von Neuinvestitionen in Kernkraftwerke aufgeworfen (z. B. Wealer, Bauer et al., 2021). Zur Wettbewerbsfähigkeit von Neuinvestitionen und zur Fragestellung der Effekte von möglichen staatlichen Investitionen in Kernkraftwerke auf die Nachbarländer leistet die Untersuchung mit dem Titel *State or market: Investments in new nuclear power plants in France and their domestic and cross-border effects* (Zimmermann und Keles, 2023) einen Beitrag.

Für diese Untersuchung werden im Wesentlichen Frankreich sowie die direkt verbundenen Nachbarländer detailliert modelliert. Die disponiblen Kraftwerkskapazitäten werden der S&P Global Platts Power Plant Database entnommen (S&P Global, 2016a). Dabei wird für Deutschland ein Kernkraftwerksausstieg bis 2022 sowie ein Kohleausstieg bis 2038 unterstellt. Zugrundeliegende Daten für die Nachfrage-, die EE-Einspeisemenge sowie die Entwicklung der Handelskapazitäten mit den Nachbarländern basieren auf dem National Trends Szenario des Ten-Year Network Development Plan aus dem Jahr 2020 (European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2020b); ebenso die Brennstoffpreisentwicklung. Es werden zwei verschiedene Entwicklungspfade für die EUA-Preise unterstellt. Beide Preispfade werden als Sensitivität variiert und als hochpreisigen bzw. niedrigpreisigen Pfad benannt. Der niedrigpreisige Pfad steigt linear vom historischen Niveau im Jahr 2020 mit 24 EUR/tCO₂ (European Power Exchange, 2020) auf 122 EUR/tCO₂ im Jahr 2050 an. Der hochpreisige Pfad entwickelt sich desgleichen linear vom selben Ausgangspunkt im Jahr 2020, steigt jedoch auf einen Zielpreis von 150 EUR/tCO₂ im Jahr 2050 an. Es werden zwei explorative Szenarien betrachtet: Im ersten Szenario – im sog. Marktszenario – werden ökonomisch getriebene (modellendogene) Investitionen in allen Marktgebieten unterstellt. Im zweiten Szenario werden politisch gewünschte Investitionen in Kernkraftwerke in Frankreich – sog. PolitikszENARIO – angenommen und modellexogen vorgegeben. In allen Marktgebieten sind weitere Investitionen marktbasierend möglich. Grundlage für die exogenen Investitionen im PolitikszENARIO ist eine Evaluation des französischen Übertragungsnetzbetreibers RTE (Réseau de Transport d'Electricité,

⁴ Forschungsbeitrag D: Zimmermann, F. und D. Keles (2023). "State or market: Investments in new nuclear power plants in France and their domestic and cross-border effects". In: *Energy Policy* 173, S. 113403. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113403>.

2021). Die Entwicklung der EE wird exogen vorgegeben. Alle Marktdesigns basieren auf den Plänen und der Implementierung aus dem Jahr 2021.

Die Ergebnisse zeigen, dass die installierte Leistung der disponiblen Kraftwerke maßgeblich durch die KMs in der Höhe und durch die Szenarien in der Zusammensetzung bestimmt wird. Die KMs sorgen zu einem großen Teil dafür, dass insbesondere in Frankreich genug Erzeugungskapazität zugebaut wird und damit die AdE gewährleistet ist. Jedoch ist die Höhe der installierten Leistung der Kernkraftwerke wesentlich von staatlich-getriebenen Investitionen abhängig. Bei marktlich getriebenen Investitionen wird hauptsächlich in Gaskraftwerke investiert. Nur bei hohen Preisen für EUAs wird marktlich in neue Kernkraftwerke investiert, wenn auch nur in geringer Anzahl.

Es ist absehbar, dass weiterhin eine Abhängigkeit von fossil befeuerten Kraftwerken bestehen bleibt. Dabei ist ein Spotmarktpreisanstieg zu beobachten, der maßgeblich auf die ansteigenden EUA-Zertifikatspreise zurückzuführen ist. Bei staatlich getriebenen Investitionen in Kernkraftwerke fallen nicht nur die THG-Emissionen insgesamt geringer aus, sondern die durchschnittlichen Spotmarktstrompreise in Frankreich und den benachbarten Ländern werden um bis zu 4,5 % gedämpft. Demnach profitieren auch Nachbarländer von französischen Kernkraftwerken unter der Annahme, dass das Bietverhalten in Frankreich mit neuen Kraftwerken nicht signifikant vom heutigen abweicht.

Die Stromaustauschvolumina von Frankreich mit den Nachbarländern werden über die Jahre aufgrund einer höheren Handelskapazität zwischen den Märkten zunehmen. Dadurch gleichen sich auch die Preise der untersuchten Marktgebiete im Laufe der Simulationszeit immer stärker an.

Die Korrelation der Strompreise verschiedener Marktgebiete nimmt allerdings am Ende des Simulationshorizonts ab. Damit sinkt die Abhängigkeit von einem einzelnen Marktgebiet. Ein Grund ist die höhere Einspeisung von EE in vielen Märkten: Durch die unterschiedliche Höhe der installierten Leistung mit verschiedenen dominierenden EE-Technologien werden marktgebietsindividuelle Einspeisemuster erzeugt. Beispielsweise sorgt der Standort hinsichtlich der geografischen Breite für eine – in der Regel – abnehmende Strahlungsintensität (mittlere Leistung pro Fläche) mit zunehmender Entfernung vom Äquator. Hinsichtlich der geografischen Länge ergibt sich Richtung Westen ein verzögerter Sonnenhöchststand. Auch Windverhältnisse hängen offensichtlich vom Standort ab, sorgen für individuelle Einspeisemuster (u. a. Wijnant et al., 2014) und damit für eine geringere Korrelation zwischen den modellierten Strommärkten.

Weiter zeigen die Ergebnisse bei ausbleibenden Investitionen in Kernkraftwerke mittelfristig einen deutlichen Anstieg der THG-Emissionen, sobald in den 2030ern der Großteil der französischen Kernkraftwerke altersbedingt aus dem Markt ausscheidet. Aber auch im PolitikszENARIO ist ein Anstieg der Emissionen zu verzeichnen, wenn auch nicht so deutlich wie im Marktszenario. Unter Berücksichtigung aller modellierten Strommärkte sinken in den Modellrechnungen die Gesamtemissionen unter den angenommenen politisch getriebenen Kernkraftwerksinvestitionen in Frankreich bis zum Jahr 2050 auf bis zu 34 % des Ausstoßes des Jahres 2020. Mit rein marktlichen Investitionen sinkt der Ausstoß jedoch lediglich auf 39-42 % im Jahr 2050 (abhängig vom EUA-Preispfad). Allerdings reichen weder die marktlichen noch die angenommenen staatlichen Investitionen aus, um eine vollständige Dekarbonisierung des Stromsektors bis 2050 in Frankreich und in Europa zu erreichen. Im Marktszenario wird hohe Anzahl Gaskraftwerke zur Sicherung der AdE installiert,

die aber zu einem Anstieg der Emissionen beitragen. Dem mittelfristigen Anstieg der Emissionen könnte sehr wahrscheinlich mit mehr Investitionen in Kernkraftwerke, einer Laufzeitverlängerung einiger bestehender Kernkraftwerke oder THG-neutralen Brennstoffen für die Gaskraftwerke begegnet werden. Weitere Möglichkeiten wären zusätzliche Biomasse- und Geothermiekraftwerke oder weitere EE ergänzt mit Speicherkapazitäten.

Unter dem angenommenen Marktumfeld scheinen staatlich getriebene Investitionen aus einem Systemblickwinkel sinnvoll zu sein, besonders vor dem Ziel der CO₂-Neutralität. Rein ökonomische Gründe sind offenbar nicht ausreichend, um Investitionen in Kernkraftwerke anzureizen, wie auch andere Studien festgestellt haben (Kan et al., 2020; Shirizadeh und Quirion, 2021). Weiter scheinen die unterstellten Ausbaupkapazitäten von EE nicht ausreichend zu sein, um eine Dekarbonisierung in Europa zu erreichen. Unter den getroffenen Annahmen und Rahmenbedingungen ist weder mit marktlich noch mit staatlich getriebenen Investitionen eine vollständige Dekarbonisierung realistisch.

Zusammenfassend wird – unabhängig von den Szenarien – ein hohes Niveau der AdE in Frankreich durch den Kapazitätsmarkt erreicht. Die Spotmarktpreise in allen untersuchten Märkten entwickeln sich vor dem Hintergrund der Kopplung der Strommärkte sehr homogen. Mit politikgetriebenen Investitionen in französische Kernkraftwerke sind Vorteile für das Stromsystem erkennbar, wie z. B. geringere Spotmarktpreise in allen untersuchten Strommärkten sowie geringere THG-Emissionen. Höhere grenzüberschreitende Handelskapazitäten sorgen indes dafür, dass das Stromsystem stabilisiert, die AdE gesteigert und zugleich die Preisabhängigkeit von einzelnen Märkten verringert werden kann.

5. Schlussbetrachtung

Bevor die Ergebnisse der Dissertation zusammengefasst sowie allgemeingültige Schlussfolgerungen gezogen werden, wird zunächst das Vorgehen der vorliegenden Arbeit in Kapitel 5.1 kritisch hinterfragt. Anschließend wird mit Kapitel 5.2 ein Ausblick in Bezug auf Eingangsdaten, Annahmen, methodischen Erweiterungen und mögliche weitergehende Forschung skizziert.

5.1. Kritische Würdigung

Die vorgestellte und angewandte Modellierung sowie die Fallstudien sind nicht frei von Vereinfachungen im Vergleich zur Realität. Vereinfachungen sind teilweise notwendig, um real existierende Systeme abzubilden, stellen aber gleichwohl eine wesentliche Herausforderung bei der Modellierung dar. Sie können beispielsweise zur Einschränkung von Schlussfolgerungen führen. Konkrete Verbesserungen hinsichtlich der hier aufgeführten Kritikpunkte werden in Kapitel 5.2 aufgeführt und können anschließend in zukünftigen Forschungsaktivitäten berücksichtigt werden.

Grenzen der Eingangsdaten und Annahmen

In allen Untersuchungen wird auf allgemein akzeptierte Szenarien zurückgegriffen, die weit in die Zukunft blicken (bis zum Jahr 2050). Diese Szenarien sind mit erheblichen Unsicherheiten versehen. Das betrifft insbesondere Nachfragemengen, Brennstoff- und EUA-Preise oder EE-Entwicklungspfade, die aus diesen Szenarien übernommen werden. Modellendogen werden keine Wechselwirkungen zwischen Rohstoffverfügbarkeit, Rohstoffpreisen, konjunktureller Entwicklung und Stromnachfrage betrachtet. Jedoch können kurz- bis mittelfristig Rückkopplungen mit den internationalen Rohstoffmärkten entstehen. Das wird insbesondere mit zunehmender geografischer Ausweitung des Modells auf weitere europäische Märkte relevant.

Einige Annahmen werden auf Basis historischer Daten abgeleitet. Dazu gehört vornehmlich das Wetter, welches Stromnachfrage und EE-Einspeisezeitreihen maßgeblich beeinflusst (siehe z. B. European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2021b). Grundsätzlich sollte auch die Qualität der Eingangsdaten überprüft werden (Hirth, Mühlenpfordt et al., 2018). Da in den Fallstudien lediglich ein historisches Wetterjahr unterstellt wird, kann das bei Analysen der AdE dazu führen, dass Extremsituationen vernachlässigt werden. Nachfrageunterdeckungen in einem durchschnittlichen Wetterjahr lassen jedoch Zweifel hinsichtlich einer Gewährleistung der AdE auch unter extremeren Bedingungen aufkommen.

Des Weiteren werden historische Stromnachfrageprofile und EE-Einspeisezeitreihen auf eine höhere Stromerzeugung in der Zukunft anhand der Eingangsszenarien skaliert. Neue Stromnachfrageapplikationen, wie z. B. Elektromobilität oder Wärmepumpen, beeinflussen die Preiselastizität der Nachfrage. Technische Weiterentwicklungen, z. B. leistungsstärkere Windkraftanlagen, können die Struktur der EE-Einspeiseprofile zukünftig verändern. Beides wird durch die Skalierung der Profile nicht berücksichtigt.

Durch die stündliche Auflösung vom agentenbasierten Strommarkt-Simulationsmodell PowerACE sind auch Inter- oder Extrapolationen der Eingangsdaten erforderlich, da diese teilweise nur in 5 oder 10 Jahresschritten vorliegen. Eine Erweiterung der geografischen Auflösung kann die Validität der Modellierung weiter erhöhen.

Die Szenarioanalyse ist eine etablierte Methode, um verschiedene zukünftige Entwicklungen abzuschätzen und zu vergleichen (z. B. Bishop et al., 2007; Phelps et al., 2001). In den Fallstudien (Kapitel 4) werden – in der Regel – für jedes Szenario (und jede Sensitivität) möglichst wenige Parameter bzw. Eingangsdaten verändert, um deren Auswirkungen auf die Ergebnisse zu analysieren.

Eine weitere Herausforderung ist die Bestimmung der techno-ökonomischen Parameter, wie Minimalerzeugung, Startzeiten oder (Teillast-)Wirkungsgrade, für hunderte von Kraftwerksblöcken über alle modellierten Marktgebiete hinweg. Bei diesen Parametern handelt es sich typischerweise um sensible Daten in Unternehmen, die der Geheimhaltung unterliegen. Diese werden deshalb in der durchgeführten Modellierung geschätzt, was allenfalls zu einer Näherung der tatsächlichen Stromerzeugungskosten führen kann. Darüber hinaus werden zukünftige technologische (Wirkungsgrad) und preisliche (Anfangsinvestitionen) Entwicklungen für Investitionsoptionen unterstellt. Diese technische Innovation muss jedoch nicht notwendigerweise eintreten.

Einschränkungen der Modellierung

Bislang verhalten sich alle Investitionsagenten homogen und erhalten in einem Marktgebiet dieselbe Preisvorhersage (mit in gleicher Höhe gedeckelten Preisspitzen) mit demselben angenommenen Zinssatz. Individuelle Risikostrukturen von Investoren werden vernachlässigt. Regulatorische Anpassungen von Preisobergrenzen oder Steuern aufgrund einer besonders günstigen Marktlage (in der Politik indes Zufallsgewinne bzw. *Windfall Profits* genannt) finden im Modell nicht statt. Solche Anpassungen erhöhen das Risiko der Akteure und beeinflussen deren Entscheidungen.

Die ausschließliche Fokussierung auf den Day-Ahead Strommarkt vernachlässigt Effekte von anderen Marktelementen, wie dem Intradaymarkt. Zugleich ist der Regelreservemarkt, der zum Ausgleich kurzfristiger Prognosefehler bei steigenden EE-Erzeugungsmengen absehbar wichtiger wird, nur rudimentär integriert. Außerdem werden Terminmärkte und die langfristige Kontrahierung von EE ganz vernachlässigt. Die Vernachlässigung von Erlösmöglichkeiten in anderen Marktsegmenten (z. B. Regelreservemarkt) kann sich nicht nur auf die kurzfristige Vermarktung am Spotmarkt, sondern auch langfristig auf Investitionsentscheidungen auswirken. Dementsprechend kann die Vernachlässigung langfristiger Verträge zur Risikoabwälzung und -streuung Investitionen beeinflussen.

Darüber hinaus werden die untersuchten KMs in der Annahme modelliert, dass keine (wesentlichen) Änderungen an deren Funktionsweise vorgenommen werden. Das ist

aufgrund der Parametrierungsmöglichkeiten der Mechanismen über einen langen Zeitraum wenig wahrscheinlich.

Die Stromnachfrage wird im Modell als weitestgehend preisunelastisch angenommen. Lediglich bei fehlender Markträumung wird ein kleiner Anteil der Nachfrage durch einen Lastabwurf flexibilisiert. Bei weiter zunehmender Flexibilisierung der Stromnachfrage aufgrund der Sektorkopplung und zunehmenden Mengen EE-Erzeugung werden durch die pauschale Möglichkeit des Lastabwurfs technologieabhängige Restriktionen (wie z. B. spezifische Kosten oder maximale Abrufhäufigkeiten) unterschlagen und die tatsächliche Elastizität der Nachfrage möglicherweise fehlerhaft eingeschätzt. Langfristig können durch eine Öffnung aller KMs für Nachfrageflexibilität Investitionsanreize für zusätzliche Flexibilität entstehen und die Preise der KMs beeinflusst werden.

Historisch bedingt liegt der Kern der Modellierung in PowerACE auf disponiblen fossil-befeuerten Kraftwerken und bildet diese deshalb detaillierter ab als andere Erzeugungstechnologien. Die homogene Risikoverteilung der Agenten ist für Bietstrategien im Spotmarkt sowohl für disponible Kraftwerke als auch für EE relevant. Verschiedene Strategien der Agenten mit heterogener Risikowahrnehmung sind insbesondere für EE bislang nicht implementiert. Mit immer größeren Volumen der EE-Erzeugung in der Direktvermarktung werden EE preiselastisch bieten und insofern deren Einflüsse auf den Spotmarktstrompreis absehbar steigen.

Bei der Einsatzentscheidung der disponiblen Kraftwerke ist in dieser Dissertation keine Wärmenachfrage und -bereitstellung modelliert, sodass Auswirkungen einer wärmegeführten Erzeugung nicht abgebildet sind. Das kann die Einsatzentscheidung einiger Kraftwerke beeinflussen sowie negative Strompreise unterschätzen. Insgesamt konzentrieren sich die Freiheitsgrade der Modellierung auf den Stromsektor.

Wetterereignisse können indes Ausfälle für disponible Kraftwerke bedeuten. Bei niedrigen Flusspegeln muss teilweise die Erzeugung anliegender thermischer Kraftwerke gedrosselt werden, um keine größeren Umweltbeeinträchtigungen durch warmes zurückgeleitetes Wasser auszulösen.

Eine modellendogene Berücksichtigung des Zubaus der EE und Speichertechnologien (Wasser, Druckluft oder Batterie) ist vorteilhaft, um die Wechselwirkungen mit disponiblen Kraftwerken zu berücksichtigen. Die Entwicklung des Kraftwerkportfolios in den Fallstudien unterscheidet sich bei Substitution von disponiblen Kraftwerken durch Speicher.

In dieser Dissertation wird ein NTC basierter Marktkopplungsalgorithmus eingesetzt, der in der Realität indessen teilweise durch einen flussbasierten Kopplungsalgorithmus (FBMC) ersetzt wurde. Der flussbasierte Algorithmus erfordert eine detaillierte Abbildung des Übertragungsnetzes innerhalb der Gebotszonen. Jedoch wird die Modellierung des intrazonalen Netzes vernachlässigt. Mit dieser Vernachlässigung wird daher auch kein kuratives Engpassmanagement, wie Redispatch, modelliert. Die zugrunde gelegten NTC-Werte berücksichtigen teilweise Beschränkungen der Netzflüsse, die nach Grenzkuppelstellen auftreten und dementsprechend auch einen Teil des intrazonalen Netzes. Da der flussbasierte Marktkopplungsalgorithmus tendenziell zu höheren Flüssen über die Interkonnektoren führt, kann der NTC-Ansatz als eine konservative Abschätzung angesehen werden (z. B. Finck et al., 2018). Folglich können durch die geringeren Austauschflüsse grenzüberschreitende Effekte unterschätzt werden. Die Unterstellung der Marktkopplung

mit impliziter Allokation der Übertragungsrechte findet in der Praxis auch nicht auf allen Märkten statt (z. B. nicht mit der Schweiz oder Großbritannien, ACER und CEER, 2022; European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2022c).

Einordnung der Ergebnisse

Alle Untersuchungen zeigen erheblichen Zubau von gasbefeuerten Kraftwerken (beispielsweise zeigen die Ergebnisse in Forschungsbeitrag D – abhängig vom untersuchten Szenario – Gaskraftwerksinvestitionen von mindestens 14 GW bis einschließlich 2030 sowie zusätzlich mindestens 32 GW bis 2050 alleine in Deutschland), welche aus zwei Gesichtspunkten fraglich erscheinen: zum einen aufgrund der deutlich gestiegenen Erdgaspreise im Zuge des Ukrainekriegs, zum anderen aufgrund fehlender THG-Neutralität von erdgasbefeuerten Kraftwerken. Deshalb ist ein langfristiger Betrieb bei vollständiger Dekarbonisierung des Stromsektors in Europa bis spätestens 2050 z. B. mit THG-neutralem Brennstoff oder CCS/CCU (*Carbon Capture and Storage* (CO₂-Abscheidung und Speicherung) bzw. *Carbon Capture and Utilization* (CO₂-Abscheidung und Verwendung)) möglich. Das erfordert zudem Investitionen in Pipelineinfrastruktur, CCS/CCU-Abscheideanlagen oder Elektrolyseure.

Ordnungsrechtliche Maßnahmen, wie z. B. ein Kohleausstieg, sind in den Fallstudien nur berücksichtigt, sofern die Anpassungen während der Erstellung konkret bekannt waren. Deshalb ist in allen Fallstudien der Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland einbezogen, hingegen der Ausstieg aus der Kohleverstromung in Deutschland nur in Fallstudie D. Dies beeinflusst die Ergebnisse der Bewertung der AdE. Dabei wird lediglich ein Szenario zur Abschaltung der Kohlekraftwerke unterstellt. Jüngste Entwicklungen zeigen bei drohender Knappheit jedoch ein angepasstes Vorgehen bezüglich der Abschaltungszeitpunkte (siehe Marktrückkehr von Kohlekraftwerken in der Sicherheitsbereitschaft, z. B. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2022) und Reuters (2022) bzw. die Verlängerung der Laufzeiten der Kernkraftwerke um 3 Monate, z. B. Deutscher Bundestag (2022)). Ergänzend werden Ziele hinsichtlich der EE-Erzeugung oder THG-Neutralität mehrfach angepasst, sodass diese in späteren Eingangsszenarien berücksichtigt werden.

Trotz der beschriebenen Einschränkungen, die Auswirkungen auf Resultate dieser Arbeit haben können, sind die Wirkprinzipien auf nationaler Ebene abgebildet und folglich die Schlussfolgerungen auf dieser Ebene als valide anzusehen.

5.2. Zukünftiger Forschungsbedarf

Die in dieser Dissertation beantworteten Fragestellungen, die (weiter-)entwickelte Methodik und die daraus resultierenden Ergebnisse führen zu weiteren Forschungsfragen, die in der Wissenschaft zukünftig untersucht werden können. Im Folgenden werden einige Vorschläge in Bezug auf methodische Verbesserungen sowie Fragestellungen unterbreitet, die in dieser Arbeit nicht oder nicht abschließend beantwortet und adressiert sind.

Verbesserung der Datenlage und Annahmen

Zunächst sollten stets aktuelle Entwicklungen in den Eingangsdaten berücksichtigt werden. Beispielsweise durch die Anwendung von weiteren automatisierten Skripten könnten zeitnah die historische Nachfrage, EE-Einspeisung oder Brennstoffpreise integriert werden. Neuste Eingangsszenarien würden aktuelle politische und regulatorische Entwicklungen bzgl. zukünftiger Stromnachfragen, EE-Erzeugungsmengen oder Netzerweiterungen der jeweiligen Strommärkte berücksichtigen, die direkten Einfluss auf die Ergebnisse haben.

Die Marktdesigns unterliegen ständigen Änderungen und Anpassungen von Seiten des Regulators. Deshalb müssten für zukünftige Analysen die Eingangsparameter der KMs überprüft und ggf. angepasst werden. Darüber hinaus wäre die Integration weiterer Marktgebiete sinnvoll, die an das europäische Stromnetz angeschlossen sind.

Erweiterung der Methodik

Neue Technologien zur Nachfrageflexibilisierung, wie Wasserstoffelektrolyseure, Wärmepumpen, Industrieprozesse oder Elektromobilität, sollten in zukünftigen Untersuchungen Eingang finden. Infolgedessen würde die Nachfrage zunehmend preiselastischer. Gleichzeitig würde das Modellieren von Investitionen in Speicher (wie Batterie-, Druckluft- oder Pumpspeicher, wie von Fraunholz (2021) gezeigt) oder EE die Ergebnisse und Schlussfolgerungen aufwerten. Sowohl Nachfrageflexibilität als auch EE in Kombination mit Speicher können wesentlich zur Gewährleistung eines hohen Niveaus der AdE (bzw. in diesem Fall sogar der Angemessenheit der Ressourcen) und zur Dekarbonisierung beitragen. Aufgrund des vermehrten zeitlichen und auch räumlichen Auseinanderfallens von Angebot und Nachfrage kann durch Flexibilitätsoptionen zumindest ein zeitlicher Ausgleich erfolgen.

Mit einer preiselastischen Nachfrage würden bei geringem EE Angebot (z. B. während einer Dunkelflaute) dementsprechend weniger Verbraucher hohe Nachfragen beziehen. Umgekehrt sollten bei hoher Wind- und PV-Erzeugung entsprechend korrespondierende hohe Mengen Strom nachgefragt werden. In diesem Kontext könnten Investitionsentscheidungen hinsichtlich Wärmepumpen, Elektromobilität oder Elektrolyseure modelliert werden. Besonders Elektrolyseure könnten vor allem im industriellen Sektor gebaut werden, weshalb diese Investitionsentscheidungen im Modell ohne kleinteilige Datenerhebungen abgebildet werden könnten.

Neben Investitionsentscheidungen werden im Modell auch Einsatzentscheidungen bzw. die Nachfragesteuerung für die vorhandenen Flexibilitätsoptionen getroffen. Bei Modellen, die aus Sicht eines zentralen Planers mit perfekter Voraussicht agieren, können Nachfrage-technologien mit entsprechender Zielfunktion optimal (ggf. systemdienlich) gesteuert bzw. eingesetzt werden. Da in der Praxis einige der genannten Nachfrage-technologien eher dezentral und oft kleinteilig betrieben werden, kann jedoch nicht grundsätzlich von einem optimalen Einsatz der Nachfrage ausgegangen werden.

Deshalb würde sich die ABM insbesondere für die Abbildung der dezentralen Flexibilität eignen. Für die Einsatzentscheidung und Nachfragesteuerung im agentenbasierten Modell sollten demnach Methoden entwickelt werden, wie verschiedene Flexibilitätsoptionen koordiniert werden können, ohne unerwünschte Wechselwirkungen oder gegenläufigen Einsatz einzelner Technologien (z. B. entladen E-Fahrzeuge während gleichzeitig stationäre

Speicher laden) herbeizuführen. Solche Szenarien könnten mithilfe der ABM modelliert und untersucht werden.

Für die Modellierung der Flexibilitätsoptionen könnte darüber hinaus die kurzfristige Preisprognose angepasst und bestenfalls so gestaltet werden, dass sie den Unsicherheiten im Markt Rechnung trägt. Ferner könnten Agenten verschiedene Preisprognosen nutzen, um anhand der individuellen Risikoneigung den Einsatz zu bestimmen bzw. die Nachfrage zu steuern. Denn die Einsatzentscheidung und Nachfragesteuerung sollten so getroffen werden, dass keine sog. Lawineneffekte (siehe Ensslen et al., 2018; Zimmermann, Kraft et al., 2022) entstehen.

Die derzeitig implementierte Planungsheuristik der Agenten für haushaltsnahe Nachfrageflexibilitäten (aus Zimmermann, Bublitz, Keles, Dehler-Holland et al., 2016) könnte um ein lineares Optimiermodell erweitert bzw. die Heuristik ersetzt werden, damit unter gegebenen technischen Restriktionen die Flexibilitätsoptionen (beispielsweise die Speichergöße bei Wärmepumpen) detaillierter abgebildet werden. Darüber hinaus wäre eine Aufteilung jeder Flexibilitätsoption auf je einen Agenten möglich. Die Kapazität einer Flexibilitätsoption könnte auf verschiedene Agenten aufgeteilt werden, um eine individuelle Steuerung abzubilden und daraus resultierende Effekte für das Gesamtsystem abzuleiten. Darüber hinaus könnten kurzfristige Marktsegmente wie Intraday- und Regelreservemärkte zur Abbildung der EE und der Nachfrageflexibilitätspotentiale (durch Elektromobilität und Wärmepumpen) in das Modell integriert werden, um Prognoseungenauigkeiten der Technologien auszugleichen.

Aus Systemsicht könnte die vollständige Integration von THG-neutralen Brennstoffen (wie Wasserstoff) zur Überbrückung von langanhaltenden Dunkelflauten hilfreich sein. Diese Brennstoffe könnten anschließend – bei Bedarf – in bestehenden, umzurüstenden oder neu zubauenden disponiblen Kraftwerken verfeuert werden.

Die Agenten der Speicher, Nachfrageflexibilität und EE könnten risikoabhängige Bietstrategien integrieren sowie Opportunitätskosten für andere Marktsegmente berücksichtigen, da diese Technologien hohe Relevanz im zukünftigen Stromsystem haben werden. EE-Erzeugung wird darüber hinaus häufiger direkt vermarktet, jedoch handeln die Betreiber nicht ausschließlich homogen und risikoavers.

Durch die größere Anzahl an Akteuren am Markt könnten Investitionsagenten insgesamt heterogener modelliert werden, um verschiedene Risikoprofile abzubilden. Die Integration weiterer Märkte würde zudem die Vermarktungsmöglichkeiten der Kraftwerke diversifizieren. Strategisches Verhalten wie Investitionszurückhaltung (bei imperfekten Märkten) könnte berücksichtigt werden. Die Struktur des (eigenen) Kraftwerksportfolios könnte in die Bewertung einer Investition einfließen, um eine diversifizierte Kraftwerksflotte ohne Klumpenrisiko zu errichten. Zusätzliche Methoden oder Risikokennzahlen könnten bei der Investitionsentscheidung zur ökonomischen Bewertung hinzugezogen werden.

Die Möglichkeit individuelles Verhalten der Agenten zu integrieren und verschiedene Methoden zu kombinieren ist ein wesentlicher Vorteil der ABM. Mit zunehmender Rechenleistung könnte deshalb maschinelles Lernen zur Verhaltenssteuerung der Agenten im Modell berücksichtigt werden. Erste Ansätze haben z. B. Fraunholz, Kraft et al. (2021) untersucht.

Um grenzüberschreitende Effekte aufgrund des NTC basierten Marktkopplungsansatzes nicht zu unterschätzen, könnte das gesamte Übertragungsnetz mithilfe eines flussbasierten Marktkopplungsalgorithmus (siehe *PCR EUPHEMIA*, All NEMO Committee, 2020) in die Modellierung implementiert und sämtliche damit gekoppelte Märkte integriert werden.

Den Unsicherheiten in Bezug auf das Wetter, welche vor allem EE-Erzeugung und die Stromnachfrage betreffen, könnte mit verschiedenen Wetterjahren begegnet werden. Dafür müssten zunächst die Daten der EE-Erzeugung sowie der Nachfrage verschiedener Wetterjahre für jedes Marktgebiet gesammelt und aufbereitet werden. Beispielsweise könnten normierte Profile für jedes Wetterjahr hinterlegt werden. Ein Profil müsste anschließend mit einem entsprechenden kumulierten Wert eines Jahres aus einem Zukunftsszenario skaliert werden. Mittels einer Monte-Carlo Simulation könnten verschiedene Nachfrage/EE-Kombinationen simuliert werden, um ein umfassendes Bild der AdE zu erhalten. Alternativ könnten bei einzelnen Entscheidungen, wie beispielsweise bei Investitionen, Unsicherheiten durch verschiedene Wetterjahre in der Preisprognose berücksichtigt werden (wie z. B. bei Fraunholz, Miskiw et al., 2023). Des Weiteren ist ein Realloptionsansatz, unter Berücksichtigung verschiedener Wetterszenarien, eine methodische Weiterentwicklung, die zum Erkenntnisgewinn beitragen könnte. Analog könnten technisch bedingte Ausfälle für disponible Kraftwerke und Netze mittels zufälliger Ziehungen modelliert werden.

Empfehlungen für weitere Forschungsfragestellungen

Marktdesignanpassungen, wie die Einführung von KMs oder staatlich abgesicherte Investitionen, können die installierte Leistung von disponiblen Kraftwerken im Markt erhöhen und eine effektive Lösung bei Problemen hinsichtlich der AdE darstellen. Eine intensivere Kooperation und Koordination des Marktdesigns auf europäischer Ebene wäre wünschenswert, um keine Verzerrungen der Märkte oder unerwünschte grenzüberschreitende Effekte zu generieren. Die Ausgestaltung und Effizienz eines einheitlichen europäischen KM im Vergleich zu (unterschiedlichen) nationalen Lösungen (auch im Vergleich zum EOM) könnte deshalb umfassend untersucht werden.

Zugleich sollten Ansätze für eine effiziente Allokation von Flexibilitäten und EE in KMs gefunden werden, um eine höhere Preiselastizität der Nachfrage zu erreichen und ein zuverlässiges Gesamtsystem zu erhalten.

6. Zusammenfassung und Fazit

In dieser Dissertation werden die wesentlichen Herausforderungen der Marktkopplung unter Berücksichtigung von Kapazitätsmechanismen und die Auswirkungen auf die Angemessenheit der Stromerzeugungskapazitäten ausgearbeitet. Denn immer mehr Stromgroßhandelsmärkte werden über immer höhere grenzüberschreitende Handelskapazitäten miteinander gekoppelt, sodass Wechselwirkungen zwischen den Strommärkten immer weiter zunehmen können. Vor dem Hintergrund von steigenden Anteilen erneuerbarer Energien, Marktdesignänderungen, ökonomischen Herausforderungen disponibler Kraftwerke, mangelnder Nachfrageflexibilität und Bedenken hinsichtlich der Angemessenheit der Stromerzeugungskapazitäten stellen sich zwei grundlegende Forschungsfragen, die mit dieser Arbeit beantwortet werden:

1. Wie beeinflussen verschiedene Marktdesigns die Angemessenheit der Erzeugungskapazitäten von Stromsystemen im Transformationsprozess?
2. Welche grenzüberschreitenden Effekte folgen aus nationalen Marktdesignänderungen bzw. abgesicherten Kraftwerksinvestitionen?

Zur Beantwortung dieser Forschungsfragen wird ein Forschungsbeitrag mit einem theoretischen Überblick über Marktdesigns mit Fokus auf Kapazitätsmechanismen verfasst (Forschungsbeitrag A). Zudem wird ein bestehendes agentenbasiertes Strommarkt-Simulationsmodell mit einer Methodik zur Integration der Speicherwasserkraft sowie einer langfristigen Strompreisprognose zur Berücksichtigung von grenzüberschreitenden Effekten bei der Investitionsplanung erweitert.

Mithilfe verschiedener Entwicklungsstufen des Modells werden im Rahmen dieser Dissertation drei Fallstudien erstellt. Zunächst wird die Wirkung verschiedener Marktdesigns in Forschungsbeitrag B auf das deutsche Stromsystem untersucht. Darauf aufbauend werden in Forschungsbeitrag C die Effekte von Anpassungen der Strommarktdesigns auf gekoppelte asymmetrische Marktgebiete am Beispiel der Schweiz analysiert. Schließlich wird in Forschungsbeitrag D bewertet, wie sich staatliche Investitionen in Kernkraftwerke auf angrenzende Strommärkte auswirken.

Aus den Ergebnissen der im Rahmen dieser Dissertation durchgeführten Fallstudien werden wichtige Schlussfolgerungen sowie Handlungsempfehlungen abgeleitet. Die Ergebnisse, Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen werden im Folgenden in die drei Kategorien Methodik, Marktdesign und grenzüberschreitende Effekte eingeordnet.

Anwendbarkeit der Methodik

Alle Fallstudien in dieser Dissertation werden mit einem agentenbasierten Strommarkt-Simulationsmodell explorativ bis zum Jahr 2050 untersucht. Die Agenten repräsentieren u. a. die Marktteilnehmer und unterliegen einer begrenzten Voraussicht.

Das Modell eignet sich insbesondere für quantitative Analysen von disponiblen konventionellen Kraftwerksinvestitionen, deren Entscheidungsgrundlagen keinen globalen Optimalitätskriterien unterliegen. Zudem können mithilfe des Modells Strommarktdesigns hinsichtlich Marktversagen, unvollkommenen Marktbedingungen sowie Fehlanreizen untersucht werden. Vor diesem Hintergrund können deterministisch die Auswirkungen der Marktdesigns auf die Angemessenheit der Stromerzeugungskapazitäten bewertet werden.

Im Vergleich zu Ringler (2017), Bublitz (2019) und Fraunholz (2021) wird das Modell in dieser Dissertation um zusätzliche europäische Staaten (im Folgenden Marktgebiete genannt) erweitert. Von ursprünglich einem Strommarktgebiet können nunmehr 16 Marktgebiete berücksichtigt werden. Dafür werden Eingangsdaten für jedes Marktgebiet, wie stündliche Profile für die Nachfrage und Erzeugung erneuerbarer Energien, automatisch für verschiedene Wetterjahre gesammelt und aufbereitet. Für die Erweiterung werden zusätzlich grenzüberschreitende Handelskapazitäten und blockscharfe Kraftwerksdaten integriert sowie gegebenenfalls die Marktdesigns an die nationalen Richtlinien angepasst.

Im Zuge der räumlichen Erweiterung wird auch eine methodische Erweiterung hinsichtlich einer zeitlich ungekoppelten langfristigen Preisvorhersage für die Bestimmung der Investitionsentscheidungen vorgenommen. Die Komplexität besteht in der Entwicklung einer Methodik, die nicht nur ein „Inselsystem“ bei der modellendogenen Investitionsbewertung betrachtet (wie in früheren Versionen), sondern Wechselwirkungen mit anderen Marktgebieten im agentenbasierten Modell abbilden kann.

Einige der integrierten Marktgebiete nutzen erhebliche Speicherwasserkraftwerkskapazitäten, die für eine repräsentative Modellierung abgebildet werden. Deshalb wird eine Methodik entwickelt, die modellendogen den stündlichen Einsatz saisonaler Speicherwasserkraftwerke für verschiedene Marktgebiete bestimmen kann. Mithilfe eines linearen Programms werden die erwarteten Erlöse unter Einhaltung der maximalen Erzeugungskapazität, der zur Verfügung stehenden Wassermenge und der Speichergrenzen maximiert. Die notwendigen Eingangsdaten für die modellierten Marktgebiete sind historische Speicherfüllstände und Produktionsdaten aus verschiedenen Wetterjahren. Diese Fülle von Eingangsdaten können automatisch gesammelt und direkt in das Modell integriert werden.

Einflüsse des Marktdesigns auf die Angemessenheit der Stromerzeugungskapazitäten

Durch die Gesetzgeber wurden und werden in verschiedenen europäischen Staaten Anpassungen am Marktdesign vorgenommen, um beispielsweise Risikoaversion von Investoren und unsichere Zahlungsströme zu adressieren. Grundsätzlich besteht die große Herausforderung, ein zielgerichtetes Marktdesign zu finden.

Marktdesignfragestellungen werden jedoch meist vor dem Hintergrund aufgeworfen, ob ein Energy-Only-Markt langfristig genug Investitionen anreizt, um eine ausreichende Angemessenheit der Stromerzeugungskapazitäten zu garantieren. Aufgrund ausreichender Kapazitäten aus Zeiten vor der Liberalisierung der Energiemärkte wird die Angemessenheit der Stromerzeugungskapazitäten kurzfristig im Energy-Only-Markt gewährleistet.

Langfristig ist jedoch ein Kapazitätsmarkt als mögliche Lösung für Probleme mit der Angemessenheit der Stromerzeugungskapazitäten vorteilhafter. Beispielsweise sorgt ein Kapazitätsmarkt für kontinuierliche Investitionen. Infolgedessen wird in den durchgeführten Untersuchungen so investiert, dass ein nahezu konstantes Kapazitätsniveau der

disponiblen Kraftwerke erreicht werden kann. Darüber hinaus ist die installierte Kapazität im jeweiligen Markt höher. Unterdessen werden die Anzahl der Preisspitzen sowie die durchschnittlichen Spotmarktpreise im Vergleich zu einem Energy-Only-Markt reduziert. Zugleich wird gezeigt, dass mit einem Kapazitätsmarkt nicht zwangsweise höhere Systemkosten einhergehen. D. h. Kapazitätsmärkte sind auch hinsichtlich Effizienz mit einem Energy-Only-Markt vergleichbar.

Nach den Ergebnissen dieser Arbeit hebt ein Energy-Only-Markt zusammen mit einer strategischen Reserve die *Adequacy Ratio* (und damit die Angemessenheit der Erzeugungskapazitäten) im Vergleich zu einem reinen Energy-Only-Markt an. Strategische Reserven sind jedoch ineffizienter als ein zentraler Kapazitätsmarkt. Dem Strommarkt wird Kapazität für die strategische Reserve entzogen, die nur notfalls eingesetzt werden darf. Dadurch steigen die Spotmarktpreise aufgrund der geringeren Kapazität und der höheren Knappheit im Markt. Alle fixen Kosten der Kraftwerke in der Reserve fallen dennoch an und müssen kompensiert werden. Alternativ kann Nachfrageflexibilisierung helfen, um die Angemessenheit der Stromerzeugungskapazitäten im Energy-Only-Markt (sowohl mit als auch ohne strategische Reserve) zu erhöhen.

Kapazitätsmärkte scheinen allerdings nicht ausreichend, um größere Kernkraftwerkskapazitäten anzureizen. Die Analyse der Zahlungsströme der Kernkraftwerke zeigt nur geringe Anteile durch Einnahmen über den Kapazitätsmarkt. Das bedeutet, dass in der durchgeführten Untersuchung, privatwirtschaftliche Investitionen keine wesentliche Rolle bei Investitionen in Kernkraftwerke spielen, unabhängig vom gewählten Marktdesign. D. h. die Wirtschaftlichkeit von Neuinvestitionen, vor dem Hintergrund der unterstellten Marktlage, ohne staatliche Unterstützung ist zu bezweifeln. Deshalb können andere Mechanismen notwendig sein, um die Ziele in Frankreich hinsichtlich der Gewährleistung der Angemessenheit der Stromerzeugungskapazitäten zusammen mit der Treibhausgasneutralität mithilfe von hohen Kernkraftwerkskapazitäten zu erreichen. Mit dem Ukrainekrieg im Jahr 2022 haben sich allerdings wesentliche Änderungen am Energiemarkt ergeben, sodass eine erneute Bewertung aller Untersuchungen anzuraten ist.

Grenzüberschreitende Effekte aus nationalen Anpassungen des Marktdesigns und abgesicherten Kraftwerksinvestitionen

Die Wahl des Marktdesigns hat nicht nur Einfluss auf den nationalen Strommarkt, sondern auch auf physikalisch und ökonomisch gekoppelte Strommärkte. Grundsätzlich wird in den vorgestellten Fallstudien dieser Dissertation gezeigt, dass Kapazitätsmechanismen zu grenzüberschreitenden Effekten führen können.

Grenzüberschreitende Effekte können sich auf Preise auswirken. Beispielweise können durch umfassende Kapazitätsmärkte Großhandelspreise auch in benachbarten Märkten sinken, da weniger oder sogar keine Knappheiten durch insgesamt höhere verfügbare Erzeugungskapazitäten auftreten. Dementsprechend werden Preisspitzen in den gekoppelten Märkten reduziert oder bleiben sogar ganz aus. Umgekehrt führt eine treibhausgasintensive Stromproduktion bei steigenden *EU Allowance*-Zertifikatspreisen zu höheren Großhandelsstrompreisen. Denn die variablen Kosten von fossil-befeuerten Kraftwerken beinhalten Kosten durch den notwendigen Erwerb von *EU Allowance*-Zertifikaten. Sind schließlich diese Kraftwerke preissetzend, steigen *ceteris paribus* die inframarginalen

Renten von treibhausgasneutralen Erzeugungstechnologien. Beispielsweise Wasser- und Kernkraftwerke im In- und Ausland (bei gekoppelten Märkten und ausreichenden Handelskapazitäten) können von den höheren Renten profitieren. Hingegen dämpfen hohe Kernkraftwerkskapazitäten die Großhandelspreise im lokalen Strommarkt, aber auch in gekoppelten Märkten.

Investitionen können von grenzüberschreitenden Effekten gleichermaßen betroffen sein. So kann die Nachbarschaft zu Strommärkten mit implementiertem Kapazitätsmechanismus zu geringeren Investitionen im nationalen Strommarkt führen. Beispielsweise zeigen die Ergebnisse geringere Investitionen in der Schweiz nach der Einführung von Kapazitätsmechanismen in Deutschland, Frankreich und Italien. Die Zahlungen durch die Kapazitätsmechanismen in diesen drei Ländern haben einen positiven Effekt sowohl auf die nationale Angemessenheit der Stromerzeugungskapazitäten, als auch auf die in benachbarten Märkten. Dadurch kann langfristig eine Abhängigkeit von benachbarten Strommärkten mit Kapazitätsmechanismen entstehen, die sich jedoch am untersuchten Beispiel der Schweiz (mit einem Energy-Only-Markt) vor allem auf die Strompreise beschränkt. Das liegt insbesondere an den hohen Kapazitäten der Schweizer Wasserkraft, die unabhängig von den Marktdesigns der umliegenden Strommärkte für eine ausreichende Angemessenheit der Stromerzeugungskapazitäten sorgt. Ein disponibler Kraftwerkszubau erfolgt demnach eher in Strommärkten mit Kapazitätsmechanismus. Der Strom wird bei ausreichenden grenzüberschreitenden Handelskapazitäten exportiert.

Höhere Handelskapazitäten zwischen Strommärkten sorgen für eine höhere Preiskonvergenz. Jedoch scheint der Einfluss eines einzelnen Marktes auf die Strompreise bei sehr hohen Handelskapazitäten zu anderen Marktgebieten langfristig zu sinken, was aus dem Ausbau der erneuerbaren Energien und der damit verbundenen lokalen Wettersituation resultiert. Folglich sinkt auch der Einfluss eines einzelnen Marktes auf die Konvergenz der Strompreise.

Grenzüberschreitende Effekte können aber auch in Form von Verschiebungen hinsichtlich der Austauschvolumen zwischen den Marktgebieten auftreten. Hohe Erzeugungsmengen der erneuerbaren Energien können hohe Stromexporte oder eine geringere Importabhängigkeit verursachen, worauf die Ergebnisse für Italien hindeuten. Darüber hinaus können fokussierte (bzw. staatlich abgesicherte) Investitionen in treibhausgasneutrale Erzeugungskapazitäten (hier am Beispiel der Kernkraft) zu einem Rückgang der Gesamtemissionen über alle Strommärkte führen.

Insgesamt zeigt diese Dissertation wichtige Herausforderungen des Strommarkts. Änderungen des Marktdesigns können diverse Auswirkungen auf die Stromgroßhandelspreise oder die Angemessenheit der Erzeugungskapazitäten im In- und Ausland hervorrufen. Es werden wesentliche Wechselwirkungen aus der Literatur in den Modellrechnungen verifiziert. Insbesondere wird zusammen mit der Weiterentwicklung des agentenbasierten Strommarkt-Simulationsmodells ein Beitrag zum Werkzeugkasten für die Energiesystemanalyse geleistet. Forschungsfragen und damit Wissenslücken können mithilfe des Modells geschlossen werden. Vor dem Hintergrund der europäischen Marktintegration, der steigenden Handelskapazitäten und des nachhaltigen Umbaus des Stromsystems von fossil-befeuerten Kraftwerken zu immer höheren Anteilen erneuerbarer Energien kann diese Arbeit einen Beitrag zum besseren Verständnis der auftretenden Herausforderungen sowie bestenfalls zum Gelingen der Energiewende leisten.

Literaturverzeichnis

- ACER (2020a). *Methodology for a co-optimised allocation process of cross-zonal capacity for the exchange of balancing capacity or sharing of reserves: in accordance with Article 40(1) of the Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing*. URL: https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Annexes%2520to%2520the%2520DECISION%2520OF%2520THE%2520AGENCY%2520FOR%2520THE%2520C11/ACER%2520Decision%2520on%2520CO%2520CZCA%2520-Annex%2520I.pdf.
- ACER (2020b). *Technical specifications for cross-border participation in capacity mechanisms: in accordance with Article 26(11) of Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity*. URL: https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%2036-2020_Annexes/ACER%20Decision%2036-2020%20on%20XBP%20CM%20-%20Annex%20I%20-%20technical%20specifications.pdf.
- ACER (2021). *ACER Decision on the determination of capacity calculation regions: Annex I: Determination of capacity calculation regions*. URL: <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/en/Electricity/MARKET-CODES/CAPACITY-ALLOCATION-AND-CONGESTION-MANAGEMENT/13%20CCR/Approved/Action%209b%20-%20ACER%20Decision%20CCR%20Annex%20I.pdf>.
- ACER (2022). *Security of EU electricity supply in 2021: Report on Member States approaches to assess and ensure adequacy*. URL: https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER_Security_of_EU_Electricity_Supply_2021.pdf.
- ACER und CEER (2022). *Market Monitoring Report 2020 – Electricity Wholesale Market Volume*. URL: https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Market%20Monitoring%20Report%202020%20%E2%80%93%20Electricity%20Wholesale%20Market%20Volume.pdf.
- All NEMO Committee (2020). *EUPHEMIA Public Description: Single Price Coupling Algorithm. Release: 12th October 2020*. URL: <https://www.nordpoolgroup.com/globalassets/download-center/single-day-ahead-coupling/euphemia-public-description.pdf>.
- All NEMO Committee (2021). *CACM Annual Report 2021*. URL: https://www.nemo-committee.eu/assets/files/nemo_CACM_Annual_Report_2021_220630-4e7321983974b812f28730a301c9f7d9.pdf.
- Amelin, M. (2009). “Comparison of Capacity Credit Calculation Methods for Conventional Power Plants and Wind Power”. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 24.2, S. 685–691. ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/TPWRS.2009.2016493.
- Anderson, D., H. Moggridge, P. Warren und J. Shucksmith (2015). “The impacts of ‘run-of-river’ hydropower on the physical and ecological condition of rivers”. In: *Water and Environment Journal* 29.2, S. 268–276. ISSN: 17476585. DOI: 10.1111/wej.12101.

- Arango-Aramburo, S. und E. R. Larsen (2011). "Cycles in deregulated electricity markets: Empirical evidence from two decades". In: *Energy Policy* 39.5, S. 2457–2466. DOI: 10.1016/j.enpol.2011.02.010.
- Autorité de Sûreté Nucléaire (2021). *ASN Report: on the state of nuclear safety and radiation protection in France in 2020*. URL: <https://www.french-nuclear-safety.fr/Information/Publications/ASN-s-annual-reports/ASN-Report-on-the-state-of-nuclear-safety-and-%20radiation-protection-in-France-in-2020>.
- Baldick, R. und W. W. Hogan (2001). *Capacity constrained supply function equilibrium models of electricity markets: Stability, non-decreasing constraints, and function space iterations*. University of California Energy Institute.
- Bazmi, A. A. und G. Zahedi (2011). "Sustainable energy systems: Role of optimization modeling techniques in power generation and supply—A review". In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15.8, S. 3480–3500. ISSN: 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2011.05.003.
- Besser, J. G., J. G. Farr und S. F. Tierney (2002). "The Political Economy of Long-Term Generation Adequacy: Why an ICAP Mechanism is Needed as Part of Standard Market Design". In: *The Electricity Journal* 15.7, S. 53–62. ISSN: 10406190. DOI: 10.1016/S1040-6190(02)00349-4.
- Beyond-Coal (2022). *Europe's coal exit: Overview of National Coal Phase-out Commitments*. URL: <https://beyond-coal.eu/europes-coal-exit/>.
- Bhagwat, P. C., K. K. Iychettira und L. J. de Vries (2014). "Cross-border effects of capacity mechanisms". In: *2014 11th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. IEEE, S. 1–5. ISBN: 978-1-4799-6095-8. DOI: 10.1109/EEM.2014.6861269.
- Bhagwat, P. C., J. C. Richstein, E. J. Chappin und L. J. de Vries (2016). "The effectiveness of a strategic reserve in the presence of a high portfolio share of renewable energy sources". In: *Utilities Policy* 39, S. 13–28. ISSN: 09571787. DOI: 10.1016/j.jup.2016.01.006.
- Bhagwat, P. C., J. C. Richstein, E. J. Chappin, K. K. Iychettira und L. J. de Vries (2017). "Cross-border effects of capacity mechanisms in interconnected power systems". In: *Utilities Policy* 46, S. 33–47. ISSN: 09571787. DOI: 10.1016/j.jup.2017.03.005.
- Bianco, V. und F. Scarpa (2018). "Impact of the phase out of French nuclear reactors on the Italian power sector". In: *Energy* 150, S. 722–734. ISSN: 03605442. DOI: 10.1016/j.energy.2018.03.017.
- Bishop, P., A. Hines und T. Collins (2007). "The current state of scenario development: an overview of techniques". In: *Foresight* 9.1, S. 5–25. ISSN: 1463-6689. DOI: 10.1108/14636680710727516.
- Bloomberg (2021). *The status of coal phase-outs in Europe: Coal Regions in Transition Virtual Week*. URL: https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/documents/2._felicia_aminoff_bnef.pdf.
- Boffa, F., V. Pingali und D. Vannoni (2010). "Increasing market interconnection: An analysis of the Italian electricity spot market". In: *International Journal of Industrial Organization* 28.3, S. 311–322. ISSN: 01677187. DOI: 10.1016/j.ijindorg.2009.10.003.
- Boiteux, M. (1960). "Peak-Load Pricing". In: *The Journal of Business* 33.2, S. 157–179. ISSN: 00219398. URL: <http://www.jstor.org/stable/2351015> (besucht am 01. 06. 2022).
- Brito-Pereira, P., P. Rodilla, P. Mastropietro und C. Batlle (2022). "Self-fulfilling or self-destroying prophecy? The relevance of de-rating factors in modern capacity mecha-

- nisms". In: *Applied Energy* 314, S. 118939. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2022.118939.
- Brunekreeft, G. und R. Meyer (2019). "Cross-Border Electricity Interconnectors in the EU: The Status Quo". In: *The European Dimension of Germany's Energy Transition*. Hrsg. von E. Gawel, S. Strunz, P. Lehmann und A. Purkus. Cham: Springer International Publishing, S. 433–451. ISBN: 978-3-030-03373-6. DOI: 10.1007/978-3-030-03374-3₂₄.
- Bruninx, K., D. Madzharov, E. Delarue und W. D'haeseleer (2013). "Impact of the German nuclear phase-out on Europe's electricity generation—A comprehensive study". In: *Energy Policy* 60, S. 251–261. DOI: 10.1016/j.enpol.2013.05.026.
- Bublitz, A. (2019). *Capacity remuneration mechanisms for electricity markets in transition*. DOI: 10.5445/IR/1000096476.
- Bublitz, A., D. Keles und W. Fichtner (2017). "An analysis of the decline of electricity spot prices in Europe: Who is to blame?" In: *Energy Policy* 107, S. 323–336. DOI: 10.1016/j.enpol.2017.04.034.
- Bublitz, A., D. Keles, F. Zimmermann, C. Fraunholz und W. Fichtner (2019). "A survey on electricity market design: Insights from theory and real-world implementations of capacity remuneration mechanisms". In: *Energy Economics* 80, S. 1059–1078. ISSN: 01409883. DOI: 10.1016/j.eneco.2019.01.030.
- Bublitz, A., L. Renz, D. Keles, M. Genoese und W. Fichtner (2015). "An assessment of the newly proposed strategic reserve in Germany". In: *2015 12th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. IEEE, S. 1–5. ISBN: 978-1-4673-6692-2. DOI: 10.1109/EEM.2015.7216660.
- Bucksteeg, M., S. Spiecker und C. Weber (2019). "Impact of Coordinated Capacity Mechanisms on the European Power Market". In: *The Energy Journal* 40.2. ISSN: 01956574. DOI: 10.5547/01956574.40.2.mbuc.
- Bundesamt für Energie (2018). *Electricity statistics: Füllungsgrad der Speicherseen, Wochenbericht Speicherinhalt*. URL: http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00541/00542/00630/index.html?lang=en&dossier_id=00766.
- Bundesamt für Energie (2021a). *Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2020*. URL: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/gesamtenergiestatistik.html/>.
- Bundesamt für Energie (2021b). *Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien 2020: Datentabellen*. URL: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/teilstatistiken.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRTaW4uY2gvZGUvcHVibGljYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvODc4Nw==.html>.
- Bundesamt für Energie (2021c). *Stromversorgungssicherheit Schweiz: Zusammenfassung der Studie "Analyse Stromzusammenarbeit Schweiz – EU"*. URL: <https://www.newsd.admin.ch/newsd/message/attachments/68527.pdf>.
- Bundesamt für Energie (2022a). *Elektrizitätsproduktion der Schweiz: Wasserkraft nach Kraftwerkstyp*. URL: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/elektrizitaetsstatistik.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRTaW4uY2gvZGUvcHVibGljYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvNTYzNA==.html>.
- Bundesamt für Energie (2022b). *Gesamte Erzeugung und Abgabe elektrischer Energie in der Schweiz*. URL: <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/suche?keywords=390>.

- Bundesamt für Energie (2022c). *Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz*. URL: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/teilstatistiken.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWWRtaW4uY2gvZGUvcHVibGljYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvMTA4OTQ=.html>.
- Bundeskartellamt (2011). *Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel (B10-9/09): Abschlussbericht gemäß § 32e GWB – Januar 2011*. URL: <https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Sektoruntersuchungen/Sektoruntersuchung%20Stromerzeugung%20Stromgrosshandel%20-%20Abschlussbericht.pdf>.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2022). *Kabinett stärkt Vorsorge für den kommenden Winter: Marktrückkehr von Braunkohlekraftwerken startet wie geplant zum 1. Oktober 2022 - Netzreserve wird bis zum 31. März 2024 verlängert*. URL: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/09/20220928-kabinett-staerkt-vorsorge-fuer-den-kommenden-winter.html>.
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (2014). *Kraftwerksliste*. Berlin. URL: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html.
- CEER (2008). *4th Benchmarking report on Quality of electricity Supply 2008*. URL: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/47fcb1ce-ace3-d8a2-3a0e-0bcd8a726bc7>.
- CEER (2014). *Assessment of electricity generation adequacy in European countries: Ref: C13-ESS-32-03*. URL: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/a9517a5f-5a98-2974-dd61-e085c7971b53>.
- Cepeda, M. und D. Finon (2011). “Generation capacity adequacy in interdependent electricity markets”. In: *Energy Policy* 39.6, S. 3128–3143. DOI: 10.1016/j.enpol.2011.02.063.
- Chao, H.-P., S. S. Oren und R. Wilson (2008). “Reevaluation of Vertical Integration and Unbundling in Restructured Electricity Markets”. In: *Competitive Electricity Markets*. Elsevier, S. 27–64. ISBN: 9780080471723. DOI: 10.1016/B978-008047172-3.50005-2.
- CIGRE (1987). *Power system reliability analysis. Application guide, Part I, WG 38.03*.
- Cramton, P. und A. Ockenfels (2012). “Economics and Design of Capacity Markets for the Power Sector”. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 36.2, S. 113–134. ISSN: 0343-5377. DOI: 10.1007/s12398-012-0084-2.
- Cramton, P., A. Ockenfels und S. E. Stoft (2013). “Capacity Market Fundamentals”. In: *Economics of Energy & Environmental Policy* 2.2. ISSN: 21605882. DOI: 10.5547/2160-5890.2.2.2.
- Cramton, P. und S. E. Stoft (2005). “A Capacity Market that Makes Sense”. In: *The Electricity Journal* 18.7, S. 43–54. ISSN: 10406190. DOI: 10.1016/j.tej.2005.07.003.
- Cramton, P. und S. E. Stoft (2008). “Forward reliability markets: Less risk, less market power, more efficiency”. In: *Utilities Policy* 16.3, S. 194–201. ISSN: 09571787. DOI: 10.1016/j.jup.2008.01.007.
- De Frutos Cachorro, J., G. Willeghems und J. Buysse (2019). “Strategic investment decisions under the nuclear power debate in Belgium”. In: *Resource and Energy Economics* 57, S. 156–184. ISSN: 09287655. DOI: 10.1016/j.reseneeco.2019.04.006.
- Dehler-Holland, J., F. Zimmermann, D. Keles und W. Fichtner (2016). “Der Einfluss der Nachbarländer auf den Schweizer Strommarkt”. In: *Proceedings des 14. Symposium Energieinnovationen, 10.02. - 12.02.2016, Graz, Austria*. DOI: 10.5445/IR/1000052978.

- Deissenroth, M., M. Klein, K. Nienhaus und M. Reeg (2017). "Assessing the Plurality of Actors and Policy Interactions: Agent-Based Modelling of Renewable Energy Market Integration". In: *Complexity* 2017, S. 1–24. ISSN: 1076-2787. DOI: 10.1155/2017/7494313.
- De Jonghe, C., L. Meeus und R. Belmans (2008). "Power exchange price volatility analysis after one year of Trilateral Market Coupling". In: *2008 5th International Conference on the European Electricity Market (EEM)*. IEEE, S. 1–6. ISBN: 978-1-4244-1743-8. DOI: 10.1109/EEM.2008.4579023.
- dena (2014). *dena-Studie Systemdienstleistungen 2030: Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien*. URL: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9094_dena-Studie_Systemdienstleistungen_2030.pdf.
- Deutscher Bundestag (2005). *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung: EnWG*.
- Deutscher Bundestag (2021). *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz): EEG*.
- Deutscher Bundestag (2022). *Bundestag beschließt AKW-Laufzeitverlängerung bis Mitte April 2023*. URL: <https://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2022/kw45-de-atomgesetz-freitag-917474>.
- De Vries, L. J. (2004). *Securing the public interest in electricity generation markets: The myths of the invisible hand and the copper plate: Zugl.: Delft, Technische Univ., Diss., 2004*. ISBN: 90-5638-123-7.
- De Vries, L. J. und R. A. Hakvoort (2002). "An Economic Assessment of Congestion Management Methods for Electricity Transmission Networks". In: *Competition and Regulation in Network Industries* 3.4, S. 425–466. ISSN: 1783-5917. DOI: 10.1177/178359170200300403.
- De Vries, L. J. und R. A. Hakvoort (2004). "The Question of Generation Adequacy in Liberalised Electricity Markets". In: *SSRN Electronic Journal*. DOI: 10.2139/ssrn.600503.
- De Vries, L. J. und P. Heijnen (2008). "The impact of electricity market design upon investment under uncertainty: The effectiveness of capacity mechanisms". In: *Utilities Policy* 16.3, S. 215–227. ISSN: 09571787. DOI: 10.1016/j.jup.2007.12.002.
- Dieckmann, B. (2008). "Engpassmanagement im Europäischen Strommarkt". Münster (Westfalen), Univ., Diss., 2008.
- Doorman, G. L., J. Barquin, L. A. Barroso, C. Batlle, A. Cruickshank, C. Dervieux, R. Flanagan, J. Gilmore, J. Greenhalg, H. Höschle, P. Mastropietro, A. Keech, M. Krupa, J. Riesz, B. LaRose, S. Schwenen, G. Thorpe, K. de Vos, L. J. de Vries und J. Wright (2016). *Capacity mechanisms: Needs, solutions and state of affairs*. Paris: CIGRÉ. ISBN: 2858733503.
- Elberg, C. (2014). *Cross-border effects of capacity mechanisms in electricity markets*. URL: <http://hdl.handle.net/10419/103414>.
- Ellerman, A. D., F. J. Convery und C. de Perthuis (2010). *Pricing carbon: The European Union emissions trading scheme*. 1. publ. Cambridge, Mass.: Cambridge University Press. ISBN: 9780521196475. DOI: 10.1017/CBO9781139042765.
- Ensslen, A., P. Ringler, L. Dörr, P. Jochem, F. Zimmermann und W. Fichtner (2018). "Incentivizing smart charging: Modeling charging tariffs for electric vehicles in German and French electricity markets". In: *Energy Research & Social Science* 42, S. 112–126. ISSN: 22146296. DOI: 10.1016/j.erss.2018.02.013.
- Erdmann, G. und P. Zweifel (2010). *Energieökonomik: Theorie und Anwendungen*. 2. Aufl. Heidelberg [u. a.]: Springer. ISBN: 978-3-642-12777-9.

- Europäische Kommission (2011). *Impact Assessment – Energy Roadmap 2050*. Brussels.
- Europäische Kommission (2013). *Verordnung (EU) Nr. 543/2013 über die Übermittlung und die Veröffentlichung von Daten in Strommärkten und zur Änderung des Anhangs I der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates*. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32013R0543&from=EN>.
- Europäische Kommission (2014). *Identification of appropriate generation and system adequacy standards for the internal electricity market: Final report*. Luxembourg: Publications Office of the European Union. ISBN: 978-92-79-45126-3. URL: https://energy.ec.europa.eu/system/files/2016-07/Generation%2520adequacy%2520Final%2520Report_for%2520publication_0.pdf.
- Europäische Kommission (2015a). *EU ETS Handbook*. URL: https://ec.europa.eu/clima/system/files/2017-03/ets_handbook_en.pdf.
- Europäische Kommission (2015b). *Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement: VERORDNUNG (EU) 2015/1222*. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:02015R1222-20210315>.
- Europäische Kommission (2016a). *Commission Staff Working Document on the Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms: SWD(2016) 385 final*. Brussels. URL: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/swd_2016_385_f1_other_staff_working_paper_en_v3_p1_870001.pdf.
- Europäische Kommission (2016b). *EU reference scenario 2016: Energy, transport and GHG emissions: trends to 2050*. Luxembourg: Publications Office of the European Union. ISBN: 978-92-79-52373-1.
- Europäische Kommission (2016c). *State aid: Commission approves revised French market-wide capacity mechanism*. Brussels. URL: http://europa.eu/rapid/press-release_IP-16-3620_en.htm.
- Europäische Kommission (2017). *Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017: zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem*. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32017R2195>.
- Europäische Kommission (2019). *Der europäische Grüne Deal: COM(2019) 640 final*. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM:2019:640:FIN>.
- Europäische Kommission (2020). *Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council establishing the framework for achieving climate neutrality and amending Regulation (EU) 2018/1999 (European Climate Law): REGULATION 2020/0036(COD)*. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:52020PC0080>.
- Europäische Kommission (2021). *Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement: VERORDNUNG (EU) 2015/1222*. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:02015R1222-20210315>.
- Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union (1996). *Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt: RICHTLINIE 96/92/EG*. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:31996L0092>.

- Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union (1998). *Richtlinie 98/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Juni 1998 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt: RICHTLINIE 98/30/EG*. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=uriserv:OJ.L_.1998.204.01.0001.01.DEU.
- Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union (2019a). *Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU: RICHTLINIE (EU) 2019/944*. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944&qid=1653911601239&from=EN>.
- Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union (2019b). *Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt: VERORDNUNG (EU) 2019/943*. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:02019R0943-20220623>.
- European Energy Exchange (2022). www.eex.com.
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (1999). *Evaluation of congestion management methods for cross-border transmission*. Florence Regulators Meeting. URL: [https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/ntc/archive/Evaluation_of_congestion_management_methods_for_cross-border_transmission_\(Florence\).pdf](https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/ntc/archive/Evaluation_of_congestion_management_methods_for_cross-border_transmission_(Florence).pdf).
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (2000). *Net Transfer Capacities (NTC) and Available Transfer Capacities (ATC) in the Internal Market of Electricity in Europe (IEM): Information for User*. URL: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/ntc/entsoe_NTCUsersInformation.pdf.
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (2013). *Network Code on Operational Security*. URL: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/resources/OS_NC/130227-AS-NC_OS_final_.pdf.
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (2015). *Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects: FINAL- Approved by the European Commission*. URL: <https://docstore.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/TYNDP/ENTSO-E%20cost%20benefit%20analysis%20approved%20by%20the%20European%20Commission%20on%204%20February%202015.pdf>.
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (2016). *Detailed Data Descriptions: Version 2, Release 5*. URL: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/resources/Transparency/02_MoP%20Ref02%20-%20DDD_V2R5.pdf.
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (2018). *Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2018*. URL: <https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/Scenarios%20Data%20Sets/Input%20Data.xlsx>.
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (2019). *Hydropower modelling: New database complementing PECD*. URL: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/sdc-documents/MAF/2020/Hydropower_Modelling_New_database_and_methodology_V1_0.pdf.
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (2020a). *Cross-border participation in capacity mechanisms: Proposed methodologies, common rules and terms of reference in accordance with Article 26 of the Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity (recast)*.

- URL: https://consultations.entsoe.eu/markets/proposal-for-cross-border-participation-in-capacit/supporting_documents/ENTSOE%20Proposal%20for%20crossborder%20participation%20in%20capacity%20mechanisms%20%20for%20public%20consultation.pdf.
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (2020b). *Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2020*. URL: <https://www.entsoe-tyndp2020-scenarios.eu/wp-content/uploads/2020/06/TYNDP-2020-Scenario-Datafile.xlsx.zip>.
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (2021a). *European Resource Adequacy Assessment (EERA) 2021 Edition*. URL: https://eepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/sdc-documents/ERAA/ERAA_2021_Executive%20Report.pdf.
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (2021b). *European Resource Adequacy Assessment (EERA) 2021 Edition: Annex 3: Methodology*. URL: https://eepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/sdc-documents/ERAA/ERAA_2021_Annex_3_Methodology.pdf.
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (2021c). *European Resource Adequacy Assessment (EERA) 2021: Climate Data*. URL: <https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/sdc-documents/ERAA/Climate%20Data.7z>.
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (2022a). *Balancing report 2022*. URL: https://ee-public-nc-downloads.azureedge.net/strapi-test-assets/strapi-assets/2022_ENTSO_E_Balancing_Report_Web_2bddb9ad4f.pdf.
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (2022b). *Go-Live of PICASSO and MARI platforms that complete the ambitious Electricity Balancing Regulation target implementation*. URL: <https://www.entsoe.eu/news/2022/12/02/go-live-of-picasso-and-mari-platforms-that-complete-the-ambitious-electricity-balancing-regulation-target-implementation/>.
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (2022c). *Market report: 2021*. URL: https://ee-public-nc-downloads.azureedge.net/strapi-test-assets/strapi-assets/ENTSO_E_Market_report_2021_2e499deda8.pdf.
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (2022d). *SDAC COMMUNICATION NOTE: Harmonised maximum clearing price for SDAC to be set to +4,000 EUR/MWh from 10th May*. URL: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Network%20codes%20documents/NC%20CACM/SDAC%202022/SDAC_Comm_Note_HMMP_-_4000_clean.pdf.
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (2022e). *Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2022: Update April 2022*. URL: https://2022.entsoe-tyndp-scenarios.eu/wp-content/uploads/2022/04/220310_Updated_Electricity_Modelling_Results.xlsx.
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (2022f). *Transparency Platform*. URL: <https://transparency.entsoe.eu/>.
- European Power Exchange (2020). *Market data*. URL: <https://www.epexspot.com/>.
- European Power Exchange (2022). *Trading at EPEX SPOT*. URL: https://www.epexspot.com/sites/default/files/download_center_files/21-03-09_Trading%20Brochure.pdf.

- Eurostat (2022a). *Stromerzeugungskapazität von erneuerbaren Energien und Abfällen [nrg_inf_epcrw]*. URL: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_INF_EPCRW__custom_2616194/default/table?lang=en.
- Eurostat (2022b). *Versorgung, Umwandlung und Verbrauch von Elektrizität [NRG_CB_E]*. URL: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_CB_E__custom_2622589/default/table?lang=en.
- Finck, R. (2021). “Impact of Flow Based Market Coupling on the European Electricity Markets”. In: *Sustainability Management Forum | NachhaltigkeitsManagementForum* 29.2, S. 173–186. ISSN: 2522-5987. DOI: 10.1007/s00550-021-00520-w.
- Finck, R., A. Ardone und W. Fichtner (2018). “Impact of Flow-Based Market Coupling on Generator Dispatch in CEE Region”. In: *2018 15th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. IEEE, S. 1–5. ISBN: 978-1-5386-1488-4. DOI: 10.1109/EEM.2018.8469927.
- Finon, D. (2018). *Capacity Mechanisms and Cross-Border Participation: The EU Wide Approach in Question*. URL: <https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-01687454>.
- Flach, B. C., L. A. Barroso und M. V. F. Pereira (2010). “Long-term optimal allocation of hydro generation for a price-maker company in a competitive market: latest developments and a stochastic dual dynamic programming approach”. In: *IET Generation, Transmission & Distribution* 4.2, S. 299. ISSN: 17518687. DOI: 10.1049/iet-gtd.2009.0107.
- Foley, A. M., B. P. Ó Gallachóir, J. Hur, R. Baldick und E. J. McKeogh (2010). “A strategic review of electricity systems models”. In: *Energy* 35.12, S. 4522–4530. ISSN: 03605442. DOI: 10.1016/j.energy.2010.03.057.
- Ford, A. (2002). “Boom and Bust in Power Plant Construction: Lessons from the California Electricity Crisis”. In: *Journal of Industry, Competition and Trade* 2.1/2, S. 59–74. ISSN: 15661679. DOI: 10.1023/A:1020826920972.
- Fraunholz, C. (2021). *Market Design for the Transition to Renewable Electricity Systems*. DOI: 10.5445/IR/1000133282.
- Fraunholz, C., D. Keles und W. Fichtner (2019). “Agent-Based Generation and Storage Expansion Planning in Interconnected Electricity Markets”. In: *2019 16th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. IEEE, S. 1–6. ISBN: 978-1-7281-1257-2. DOI: 10.1109/EEM.2019.8916348.
- Fraunholz, C., D. Keles und W. Fichtner (2021). “On the role of electricity storage in capacity remuneration mechanisms”. In: *Energy Policy* 149, S. 112014. DOI: 10.1016/j.enpol.2020.112014.
- Fraunholz, C., E. Kraft, D. Keles und W. Fichtner (2021). “Advanced price forecasting in agent-based electricity market simulation”. In: *Applied Energy* 290, S. 116688. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2021.116688.
- Fraunholz, C., K. K. Miskiw, E. Kraft, W. Fichtner und C. Weber (2023). “On the Role of Risk Aversion and Market Design in Capacity Expansion Planning”. In: *The Energy Journal* 44.3. ISSN: 01956574. DOI: 10.5547/01956574.44.2.cfra.
- Fraunholz, C., F. Zimmermann, D. Keles und W. Fichtner (2017). “Price-based versus load-smoothing pumped storage operation: Long-term impacts on generation adequacy”. In: *2017 14th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. IEEE, S. 1–6. ISBN: 978-1-5090-5499-2. DOI: 10.1109/EEM.2017.7981921.

- Frontier Economics (2021). *Analyse Stromzusammenarbeit CH–EU: Schlussbericht*. URL: <https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/68913.pdf>.
- Garcia-Villalobos, J., I. Zamora, J. I. San Martin, F. J. Asensio und V. Aperribay (2014). “Plug-in electric vehicles in electric distribution networks: A review of smart charging approaches”. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 38, S. 717–731. ISSN: 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2014.07.040.
- Genoese, M. (2010). *Energiewirtschaftliche Analysen des deutschen Strommarkts mit agentenbasierter Simulation: Zugl.: Karlsruhe, Univ., Diss., 2010*. 1. Aufl. Baden-Baden: Nomos Verlag. ISBN: 978-3-8329-6016-2.
- Genoese, M., F. Genoese, D. Möst und W. Fichtner (2010). “Price spreads in electricity markets - what are the fundamental drivers?” In: *2010 7th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. ISBN: 978-1-4244-6838-6. DOI: 10.1109/EEM.2010.5558727.
- Gils, H. C. (2014). “Assessment of the theoretical demand response potential in Europe”. In: *Energy* 67, S. 1–18. ISSN: 03605442. DOI: 10.1016/j.energy.2014.02.019.
- Gómez, P. M. (2016). “Benefits of Market Coupling in Terms of Social Welfare”. In: *Regulation and Investments in Energy Markets*. Elsevier, S. 185–198. ISBN: 9780128044360. DOI: 10.1016/B978-0-12-804436-0.00010-2.
- Gore, O., E. Vanadzina und S. Viljainen (2016). “Linking the energy-only market and the energy-plus-capacity market”. In: *Utilities Policy* 38, S. 52–61. ISSN: 09571787. DOI: 10.1016/j.jup.2015.12.002.
- Grimm, V., A. Martin, C. Sölch, M. Weibelzahl und G. Zöttl (2022). “Market-Based Redispatch May Result in Inefficient Dispatch”. In: *The Energy Journal* 43.01. ISSN: 01956574. DOI: 10.5547/01956574.43.5.csol.
- Grimm, V., A. Ockenfels und G. Zöttl (2008). “Ein Vergleich ausgewählter europäischer Strombörsen”. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 32.3, S. 162–170. ISSN: 0343-5377. DOI: 10.1007/s12398-008-0021-6.
- Grimm, V. und G. Zöttl (2008). *Production under uncertainty: a characterization of welfare enhancing and optimal price caps*. Nürnberg. URL: <http://hdl.handle.net/10419/29551>.
- Hakvoort, R. A., D. Harris, J. Meeuwssen und S. Hesmondhalgh (2009). *A system for congestion management in the Netherlands: Assessment of the options*. Zwolle, Niederlande. URL: https://www.eumonitor.nl/9353000/1/j4nvgs5kjpg27kof_j9vvik7m1c3gyxp/via97p8d12yl/f=/blg21891.pdf.
- Hansjürgens, B. (2009). *Emissions Trading for Climate Policy*. Cambridge University Press. ISBN: 9780521848725. DOI: 10.1017/CBO9780511493485.
- Harang, I., F. Heymann und L. P. Stoop (2020). “Incorporating climate change effects into the European power system adequacy assessment using a post-processing method”. In: *Sustainable Energy, Grids and Networks* 24, S. 100403. ISSN: 23524677. DOI: 10.1016/j.segan.2020.100403.
- Hary, N., V. Rious und M. Sagan (2016). “The electricity generation adequacy problem: Assessing dynamic effects of capacity remuneration mechanisms”. In: *Energy Policy* 91, S. 113–127. DOI: 10.1016/j.enpol.2015.12.037.
- Hasani-Marzooni, M. und S. H. Hosseini (2011). “Dynamic model for market-based capacity investment decision considering stochastic characteristic of wind power”. In: *Renewable Energy* 36.8, S. 2205–2219. ISSN: 09601481. DOI: 10.1016/j.renene.2011.01.018.

- Hawker, G., K. Bell und S. Gill (2017). "Electricity security in the European Union—The conflict between national Capacity Mechanisms and the Single Market". In: *Energy Research & Social Science* 24, S. 51–58. ISSN: 22146296. DOI: 10.1016/j.erss.2016.12.009.
- Hickey, C., D. W. Bunn, P. Deane, C. McInerney und B. P. Ó Gallachóir (2021). "The Variation in Capacity Remunerations Requirements in European Electricity Markets". In: *The Energy Journal* 42.2. ISSN: 01956574. DOI: 10.5547/01956574.42.2.chic.
- Hirth, L., J. Mühlentpfordt und M. Bulkeley (2018). "The ENTSO-E Transparency Platform – A review of Europe's most ambitious electricity data platform". In: *Applied Energy* 225, S. 1054–1067. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2018.04.048.
- Hirth, L. und I. Schlecht (2018). "Market-Based Redispatch in Zonal Electricity Markets". In: *SSRN Electronic Journal*. DOI: 10.2139/ssrn.3286798.
- Hirth, L. und I. Schlecht (2020). *Market-Based Redispatch in Zonal Electricity Markets: The Preconditions for and Consequence of Inc-Dec Gaming*. Kiel, Hamburg. URL: <http://hdl.handle.net/10419/222925>.
- Hobbs, B. F., U. Helman und J.-S. Pang (2001). "Equilibrium market power modeling for large scale power systems". In: *2001 Power Engineering Society Summer Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.01CH37262)*. IEEE, 558–563 vol.1. ISBN: 0-7803-7173-9. DOI: 10.1109/PSS.2001.970095.
- Hobbs, B. F., M.-C. Hu, J. G. Inon, S. E. Stoff und M. P. Bhavaraju (2007). "A Dynamic Analysis of a Demand Curve-Based Capacity Market Proposal: The PJM Reliability Pricing Model". In: *IEEE Transactions on Power Systems* 22.1, S. 3–14. ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/TPWRS.2006.887954.
- Hogan, M. (2017). "Follow the missing money: Ensuring reliability at least cost to consumers in the transition to a low-carbon power system". In: *The Electricity Journal* 30.1, S. 55–61. ISSN: 10406190. DOI: 10.1016/j.tej.2016.12.006.
- Hogan, W. W. (2005). *On an 'energy only' market design for resource adequacy*. Cambridge, Massachusetts.
- International Energy Agency (2021). *World Energy Outlook 2021*. OECD. ISBN: 9789264654600. DOI: 10.1787/14fcb638-en.
- ISO New England Inc. (2009). *Review of the Forward Capacity Market Auction Results and Design Elements*. URL: http://www.iso-ne.com/markets/mktmonmit/rpts/other/fcm_report_final.pdf.
- Joskow, P. L. (2008). "Capacity payments in imperfect electricity markets: Need and design". In: *Utilities Policy* 16.3, S. 159–170. ISSN: 09571787. DOI: 10.1016/j.jup.2007.10.003.
- Joskow, P. L. (2022). "From hierarchies to markets and partially back again in electricity: responding to decarbonization and security of supply goals". In: *Journal of Institutional Economics* 18.2, S. 313–329. ISSN: 1744-1374. DOI: 10.1017/S1744137421000400.
- Joskow, P. L. und J. Tirole (2007). "Reliability and competitive electricity markets". In: *The Rand Journal of Economics* 38.1, S. 60–84. DOI: 10.1111/j.1756-2171.2007.tb00044.x.
- Kan, X., F. Hedenus und L. Reichenberg (2020). "The cost of a future low-carbon electricity system without nuclear power – the case of Sweden". In: *Energy* 195, S. 117015. ISSN: 03605442. DOI: 10.1016/j.energy.2020.117015.
- Keles, D., A. Bublitz, F. Zimmermann, M. Genoese und W. Fichtner (2016). "Analysis of design options for the electricity market: The German case". In: *Applied Energy* 183, S. 884–901. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.08.189.

- Keles, D., J. Dehler-Holland, M. Densing, E. Panos und F. Hack (2020). “Cross-border effects in interconnected electricity markets - an analysis of the Swiss electricity prices”. In: *Energy Economics* 90, S. 104802. ISSN: 01409883. DOI: 10.1016/j.eneco.2020.104802.
- Kepler, J. H. (2017). “Rationales for capacity remuneration mechanisms: Security of supply externalities and asymmetric investment incentives”. In: *Energy Policy* 105, S. 562–570. DOI: 10.1016/j.enpol.2016.10.008.
- Kloubert, M.-L. (2020). “Assessment of generation adequacy by modeling a joint probability distribution model”. In: *Electric Power Systems Research* 189, S. 106803. ISSN: 03787796. DOI: 10.1016/j.epsr.2020.106803.
- Knops, H. P., L. J. de Vries und R. A. Hakvoort (2001). “Congestion Management in the European Electricity System: An Evaluation of the Alternatives”. In: *Competition and Regulation in Network Industries* 2.3, S. 311–351. ISSN: 1783-5917. DOI: 10.1177/178359170100200302.
- Koltsaklis, N. E. und A. S. Dagoumas (2018). “State-of-the-art generation expansion planning: A review”. In: *Applied Energy* 230, S. 563–589. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2018.08.087.
- Kraft, E. (2017). *Analysis and Modelling of the French Capacity Mechanism*. Wiesbaden: Springer Fachmedien. ISBN: 978-3-658-20092-3. DOI: 10.1007/978-3-658-20093-0.
- Kraft, E. (2022). *Decision-making under uncertainty in short-term electricity markets*. DOI: 10.5445/IR/1000145121.
- Kumar, S., D. Hladik, D. Schönheit und D. Möst (2019). “Kurzfristige Entwicklung der Versorgungssicherheit im Kontext des Kohleausstiegs”. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 69.7/8, S. 32–36.
- Kwoka, J. und K. Madjarov (2007). “Making Markets Work: The Special Case of Electricity”. In: *The Electricity Journal* 20.9, S. 24–36. ISSN: 10406190. DOI: 10.1016/j.tej.2007.10.008.
- Lambin, X. und T.-O. Léautier (2019). “Cross-border Effects of Capacity Remuneration Schemes in Interconnected Markets: Who is Free-riding?” In: *The Energy Journal* 40.01. ISSN: 01956574. DOI: 10.5547/01956574.40.6.xlam.
- Lorenczik, S. (2017). *Essays on market design and strategic behaviour in energy markets*. URL: <http://kups.ub.uni-koeln.de/id/eprint/7896>.
- Lorenczik, S. (2019). “Interaction effects of market failure and CRMs in interconnected electricity markets”. In: *Energy Policy* 135, S. 110961. DOI: 10.1016/j.enpol.2019.110961.
- Lynch, M. Á. und M. T. Devine (2017). “Investment vs. Refurbishment: Examining Capacity Payment Mechanisms Using Stochastic Mixed Complementarity Problems”. In: *The Energy Journal* 38.2. ISSN: 01956574. DOI: 10.5547/01956574.38.2.mlyn.
- Mastropietro, P., P. Rodilla und C. Batlle (2015). “National capacity mechanisms in the European internal energy market: Opening the doors to neighbours”. In: *Energy Policy* 82, S. 38–47. DOI: 10.1016/j.enpol.2015.03.004.
- Meeus, L., K. Purchala und R. Belmans (2005). “Development of the Internal Electricity Market in Europe”. In: *The Electricity Journal* 18.6, S. 25–35. ISSN: 10406190. DOI: 10.1016/j.tej.2005.06.008.
- Meeus, L., L. Vandezande, S. Cole und R. Belmans (2009). “Market coupling and the importance of price coordination between power exchanges”. In: *Energy* 34.3, S. 228–234. ISSN: 03605442. DOI: 10.1016/j.energy.2008.04.013.

- Meyer, R. und O. Gore (2015). "Cross-border effects of capacity mechanisms: Do uncoordinated market design changes contradict the goals of the European market integration?" In: *Energy Economics* 51, S. 9–20. ISSN: 01409883. DOI: 10.1016/j.eneco.2015.06.011.
- Milligan, M. R. (2000). "Modelling utility-scale wind power plants. Part 2: Capacity credit". In: *Wind Energy* 3.4, S. 167–206. ISSN: 1095-4244. DOI: 10.1002/we.36.
- Misconel, S., R. Leisen, J. Mikurda, F. Zimmermann, C. Fraunholz, W. Fichtner, D. Möst und C. Weber (2022). "Systematic comparison of high-resolution electricity system modeling approaches focusing on investment, dispatch and generation adequacy". In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 153, S. 111785. ISSN: 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2021.111785.
- Möst, D., Hrsg. (2009). *Energiesystemanalyse: Tagungsband des Workshops "Energiesystemanalyse" vom 27. November 2008 am KIT Zentrum Energie, Karlsruhe*. Karlsruhe: Universitätsverlag. ISBN: 978-3-86644-389-1.
- Möst, D. und D. Keles (2010). "A survey of stochastic modelling approaches for liberalised electricity markets". In: *European Journal of Operational Research* 207.2, S. 543–556. ISSN: 03772217. DOI: 10.1016/j.ejor.2009.11.007.
- Müsgens, F., A. Ockenfels und M. Peek (2014). "Economics and design of balancing power markets in Germany". In: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 55, S. 392–401. ISSN: 01420615. DOI: 10.1016/j.ijepes.2013.09.020.
- NERC (2018). *Probabilistic Adequacy and Measures Report*. URL: <https://www.nerc.com/comm/PC/Probabilistic%20Assessment%20Working%20Group%20PAWG%20%20Relat/Probabilistic%20Adequacy%20and%20Measures%20Report.pdf>.
- Netztransparenz.de (2018). *Bericht der deutschen Übertragungs-netzbetreiber zur Leistungsbilanz 2016-2020: Stand 31.10.2017*. URL: https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Ver%C3%B6ffentlichungen/Bericht_zur_Leistungsbilanz_2017.pdf.
- Neuhoff, K. und L. J. de Vries (2004). "Insufficient incentives for investment in electricity generations". In: *Utilities Policy* 12.4, S. 253–267. ISSN: 09571787. DOI: 10.1016/j.jup.2004.06.002.
- Neuhoff, K., J. Diekmann, F. Kunz, S. Rüster, W.-P. Schill und S. Schwenen (2016). "A coordinated strategic reserve to safeguard the European energy transition". In: *Utilities Policy* 41, S. 252–263. ISSN: 09571787. DOI: 10.1016/j.jup.2016.02.002.
- Newbery, D. M. (2016). "Missing money and missing markets: Reliability, capacity auctions and interconnectors". In: *Energy Policy* 94, S. 401–410. DOI: 10.1016/j.enpol.2015.10.028.
- Nuclear Energy Agency (2012). *Nuclear energy and renewables: System effects in low-carbon electricity systems*. Paris: OECD. ISBN: 978-92-64-18851-8. URL: https://www.oecd-neo.org/jcms/pl_14754.
- Ochoa, C. und O. Gore (2015). "The Finnish power market: Are imports from Russia low-cost?" In: *Energy Policy* 80, S. 122–132. DOI: 10.1016/j.enpol.2015.01.031.
- Ochoa, C. und A. van Ackere (2015a). "Does size matter? Simulating electricity market coupling between Colombia and Ecuador". In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 50, S. 1108–1124. ISSN: 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2015.05.054.
- Ochoa, C. und A. van Ackere (2015b). "Winners and losers of market coupling". In: *Energy* 80, S. 522–534. ISSN: 03605442. DOI: 10.1016/j.energy.2014.11.088.
- Ockenfels, A., V. Grimm und G. Zöttl (2008). *Strommarktdesign: Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX: Gutachten im Auftrag*

- der European Energy Exchange AG zur Vorlage an die Sächsische Börsenaufsicht*. URL: https://ockenfels.uni-koeln.de/fileadmin/wiso_fak/stawi-ockenfels/pdf/ForschungPublikationen/Gutachten_EEX_Ockenfels.pdf.
- Ocker, F. M. (2018). *Balancing Power Auctions - Theoretical and Empirical Analyses*. DOI: 10.5445/IR/1000084832.
- Olsina, F., R. Pringles, C. Larisson und F. Garcés (2014). "Reliability payments to generation capacity in electricity markets". In: *Energy Policy* 73, S. 211–224. DOI: 10.1016/j.enpol.2014.05.014.
- Oren, S. S. (2000). "Capacity Payments and Supply Adequacy in Competitive Electricity Markets". In: *VII Symposium Of Specialists In Electric Operational And Expansion Planning*.
- Oren, S. S. (2005). "Ensuring Generation Adequacy in Competitive Electricity Markets". In: *Electricity Deregulation*. Hrsg. von J. M. Griffin und S. L. Puller. University of Chicago Press, S. 388–413. DOI: 10.7208/chicago/9780226308586.003.0011.
- Osorio, S. und A. van Ackere (2016). "From nuclear phase-out to renewable energies in the Swiss electricity market". In: *Energy Policy* 93, S. 8–22. DOI: 10.1016/j.enpol.2016.02.043.
- Petit, M., D. Finon und T. Janssen (2017). "Capacity adequacy in power markets facing energy transition: A comparison of scarcity pricing and capacity mechanism". In: *Energy Policy* 103, S. 30–46. DOI: 10.1016/j.enpol.2016.12.032.
- Pfenninger, S., A. Hawkes und J. Keirstead (2014). "Energy systems modeling for twenty-first century energy challenges". In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 33, S. 74–86. ISSN: 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2014.02.003.
- Phelps, R., C. Chan und S. Kapsalis (2001). "Does scenario planning affect performance? Two exploratory studies". In: *Journal of Business Research* 51.3, S. 223–232. ISSN: 01482963. DOI: 10.1016/S0148-2963(99)00048-X.
- Poncela Blanco, M., A. Spisto, N. Hrelja und G. Fulli (2016). *Generation adequacy methodologies review*. Luxembourg. DOI: 10.2790/054903. URL: <https://op.europa.eu/s/nvCe>.
- Prognos AG (2012). *Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050: Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz 2000 – 2050*. URL: http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_564869151.pdf&endung=Die%20Energieperspektiven%20f%FCr%20die%20Schweiz%20bis%202050.
- Ren, J. und B. K. Sovacool (2014). "Quantifying, measuring, and strategizing energy security: Determining the most meaningful dimensions and metrics". In: *Energy* 76, S. 838–849. ISSN: 03605442. DOI: 10.1016/j.energy.2014.08.083.
- Réseau de Transport d'Electricité (2017). *Long-term Adequacy Report: on the electricity supply-demand balance in France 2017 Edition Executive Summary*. URL: https://www.rte-france.com/sites/default/files/bp2017_synthese_va.pdf.
- Réseau de Transport d'Electricité (2021). *Futurs énergétiques 2050: Principaux résultats*. URL: https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-09/BP50_Bilan%20de%20la%20consultation%20publique.pdf.
- Reuters (2022). *Germany extends run times for coal-fired power plants to boost supply*. URL: <https://www.reuters.com/business/energy/germany-extends-run-times-coal-fired-power-plants-boost-supply-2022-09-28/>.
- Richardson, G. P. (1991). *Feedback thought in social science and systems theory*. Philadelphia, Pa.: Univ. of Pennsylvania Press. ISBN: 978-0-8122-1332-4.

- Ringler, P. (2017). *Erzeugungssicherheit und Wohlfahrt in gekoppelten Elektrizitätsmärkten*. DOI: 10.5445/IR/1000064573.
- Ringler, P., D. Keles und W. Fichtner (2016). “Agent-based modelling and simulation of smart electricity grids and markets – A literature review”. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 57, S. 205–215. ISSN: 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2015.12.169.
- Ringler, P., D. Keles und W. Fichtner (2017). “How to benefit from a common European electricity market design”. In: *Energy Policy* 101, S. 629–643. DOI: 10.1016/j.enpol.2016.11.011.
- S&P Global (2016a). *Italian capacity market seen at 30% discount to UK: A2A*. URL: <http://www.platts.com/latest-news/electric-power/barcelona/italian-capacity-market-seen-at-30-discount-to-26411763>.
- S&P Global (2016b). *World Electric Power Plants Database*. URL: <http://www.platts.com/products/world-electric-power-plants-database>.
- S&P Global (2022). *Iberian gas price cap to lift Spanish gas generation: RBC*. URL: <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/products-services/energy-transition/european-long-term-power-forecast>.
- Sadeghi, H., M. Rashidinejad und A. Abdollahi (2017). “A comprehensive sequential review study through the generation expansion planning”. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 67, S. 1369–1394. ISSN: 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2016.09.046.
- Schröder, A., F. Kunz, J. Meiss, R. Mendelewitsch und C. von Hirschhausen (2013). *Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050*. URL: https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.424566.de/diw_datadoc_2013-068.pdf.
- Schwenen, S. (2014). “Market design and supply security in imperfect power markets”. In: *Energy Economics* 43, S. 256–263. ISSN: 01409883. DOI: 10.1016/j.eneco.2014.02.012.
- Sensfuß, F., M. Genoese, M. Ragwitz und D. Möst (2007). “Agent-based Simulation of Electricity Markets -A Literature Review-”. In: *Energy Studies Review* 15.2. ISSN: 0843-4379. DOI: 10.15173/esr.v15i2.507.
- Sensfuß, F., M. Ragwitz und M. Genoese (2008). “The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany”. In: *Energy Policy* 36.8, S. 3086–3094. DOI: 10.1016/j.enpol.2008.03.035.
- Shirizadeh, B. und P. Quirion (2021). “Low-carbon options for the French power sector: What role for renewables, nuclear energy and carbon capture and storage?” In: *Energy Economics* 95, S. 105004. ISSN: 01409883. DOI: 10.1016/j.eneco.2020.105004.
- Steger, G., L. A. Barroso und S. Rebennack (2014). “Optimal Bidding Strategies for Hydro-Electric Producers: A Literature Survey”. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 29.4, S. 1758–1766. ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/TPWRS.2013.2296400.
- Stoft, S. E. (2002). *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*. IEEE Press. Wiley. ISBN: 9780471150404.
- Tennbakk, B., P. Capros, H. Höschle, Å. Jenssen, J. Wolst und M. Zampara (2016). *Framework for cross-border participation in capacity mechanisms: FINAL REPORT*. URL: https://energy.ec.europa.eu/system/files/2017-01/cross-border_crm_study_-_final_report_-_170106_0.pdf.
- Thaler, P. und B. Hofmann (2022). “The impossible energy trinity: Energy security, sustainability, and sovereignty in cross-border electricity systems”. In: *Political Geography* 94, S. 102579. ISSN: 09626298. DOI: 10.1016/j.polgeo.2021.102579.

- Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (2009a). *System Adequacy Forecast: 2009 – 2020*. Hrsg. von European Network of Transmission System Operators for Electricity. URL: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/news/UCTE_SAF-2009-2020_Report.pdf.
- Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (2009b). *System Adequacy Methodology*. Hrsg. von European Network of Transmission System Operators for Electricity. Belgium. URL: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/ce/UCTE_System_Adequacy_Methodology.pdf.
- Van den Bergh, K., J. Boury und E. Delarue (2016). “The Flow-Based Market Coupling in Central Western Europe: Concepts and definitions”. In: *The Electricity Journal* 29.1, S. 24–29. ISSN: 10406190. DOI: 10.1016/j.tej.2015.12.004.
- Vázquez, C., M. Rivier und I. J. Pérez-Arriaga (2002). “A market approach to long-term security of supply”. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 17.2, S. 349–357. ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/TPWRS.2002.1007903.
- Vázquez, C., M. Rivier und I. J. Pérez-Arriaga (2005). “A market approach to long-term security of supply”. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 17.2, S. 349–357. ISSN: 0885-8950.
- Ventosa, M., Á. Baillo, A. Ramos und M. Rivier (2005). “Electricity market modeling trends”. In: *Energy Policy* 33.7, S. 897–913. DOI: 10.1016/j.enpol.2003.10.013.
- Viehmann, J. (2017). “State of the German Short-Term Power Market”. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 41.2, S. 87–103. ISSN: 0343-5377. DOI: 10.1007/s12398-017-0196-9.
- Wealer, B., S. Bauer, C. von Hirschhausen, C. Kemfert und L. Göke (2021). “Investing into third generation nuclear power plants - Review of recent trends and analysis of future investments using Monte Carlo Simulation”. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 143, S. 110836. ISSN: 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2021.110836.
- Wealer, B., C. von Hirschhausen, C. Kemfert, F. Präger und B. Steigerwald (2021). “Ten years after Fukushima: Nuclear energy is still dangerous and unreliable: 53 Report”. In: *DIW Wochenbericht* 11. URL: https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.812101.de/dwr-21-07.pdf.
- Weber, C. (2005). *Uncertainty in the Electric Power Industry: Methods and Models for Decision Support*. Bd. v.77. International Series in Operations Research & Management Science. New York, NY: Springer New York. ISBN: 978-0-387-23048-1. URL: <https://ebookcentral.proquest.com/lib/kxp/detail.action?docID=225228>.
- Wijnant, I., H. van den Brink und A. Stepek (2014). *North Sea wind climatology: Part 1: a review of existing wind atlases*. Hrsg. von Royal Netherlands Meteorological Institute. De Bilt.
- Willis, K. G. und G. D. Garrod (1997). “Electricity supply reliability”. In: *Energy Policy* 25.1, S. 97–103. DOI: 10.1016/S0301-4215(96)00123-1.
- Wolak, F. A. (2004). *What’s Wrong with Capacity Markets*. URL: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.369.6388&rep=rep1&type=pdf>.
- Wolak, F. A. (2017). *Measuring the Impact of Purely Financial Participants on Wholesale and Retail Market Performance: The Case of Singapore*. URL: https://web.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/sites/default/files/benefits-forward-contracting_july_2017.pdf.
- Zimmermann, F., A. Bublitz, D. Keles, J. Dehler-Holland und W. Fichtner (2016). “An analysis of long-term impacts of demand response on investments in thermal power

- plants and generation adequacy”. In: *2016 13th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, S. 1–5. DOI: 10.1109/EEM.2016.7521216.
- Zimmermann, F., A. Bublitz, D. Keles und W. Fichtner (2021). “Cross-border effects of capacity remuneration mechanisms: The Swiss case”. In: *The Energy Journal* 42.2. ISSN: 01956574. DOI: 10.5547/01956574.42.2.fzim.
- Zimmermann, F. und D. Keles (2023). “State or market: Investments in new nuclear power plants in France and their domestic and cross-border effects”. In: *Energy Policy* 173, S. 113403. DOI: 10.1016/j.enpol.2022.113403.
- Zimmermann, F., E. Kraft und W. Fichtner (2022). “Modeling the Dispatch of Electrolyzers Using Agent-based Electricity Market Simulation”. In: *2022 18th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. IEEE, S. 1–10. ISBN: 978-1-6654-0896-7. DOI: 10.1109/EEM54602.2022.9921118.

Teil II.

Wissenschaftliche Artikel

| | |
|--|------------|
| A. A survey on electricity market design | 119 |
| B. Analysis of design options for the electricity market: The German case | 169 |
| C. Cross-border effects of capacity remuneration mechanisms: The Swiss case | 209 |
| D. State or market: Investments in new nuclear power plants in France | 261 |

A. A survey on electricity market design: Insights from theory and real-world implementations of capacity remuneration mechanisms

Bibliographische Informationen

Andreas Bublitz^a, Dogan Keles^a, Florian Zimmermann^a, Christoph Fraunholz^a,
Wolf Fichtner^a

^a *Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Hertzstraße 16,
76187 Karlsruhe, Deutschland*

Überblick

| | |
|--|-----|
| A.1. Introduction | 121 |
| A.2. The on-going debate about securing generation adequacy | 122 |
| A.2.1. Existing barriers to generation adequacy | 122 |
| A.2.2. Recently emerging challenges | 124 |
| A.2.3. The optimal functioning of energy-only markets and the necessity of capacity remuneration mechanisms | 126 |
| A.3. Market design options and current status of real-world implementations | 128 |
| A.3.1. Generic types of capacity remuneration mechanisms | 128 |
| A.3.2. Current status of implementation around the world | 129 |
| A.3.3. Discussion and implications for future implementations | 131 |
| A.4. Findings on capacity remuneration mechanisms in the literature | 132 |
| A.4.1. Generic design criteria for a capacity remuneration mechanism . | 142 |
| A.4.2. Potential and effects of market power | 143 |
| A.4.3. Influence of uncertainty and risk aversion | 144 |
| A.4.4. Effects of investment cycles | 145 |
| A.4.5. Efficiency and market welfare of capacity remuneration mechanisms | 146 |
| A.4.6. Influence on neighboring markets through cross-border effects . | 147 |
| A.4.7. Impact of a high share of intermittent renewables | 148 |
| A.4.8. Incentives for flexible resources | 149 |

| | |
|--|-----|
| A.5. Conclusions and policy implications | 150 |
| References | 153 |
| A.6. Appendix | 166 |

Dies ist eine akzeptierte Version des Artikels, der in *Energy Economics* 80 (2019), S. 1059–1078, <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2019.01.030> veröffentlicht ist.

Abstract

In recent years, electricity markets have been characterized by a growing share of fluctuating renewable energies, which has increased concerns about the security of electricity supply. As a consequence, existing market designs are adapted, and new capacity remuneration mechanisms are introduced. However, these mechanisms entail new challenges, and it is disputed whether they are indeed needed. In this article, an overview of the current debate on the necessity of capacity remuneration mechanisms is provided. Furthermore, initial experiences of real-world implementations are discussed, and common findings in the literature, categorized by their economic implications, are derived. Finally, shortcomings in existing research and open questions that need to be addressed in future works are pointed out.

A.1. Introduction

A reliable electricity system remains one of the main objectives of energy market regulators. This objective requires the stimulation of adequate investments on the supply side by market prices, which are to be high enough to finance not only the operational but also the fixed costs. However, generating adequate price signals becomes more and more challenging during the energy transition phase mainly shaped by the expansion of distributed renewable energies sources (RES). This intensified the discussion on demand-supply adequacy and led to the proposal and in some cases introduction of mechanisms to remunerate capacity providers. However, the necessity and the design of these so-called capacity remuneration mechanisms (CRMs) is diversely evaluated in the literature.

Due to the already large and still quickly growing number of studies on CRMs¹, it is increasingly hard to keep an up-to-date overview. As several real-world experiences in the implementation and administration of CRMs have been gained, reviews have already been carried out focusing on the practical lessons learned (e.g., Batlle and Rodilla, 2010; Beckers et al., 2012; Bhagwat, de Vries, and Hobbs, 2016; Karacsonyi et al., 2006; Spees et al., 2013). However, because of the rapid development and frequent regulatory changes, some of the presented information is already obsolete. Other more broadly oriented studies provide a systematic description of CRMs as well as a descriptive comparison (e.g., de Vries, 2007; DNV GL, 2014; Doorman et al., 2016; Europäische Kommission, 2016b; Hancher et al., 2015) or focus on the fundamental economic principles of CRMs, (e.g., Cramton, Ockenfels, et al., 2013; Stoft, 2002). Beside these studies on theoretical concepts of market design and CRMs as well as a review of mechanisms implemented in some countries, to the best knowledge of the authors, there does not exist a comprehensive review of the discussion and assessment of different design options for the electricity market in the literature.

Therefore, this article aims to guide both, new entrants and advanced researchers, through the field of electricity market design by providing a comprehensive and up-to-date

¹ In the literature, two other terms—capacity mechanism and capacity markets—are commonly used as synonyms for capacity remuneration mechanisms. In this article, however, capacity markets have a narrower definition and are considered as a specific variant of the different mechanism to enumerate capacity (see Section A.3).

overview of market design options. As the topic is well discussed in the literature and there are several real-world implementations of CRMs today, this paper aims not only to review theoretical studies on electricity market design but also to describe a selection of real-world implementations of CRMs as alternative design options. This enables the potential reader to gain insights from theoretical approaches and related studies as well as from practical implementations.

In order to understand why there are so many approaches in theory and practice and how the discussion about the requirement for alternative design options evolved, Section A.2 provides a review of the discussion about generation adequacy and about the performance of the energy-only-market (EOM). Afterward, the focus is set on the assessment of market design options in the literature, both from a practical perspective and theoretical perspective. In the practical case, a selection of the most relevant design options implemented in electricity markets around the world is discussed (Section A.3). The theoretical perspective considers the assessment of the impacts of different design options on regulatory targets, such as generation adequacy and RES integration (Section A.4). The review of the latter perspective is carried out in focusing on the qualitative discussion of limitations and benefits of each market design option, as well as on the model-based analysis of impacts on different criteria, e.g., market welfare, security of supply or incentivizing flexibility. Finally, the main common findings are discussed, open questions with which researchers are currently confronted are pointed out, and a set of policy implications is derived (Section A.5).

A.2. The on-going debate about securing generation adequacy

The question of whether EOMs generate sufficient price signals to incentivize investments in generation capacity is closely linked to the specific characteristics of electricity markets, i.e., their long-standing barriers and more recent challenges. Therefore, after describing these characteristics, the discussion on generation adequacy is summarized to show the motivation behind CRMs, to make the review more comprehensive and to present the latest findings from the fast-growing literature in a broader context.

A.2.1. Existing barriers to generation adequacy

The barriers in the electricity sector can be clustered in physical and market-related ones. Physical barriers are mainly based on the fact that electricity systems need to balance generation and consumption in each node of the electricity grid at every point in time, as the disruption of electricity frequency can lead to severe damages, such as the destruction of connected devices or even the collapse of the entire power system (Kwoka and Madjarov, 2007). Usually, the most substantial amount of electricity is already traded several months or years in advance via forward contracts and over-the-counter (OTC) markets that allow energy suppliers to hedge their portfolio (Meeus et al., 2005). As the possibilities to store electricity economically are still limited, and deviations from the expected consumer demand as well as the unexpected unavailability of generation capacity induce a need for short-term trading, spot markets usually possess high liquidity. However, as a certain time

between spot market clearing and fulfillment is still necessary to organize the delivery, current wholesale markets are unable to capture these temporal and spatial requirements in their clearing process. Hence, other market or regulatory mechanisms are required. Furthermore, due to the nature of the electricity network, a free-rider problem occurs as up to now the network cannot differentiate between customers with and without contracts guaranteeing a reliable supply (Lynch and Devine, 2017). Therefore, an EOM design without reliability contracts cannot discriminate between customers who are willing to pay for reliability and those who are not (Joskow and Tirole, 2007). These technical properties are one reason why electricity prices as the outcome of market equilibrium cannot carry all information and signals necessary for the reliable long-term operation and the required investments in the generation infrastructure.

One example for market-related barriers are price caps in spot markets, which are a regulatory barrier introduced to protect consumers and to avoid the abuse of market power in the absence of demand elasticity (Stoft, 2002). However, as Petit et al. (2017) point out, price caps are usually set below the value of lost load (VoLL)² for political reasons, and the resulting investments in generation capacity are likely not sufficient to cover the electricity demand at all times. Even though it is theoretically possible to set shortage prices or price caps sufficiently high, i.e., equal to the VoLL, in practice its specific value would have to be determined first, a task often described as difficult or even impossible to perform (e.g., Cramton, Ockenfels, et al., 2013; Willis and Garrod, 1997).

Therefore, other measures may be required to replace signals coming from price spikes and to generate sufficient incentives for investments (Doorman et al., 2016). These additional measures are to be implemented to address the so-called missing money problem, which can be defined as the lost earnings beyond the price cap, especially for peak load power plants (see Figure A.1b). More detailed, missing money is that part of these lost earnings that is necessary to cover the investment and all other fixed costs. For Joskow and Tirole (2007), missing money may also occur due to premature technical decisions of system operators to avoid market disequilibrium and brownouts³. Furthermore, Newbery (2016a) argues that even if earnings from price spikes are sufficient to cover fixed and capital costs, investors might not be willing to bear the associated risks and are unable to lay them off through futures and contract markets. In this case, the problem is referred to as missing market instead of missing money (Newbery, 1989).

Another problem in current wholesale electricity markets is that large parts of electricity demand are inelastic from a short-term perspective, e.g., households have a fixed rate for energy consumption in combination with a base rate tariff (Dütschke and Paetz, 2013) and, thus, do not actively participate in the volatile wholesale market or show any reaction even to drastic price changes (Cramton and Stoft, 2005). Therefore, the marginal costs

² The value of lost load describes the average willingness of customers to pay for the reliability of their electricity supply. The individual willingness to pay is not an unlimited value but can vary between close to zero and tens of thousands of Euros per MWh, especially for critical infrastructures such as hospitals (Hogan, 2017).

³ In the electricity system major failures result in brownouts or blackouts. A blackout is a disruption in a wider range of an electricity system up to a total collapse of the whole supply whereas a brownout implies an excessively reduced voltage that can result in equipment failure, e.g., overheating of electric motors (Blume, 2007).

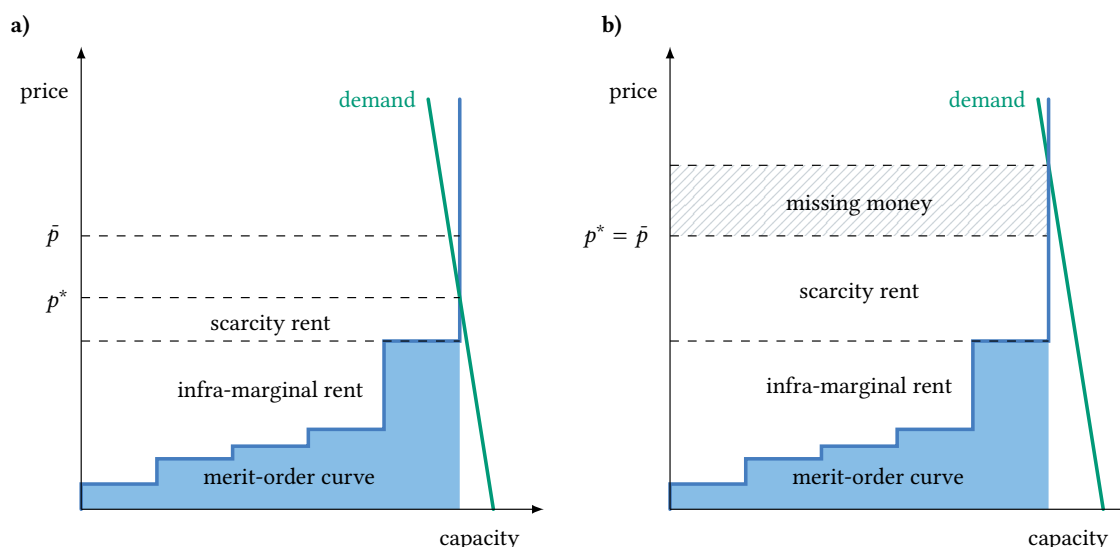


Figure A.1.: Price setting in scarcity situations. a) The equilibrium price p^* is below the price cap \bar{p} and an efficient outcome is achieved. b) The equilibrium price p^* is above the price cap \bar{p} , however, as the resulting price p^* is equal to the price cap, welfare losses occur (missing money).

of base load and with increasing demand peak load power plants set the market price until the entire demand can no longer be met by the existing generation capacity (see Figure A.1a). For this reason, Lynch and Devine (2017) state that the price signal for reliable supply and generation adequacy can be considered weak. Keppler (2017) even argues that many problems regarding security of supply could be solved if the demand side became more elastic and participated in the market efficiently. Furthermore, Aalami et al. (2010) claim that the implementation of demand response programs will lead to the reflection of wholesale prices in retail prices, especially, if new developments change the need for electric services and new business models are developed for the demand response measures. However, currently, the main burden of balancing the system to guarantee the reliable operation of the electricity grid in the short term and to ensure generation adequacy in the long term lies on the supply side.

A.2.2. Recently emerging challenges

In addition to the already mentioned long-standing barriers that exist on wholesale electricity markets, several recent developments revive the debate about mechanisms remunerating generation capacity, e.g., the rise of intermittent RES or the market-related and political uncertainties, such as the phase-out of specific technologies. The aim of the following paragraphs is, thus, to shed light on these developments.

Driven by the introduction of various subsidy programs, RES have experienced a remarkable rise⁴.

PV and wind power are highly capital intensive (e.g., Newbery, 2016b; Schmidt, 2014) but feature marginal costs close to zero (Milligan et al., 2016; Osorio and van Ackere, 2016). The low generation costs of RES result in decreasing electricity prices—also known as the merit-order effect (Sensfuß et al., 2008). Lower electricity prices in turn reduce the yields of conventional generation and, at the same time, the larger share of RES decreases the load factors of thermal capacities. Combined with the priority dispatch of RES implemented in many European countries (Hu et al., 2017; Newbery et al., 2017), this effect can even lead to negative prices (Nicolosi, 2010). Furthermore, as scarcity situations occur less often, renewable generation reduces the profitability of peak-load plants that depend on recovering their capital costs during a limited number of hours (Keppler, 2017). In Europe, the expansion of RES in combination with several other factors, e.g., decreasing prices for hard coal and carbon emission certificates, caused a significant drop in electricity prices (see Bublitz, Keles, et al., 2017; Hirth et al., 2018; Kallabis et al., 2016) that drastically complicated the recovering of operating expenses for conventional capacities (see Figure A.2). For instance, in the last years, gas-fired generation was often unprofitable. As a consequence gas power plants are being mothballed and decommissions are already carried out or being considered (Bloomberg, 2015; Réseau de Transport d'Electricité, 2014b; S&P Global, 2013).

Due to the dependence on weather conditions, the generation of PV and wind power is highly intermittent, and especially wind generation is hard to predict (Newbery, 2016b). As their level of electricity generation is semi-dispatchable, only a reduction is possible (Di Cosmo and Lynch, 2016; Lynch and Devine, 2017), an additional need for flexibility is created, which, for example, can be provided by demand response measures, large-scale storage capacities or power plants with the ability to quickly ramp up or down (Cepeda and Finon, 2013; Pollitt and Anaya, 2016). Therefore, without further advancements, intermittent RES are currently unable to replace dispatchable conventional power plants adequately (Doorman et al., 2016; Hach, Chyong, et al., 2016) and the need for dispatchable generation capacity remains high. Moreover, as RES are often located away from the demand centers and the locations of capacities they replace, grid constraints will play a more pronounced role. RES are already mentioned as the main driver for grid congestions (Bruninx et al., 2013), and in the future, supply and demand need to be balanced at different geographical levels, e.g., at the local, the national or supranational level.

Finally, investors face different uncertainties regarding fuel and electricity prices and the regulatory framework, e.g., the nuclear phase-out decision, fossil fuel reduction or carbon emission targets. Even though the phase-outs affect supply security, Becker et al. (2016) claim that neither politicians nor scientists discuss lowering the level of security of supply to achieve a sustainable and affordable system. Beyond that, in case of an investment decision, the prompt commissioning of generation capacity—especially for controversial technologies (e.g., carbon capture and storage)—proves to be another obstacle, as the licensing process is tedious and adds another layer of uncertainty (Doorman et al., 2016).

⁴ The rise of RES is, for example, illustrated by the fact that between 2006 and 2016, the worldwide installed photovoltaic (PV) and wind power capacity grew by a compound annual rate of 48% respectively 21% to a worldwide installed capacity of 303 GW respectively 487 GW by the end of 2016 (REN21, 2017).

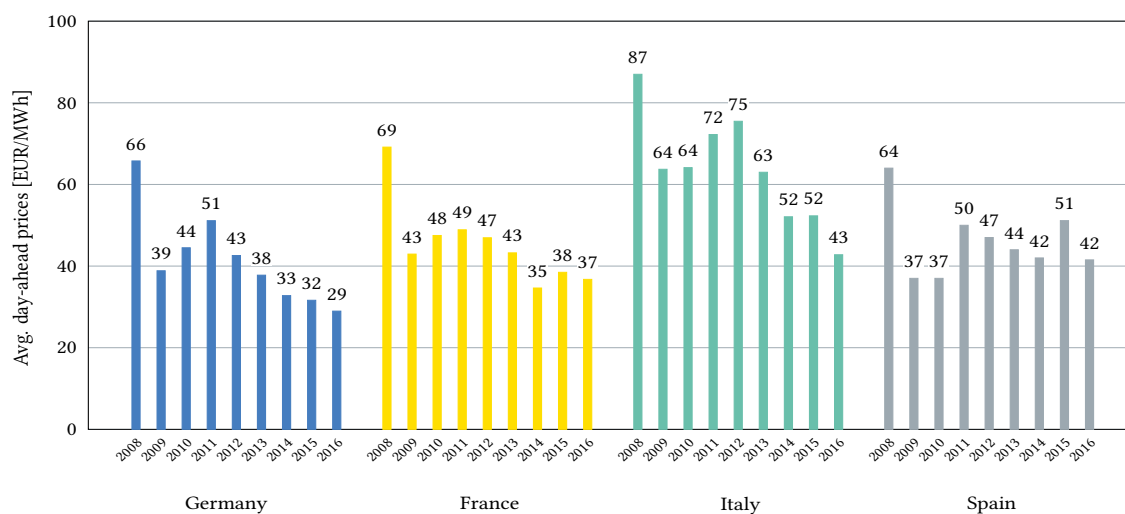


Figure A.2.: The development of day-ahead prices in major European markets in the last years shows a clear downward trend, apart from the years 2009 and 2010, which can be regarded as outliers due to the impact of the global economic crisis. The comparison of the figures for 2008 and 2016 indicates a decline of about 50 % in Germany, France, and Italy, whereas the decline in Spain is about 33 %. Sources: European Network of Transmission System Operators for Electricity (2017), European Power Exchange (2018), Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (2017), and OMI-Polo Español S.A. (2017).

A.2.3. The optimal functioning of energy-only markets and the necessity of capacity remuneration mechanisms

One, maybe the most persuasive, argument in favor of an EOM is that—even in the absence of an active demand response—resulting market prices are efficient and, thus, lead to sufficient long-term investments guaranteeing the least-cost long-term system if several key assumptions are met (Caramanis et al., 1982; Oren, 2005; Schweppe et al., 1988; Stoft, 2002): (1) the market is perfectly competitive, (2) market participants have rational expectations and (3) follow a risk-neutral strategy. However, in the light of the present state of electricity markets that feature several imperfections (Cepeda and Finon, 2011), these assumptions seem rather unrealistic, maybe even impossible to realize in practice. In real-world markets, a small number of producers often dominate the market, resulting in a duopoly or oligopoly (e.g., Schwenen, 2014), and invest strategically (Grimm and Zöttl, 2013; Zöttl, 2010). Furthermore, investors are usually rather risk-averse, i.e., building less capacity than risk-neutral investors would (Neuhoff and de Vries, 2004). Moreover, market participants may not always have rational expectations, and in the presence of the large uncertainties, e.g., about the development of electricity prices, and the long lead times for new investments, electricity markets are prone to suffer investment cycles (Arango-Aramburo and Larsen, 2011; Ford, 2002; Olsina et al., 2006). The alternation between overcapacity and under-capacity results in inefficient market allocations, i.e., in the former case, unprofitable investments and, in the latter case, an excessive risk of

load curtailment and high costs for consumers (Réseau de Transport d'Electricité, 2014a). Moreover, de Vries and Hakvoort (2004) argue that even long-term contracts do not provide a solution as they offer consumers the opportunity to free-ride.⁵

In addition, Keppler (2017) shows two other independent problems of an EOM. On the one hand, demand-side externalities in the form of transaction costs and incomplete information ensure that the social willingness-to-pay is greater than private willingness-to-pay for additional capacity. On the other hand, investments in generation capacities are not arbitrarily scalable, but rather take discrete values. In combination with dramatically lower revenues in the transition from underinvestment to overinvestment, investors have strong asymmetric incentives and, thus, tend to underinvest rather than to overinvest. Besides, Joskow and Tirole (2007) argue that scarcity rents are very sensitive to regulatory changes and that even minor mistakes are likely to have a significant impact on market prices.

Some of the more critical voices stress that market imperfections, especially the lack of demand response, will always persist in EOMs, and lead to the exercise of market power, which results in high price peaks. Thus, a different framework or additional measures, e.g., CRMs, are required to help to ensure generation adequacy efficiently (Cramton and Stoft, 2005; Joskow and Tirole, 2007). Others reply that the main problem of EOMs is the lack of political will to allow for unconstrained electricity prices⁶ and periodic shortages (Besser et al., 2002; Hogan, 2005).

However, often it is argued that CRMs are inefficient and according to Oren (2000) the least desirable instrument or according to Hogan (2017) only the third best option to ensure reliability, with the first option being the elimination of the leading underlying causes, e.g., incentivizing a flexible demand⁷, and the second-best option being an administrative price curve for the usage of reserve energy. Wolak (2004) even claims that the rationale for CRMs is essentially a holdover from the regulated regime of the energy sector that encourages over-investment and is highly susceptible to market power, thus, frequently requiring regulatory intervention to set a non-distorted capacity price. In a recent publication, Wolak (2017) instead argues that generation adequacy can be ensured by establishing a market for standardized forward contracts and mandating retailers to participate in order to provide sufficient liquidity. He states that in this way generation adequacy can

⁵ A problem with long-term contracts is that they are not contracted directly between consumers and utilities, but rather through load-serving entities as intermediaries. However, rational consumers prefer the cheapest retailer, which by avoiding long-term contracts does not contribute to the financing of peaking capacities.

⁶ Although price caps are frequently mentioned as a source of the missing money problem, the data on market prices often tells a different story, e.g., since the establishment of the EEX in 2000, the upper price limit of the German spot market (3000 EUR/MWh) was not once hindering the price formation (European Power Exchange, 2018), the same seems to be the case in several US market areas from 2000 to 2006 (Joskow, 2008).

⁷ In the future, if end consumers start to participate directly in the market via smart meters, they could specify in detail what price they are willing to pay for each consumption level. If the price is too high, the smart meter will switch off individual consumers directly, for example, the washing machine, while leaving others connected, e.g., the lights and refrigerator. Thereby, the missing money problem could be avoided (Newbery, 2016a).

be ensured at the lowest possible cost, as scarcity is reflected in the forward prices and investors are provided with the necessary financing.

Summing up, whether the EOM is able to guarantee generation adequacy, is still discussed intensively in the literature. It is apparent that the efficient allocation of resources by an EOM is a highly challenging task, given the particular combination of the unusual characteristics of the electricity market.

Here, the utilization of real-world experience to draw general conclusions is of limited use. In case, some analysts argue that the developments on a particular market serve as an example for the inherent shortcomings of an EOM, advocates respond that the market has not been able to function well due to regulatory mistakes (Doorman et al., 2016). Beyond that, Hogan (2017) states that the financial distress present in many European as well as North American electricity markets, can be attributed to overcapacities. Nonetheless, recent developments have raised serious doubts on the effectiveness of an EOM so that many politicians deem the introduction of CRMs necessary.

A.3. Market design options and current status of real-world implementations

In order to highlight the practical relevance of the market design concepts developed in the literature, an overview of several CRMs currently implemented or in the planning stage around the world is provided in the following. These real-world implementations are classified with respect to some key characteristics. Then, conclusions and implications for future implementations are presented. Thereby, this section provides a helpful backdrop for a deeper understanding of the literature reviewed in Section A.4.

A.3.1. Generic types of capacity remuneration mechanisms

Typically, CRMs are designed to incentivize investments and thus improve generation adequacy, i.e., avoid shortage situations. This is implemented by offering capacity providers income on top of the earnings from selling electricity on the market (Hawker et al., 2017). Yet, the mechanisms vary in the way the required quantities that are supplied and the corresponding capacity prices are determined (Hach, Chyong, et al., 2016).

The Europäische Kommission (2016b) distinguishes between volume-based mechanisms, where a specific capacity sufficient to guarantee the desired level of generation adequacy is set and then results in a market-driven price, and price-based mechanisms, where the amount of the procured capacity is steered by setting a target price. Both categories can also be subdivided into market-wide and targeted approaches. Whereas market-wide mechanisms provide support to all capacity in the market, targeted mechanisms aim at supporting only a subset, e.g., newly built capacity or capacity expected to be required additionally to the one already provided by the market. More specifically, six different types of mechanisms can be differentiated (for typical characteristics, see Table A.1):

(1) *Tender for new capacity*. Financial support is granted to capacity providers in order to establish the required additional capacity. Different variations are possible, e.g., financing the construction of new capacity or long-term power purchase agreements.

Table A.1.: Typical characteristics for different types of CRMs. However, due to specific requirements, the concrete specifications may vary in different countries. Sources: Europäische Kommission (2016b), Hancher et al. (2015), Neuhoff, Diekmann, Kunz, et al. (2016), and Neuhoff, Diekmann, Schill, et al. (2013)

| Type | Category | Procurement/ Market type | Participation in other markets | Product | Main regulatory parameters |
|------------------------------|------------------------------|-----------------------------|--------------------------------------|-------------------------|---|
| Tender for new capacity | volume-based/ targeted | centralized/ auction | yes | firm capacity | capacity volume |
| Strategic reserve | volume-based/ targeted | centralized/ auction | no | reserve capacity | capacity volume, activation rule, trigger event |
| Targeted capacity payment | price-based/ targeted | centralized/ auction | yes | firm capacity | capacity price, eligibility criteria |
| Central buyer | volume-based/ market-wide | centralized/ auction | yes | call option | capacity volume, strike price |
| De-central obligation | volume-based/ market-wide | decentralized/ bilateral | yes | reliability certificate | security margin, penalties |
| Market-wide capacity payment | price-based/ market-wide | centralized/ auction | yes | firm capacity | capacity price |

(2) *Strategic reserve*. A certain amount of additional capacity is contracted and held in reserve outside the EOM. The reserve capacity is only operated if specific conditions are met, e.g., a shortage of capacity in the spot market or a price settlement above a certain electricity price.

(3) *Targeted capacity payment*. A central body sets a fixed price paid only to eligible capacity, e.g., selected technology types or newly built capacity.

(4) *Central buyer*. The total amount of required capacity is set by a central body and procured through a central bidding process so that the market determines the price. Two common variants of the central buyer mechanism include the forward capacity market (Cramton and Stoft, 2005, 2006) and reliability options (Batlle, Vázquez, et al., 2007; Pérez-Arriaga, 1999; Vázquez et al., 2001).

(5) *De-central obligation*. An obligation is placed on load-serving entities to individually secure the total capacity they need to meet their consumers' demand. In contrast to the central buyer model, there is no central bidding process. Instead, individual contracts between electricity suppliers and capacity providers are negotiated.

(6) *Market-wide capacity payment*. Based on estimates of the level of capacity payments needed to bring forward the required capacity, a capacity price is determined centrally, which is then paid to all capacity providers in the market.

A.3.2. Current status of implementation around the world

While the first CRMs in the US date back to the 1990s, European countries only rather recently started implementing such mechanisms or are currently evaluating tailored

Table A.3.: Overview of implemented CRMs around the world. Sources: Bhagwat, de Vries, and Hobbs (2016), Byers et al. (2018), Cejie (2015), Chow and Brant (2018), Deutscher Bundestag (2016), EirGrid plc and SONI Limited (2017), Europäische Kommission (2014, 2016a,b,c, 2017a,c), Government of Western Australia (2017), Hancher et al. (2015), Harbord (2016), Midcontinent Independent System Operator, Inc. (2019), New York Independent System Operator (2018), Patrian (2017), PJM (2018), Roques, Verhaeghe, et al. (2017), Single Electricity Market Committee (2016), Southwest Power Pool, Inc. (2018a,b), and Svenska Kraftnät (2016).

| Type | Market area | Administrator | | Eligible technologies | | | | Status ¹ | |
|---------------------------|----------------------|---------------|----|-----------------------|------|-----|--------|----------------------|--------|
| | | TSO/ISO | RA | TPP | VRES | DSM | IC | | |
| Strategic reserve | Belgium | x | x | x | | x | | active | (2014) |
| | Germany | x | x | x | | x | | planned ² | (2018) |
| | Sweden | x | | x | | x | | active | (2003) |
| Central buyer | Colombia | | x | x | x | | | active | (2006) |
| | Ireland ³ | x | x | x | x | x | x | planned | (2017) |
| | Italy ³ | x | x | x | | x | x | planned | (2018) |
| | Poland ⁴ | x | x | x | x | x | x | planned | (2018) |
| | UK | x | x | x | x | x | x | active | (2014) |
| | US – ISO-NE | x | | x | x | x | x | active | (1998) |
| | US – MISO | x | | x | x | x | x | active | (2009) |
| | US – NYISO | x | | x | x | x | x | active | (1999) |
| US – PJM | x | | x | x | x | x | active | (2007) | |
| De-central obligation | Australia – SWIS | x | x | x | x | x | | active | (2005) |
| | France | x | | x | x | x | x | active | (2015) |
| | US – CAISO | x | x | x | x | x | x | active | (2006) |
| | US – SPP | x | | x | x | x | x | active | (2018) |
| Targeted capacity payment | Spain ⁵ | x | | x | | | | active | (2007) |

Abbreviations: CAISO—California ISO, DSM—demand side management, IC—interconnector, ISO—Independent System Operator, ISO-NE—ISO New England, MISO—Midcontinent ISO, NYISO—New York ISO, PJM—Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection, RA—regulatory authority, SPP—Southwest power pool, SWIS—South West interconnected system, TPP—thermal power plant, TSO—transmission system operator, VRES—variable renewable energy sources

¹ Year of (planned) implementation in parentheses. The year refers to the respective mechanism currently in place, however, other mechanism may have been used before.

² In Germany, two separate mechanisms have been discussed that can be classified as a strategic reserve. In 2016, a security stand-by arrangement for lignite-fired power plants with a total capacity of 2.7 GW was introduced in order to attain national climate targets. Furthermore, an additional so-called capacity reserve is supposed to be active in winter of 2018/19 to ensure generation adequacy. However, as the European Commission still assesses whether the capacity reserve complies with EU state aid rules, it is unclear whether the planned schedule can be met. ³ To date, targeted capacity payments are used. ⁴ Currently, a strategic reserve is implemented. ⁵ This refers to the now in place “availability service” mechanism. An additional mechanism named “investment incentive” was abolished in 2016.

solutions. However, the European trend towards applying CRMs stands in contrast to the European Commission’s preference for the EOM as an approach to trigger new investments and provide signals for decommissioning in case of overcapacities (Petitet et al., 2017). Some further countries outside of Europe and the US, such as Australia and Colombia, are also relying on CRMs in order to guarantee generation adequacy.

An overview of several real-world implementations of CRMs as well as planned mechanisms is provided in Table A.3 and Figure A.3. The country-specific approaches differ not only with regard to the chosen type of the mechanism but also with regard to the respective administrators and the eligible technologies. Further characteristics of some currently active mechanisms can be found in A.6.

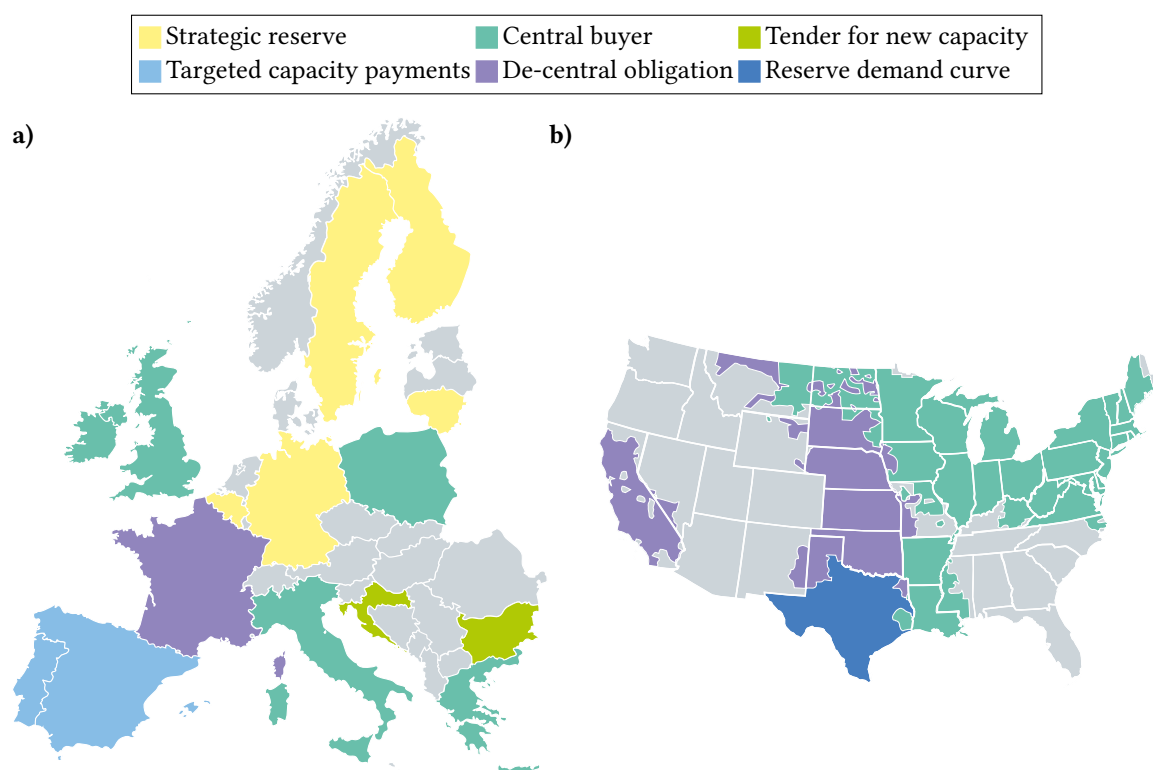


Figure A.3.: Overview of **a)** the future situation of CRMs in Europe when all planned mechanisms are implemented and **b)** the current situation in the US. The situation is more diverse in Europa due to uncoordinated national approaches and diverging interests. Whereas only two different types of CRMs are found in the US, a specific case is the Texas ERCOT market, where the EOM is supported by an artificial reserve demand curve that produces high price signals to incentivize new investments or DSM. Sources: ACER and CEER (2017), Chow and Brant (2018), EirGrid plc and SONI Limited (2017), Europäische Kommission (2014, 2016a,b), Hancher et al. (2015), Midcontinent Independent System Operator, Inc. (2019), Roques, Perekhodtsev, et al. (2016), and U.S. Government Accountability Office (2017).

A.3.3. Discussion and implications for future implementations

An expert survey conducted by Bhagwat, de Vries, and Hobbs (2016) reveals that the CRMs implemented in the US have effectively—but likely not efficiently—contributed to reaching the different regions’ respective reliability goals. For this reason, the experts generally advise the EU to rely on EOMs and not implement CRMs. If, however, CRMs are to be implemented in Europe, they recommend using consistent and transparent rules with minimum subsequent modifications. Moreover, based on the US experience, it seems advisable to base the capacity remuneration on the availability of the respective resources in actual scarcity conditions. Since these recommendations are quite generic, they are also applicable to any country outside of Europe which is considering the implementation of a

CRM.

Bhagwat, de Vries, and Hobbs (2016) further state that cross-border inefficiencies are currently not considered a major issue in the US, even though the introduction of the PJM mechanism has likely been a key driver for the subsequent implementation of a CRM in the neighboring MISO region. In this respect, the situation is different in Europe, where the Europäische Kommission (2011) considers a single European electricity market—also termed “internal electricity market”—essential in order to ensure competitive, sustainable and secure energy supply in the future.

This is contrasted by several European countries already using or currently implementing individual mechanisms to increase generation adequacy on a national level (see Section A.3.2). Yet, in a highly interconnected electricity system like the European one, the uncoordinated implementation of local mechanisms might lead to numerous potentially adverse cross-border effects, which are described in detail in Section A.4.6.

The European Commission has already recognized this issue and therefore continuously assesses the conformity of planned and implemented mechanisms with EU State aid rules (for an overview of the cases see Europäische Kommission, 2017b). For a lawful public intervention in the market, the Europäische Kommission (2013) asks for the respective member state to demonstrate the essential need for any capacity remuneration. Moreover, any mechanism must ensure that distortions of competition are minimized and technology neutrality is guaranteed. The latter aspect includes the eligibility of demand-side measures or foreign generation capacity, which, for example, has led to several adjustments of the French decentralized capacity market mechanism.

A.4. Findings on capacity remuneration mechanisms in the literature

After analyzing real-world implementations of CRMs, the findings in the literature are discussed below. In view of the large number of studies, the findings have been structured based on the specifically investigated topics. This allows to compare similar studies and to derive common results. In many of the analyses, e.g., for evaluating dynamic long-term effects—such as the occurrence of investment cycles—the use of models is highly suitable (Hary et al., 2016). Table A.4 gives a quick overview of the existing approaches available in the literature including the regarded market characteristics or the considered research topics. For example, this allows determining which model type is particularly suitable for the assessment of specific research questions.

The summary of all the findings in the literature, including but not limited to the mentioned models in the table, is structured by the economic implications of CRMs in the following subsections. At first, the design elements of CRMs are briefly discussed. Then, it is examined how CRMs are affected by market power, risk aversion, and investment cycles. Subsequently, it is analyzed how CRMs influence market welfare and neighboring market areas. Finally, the impact of CRMs in an electricity market characterized by a higher share of RES and a more flexible demand side is evaluated.

Table A.4.: Summarized overview of modeling approaches regarding the development of electricity market design with a focus on capacity remuneration mechanisms or generation adequacy.

| Publication | Model type ^{a, b} | Model scope | Market area | Design criteria | Market power | Uncertainty | Investment cycl. | Efficiency | Cross-border | High RES | Flexible Res. | Research subject |
|--|--|---|-------------------------------|-----------------|--------------|-------------|------------------|------------|--------------|----------|---------------|---|
| Aalami et al. (2010) | analytical | interruptible technologies | Iran | | | | | | | | x | impact of capacity market programs on the load level and shape |
| Abani, Hary, Rious, et al. (2018) | system dynamics | spot market, decommissions (retirement of unprofitable existing generation)/investments | hypothetical | | | x | | | | | | impact of risk aversion on the performances of capacity remuneration mechanisms (competitive EOM, capacity market and strategic reserve) with investors facing an uncertain peak load |
| Abani, Hary, Sagan, et al. (2016) | system dynamics | spot market, decommissions (retirement of unprofitable existing generation)/investments | hypothetical | | | x | | x | | | | impact of investors' risk aversion on investments in generation capacity in a competitive EOM and a capacity market |
| Assili et al. (2008) | system dynamics | electricity dispatch, investments | hypothetical | | | | x | | | | | influence of capacity payments on market prices and the reserve margin |
| Bajo-Buenestado (2017) | analytical (perfect competition, subgame perfect Nash equilibrium) | spot market, investments | Texas (ERCOT) | | x | | | x | | | | welfare effects of introducing capacity payments in a competitive market and a market with dominant firms |
| Bhagwat and de Vries (2013) | agent-based (EMLab) | spot market, investments, transmission constraints | Germany, Netherlands | | | | x | | | | | effect of a strategic reserve in Germany on investment behavior and leakage of reserve benefits to the Netherlands |
| Bhagwat, Iychettira, and de Vries (2014) | agent-based (EMLab) | spot market, decommissions/investments, transmission constraints | hypothetical based on Germany | | | | | | x | | | cross-border impact of a capacity market and a strategic reserve on consumer costs and on investments in the affected markets |
| Bhagwat, Richstein, Chappin, and de Vries (2016) | agent-based (EMLab) | spot market, decommissions (retirement of unprofitable existing generation)/investments, transmission constraints | hypothetical based on Germany | | x | x | x | | | | | effectiveness strategic reserve in the presence of a high RES share |

Table A.4.: (cont.)

| Publication | Model type ^{a, b} | Model scope | Market area | Design criteria | Market power | Uncertainty | Investment cycl. | Efficiency | Cross-border | High RES | Flexible Res. | Research subject |
|--|-----------------------------|--|--|-----------------|--------------|-------------|------------------|------------|--------------|----------|---------------|---|
| Bhagwat, Iychettira, Richstein, et al. (2017) | agent-based (EMLab) | spot market, decommissions (retirement of unprofitable existing generation)/investments, transmission constraints | hypothetical based on Germany | | | x | x | | | x | | effectiveness of a capacity market in the presence of imperfect information and uncertainty, declining demand shocks resulting in load loss, and a growing share of RES |
| Bhagwat, Marcheselli, et al. (2017) | agent-based (EMLab) | spot market, decommissions (retirement of unprofitable existing generation)/investments | hypothetical based on the United Kingdom | | | x | x | | | | | effectiveness of a forward capacity market with long-term contracts in the presence of a growing share of RES |
| Bhagwat, Richstein, Chappin, Iychettira, et al. (2017) | agent-based (EMLab) | spot market, decommissions (retirement of unprofitable existing generation)/investments, transmission constraints | hypothetical based on Germany | | | | | | x | | | cross-border effects of a capacity market and/or a strategic reserve |
| Briggs and Kleit (2013) | analytical (Ramsey optimum) | spot market, investments, transmission constraints | hypothetical | | x | | | x | | | | efficiency of capacity payments |
| Bublitz, Renz, et al. (2015) | agent-based (PowerACE) | spot market, decommissions (retirement of unprofitable existing generation)/investments, operating reserve, transmission constraints | Germany | | x | | | x | | | | effects of the proposed strategic reserve in Germany on security of supply and costs |
| Cepeda and Finon (2011) | system dynamics | spot market, investments, transmission constraints | hypothetical | | | x | x | | | | | cross-border effects of an EOM (with/without price cap) and a forward capacity market |
| Cepeda and Finon (2013) | system dynamics | spot market, investments | hypothetical based on France | | | | | | | x | x | effects of large-scale deployment of wind power generation on spot prices and reliability of supply |

Table A.4.: (cont.)

| Publication | Model type ^{a, b} | Model scope | Market area | Design criteria | Market power | Uncertainty | Investment cycl. | Efficiency | Cross-border | High RES | Flexible Res. | Research subject |
|-----------------------------|--|--|-----------------------------|-----------------|--------------|-------------|------------------|------------|--------------|----------|---------------|---|
| Creti and Fabra (2007) | analytical (perfect competition, monopoly) | spot market, transmission constraints | hypothetical | | | | | x | | | | firms' optimal behavior and market equilibrium in capacity markets with the possibility to sell to a foreign market under both perfect competition and monopoly |
| Ehrenmann and Smeers (2011) | stochastic equilibrium | electricity dispatch, investment | hypothetical | | x | x | | | | | | effects of risk (fuel prices, carbon market) on investment decisions in generation capacity |
| Fabra et al. (2011) | analytical (Nash equilibrium) | investments | hypothetical | | | x | | x | | | | effects of price caps and auction formats (uniform-price/discriminatory) on investments and the capacity ratio between two firms |
| Fan et al. (2012) | stochastic equilibrium | electricity dispatch, investments | hypothetical | | | x | | | | | | effects of uncertainty and risk aversion on investments in high and low-carbon capacities |
| Franco et al. (2015) | system dynamics | electricity dispatch, decommissions (retirement of unprofitable existing generation)/investments | Great Britain | | | | x | | | | | effect of central buyer capacity market on investment cycles and long-term market stability |
| Genoese et al. (2012) | agent-based (PowerACE) | spot market, investments, operating reserve, transmission constraints | hypothetical based on Spain | | | | | x | | | | impact of a capacity payment mechanism on the long-term development of investments in conventional capacities and on electricity prices |
| Gore et al. (2016) | single-firm optimization | spot market, transmission constraints | Finland, Russia | | | | | x | x | | | short-term effects of an EOM and an energy-plus-capacity market on cross-border trade and efficient allocation of transmission capacity |
| Grave et al. (2012) | single-firm optimization (DIME) | electricity dispatch, decommissions (based on age)/investments | Germany | | | | | | | | x | development of security of supply under the increasing penetration of intermittent RES and the need for backup capacity and electricity imports |

Table A.4.: (cont.)

| Publication | Model type ^{a, b} | Model scope | Market area | Design criteria | Market power | Uncertainty | Investment cycl. | Efficiency | Cross-border | High RES | Flexible Res. | Research subject |
|-------------------------------------|--|---|---------------|-----------------|--------------|-------------|------------------|------------|--------------|----------|---------------|--|
| Grimm and Zöttl (2013) | analytical (perfect competition, Nash equilibrium) | spot market, investments | Germany | | | | | x | | | | influence of spot market design on firms' investment decision for different regimes of spot market competition (competitive prices and Cournot-Nash equilibrium) |
| Hach, Chyong, et al. (2016) | single-firm optimization | spot market, decommissions (retirement of unprofitable existing generation)/investments | Great Britain | | x | | | | | | | affordability, reliability, and sustainability of a central buyer capacity market (for new or new/existing capacity) |
| Hach and Spinler (2016) | real options for single investor | spot market, investments | Europe | x | | x | | | | | | effect of capacity payments on investments in gas-fired power plants under rising renewable feed-in |
| Hary et al. (2016) | system dynamics | spot market, decommissions (retirement of unprofitable existing generation)/investments | hypothetical | | | x | x | x | | | | dynamic effects of a capacity market and a strategic reserve mechanism on investment cycles |
| Hasani-Marzooni and Hosseini (2013) | system dynamics | electricity generation, investments, operating reserve, transmission constraints | Iran | | | | x | x | | | | effect of a (regional) capacity payment mechanism and a price cap on investments in Iranian electricity market |
| Herrero et al. (2015) | single-firm optimization | electricity dispatch, investments | hypothetical | x | | | | | | | | effects of the implemented pricing rule (linear and non-linear) on long-term investment incentives |
| Hobbs et al. (2007) | agent-based (single agent) | investments | hypothetical | x | | x | | | | | | effects of alternative demand curves in the PJM market on reserve margins, generator profitability, and consumer costs |
| Höschle et al. (2017) | analytical (Karush-Kuhn-Tucker) | electricity dispatch, investments, green certificates | Belgium | | | | | x | | | | effect of central buyer capacity market and strategic reserve on the reserve margin and non-participating RES |

Table A.4.: (cont.)

| Publication | Model type ^{a, b} | Model scope | Market area | Design criteria | Market power | Uncertainty | Investment cycl. | Efficiency | Cross-border | High RES | Flexible Res. | Research subject |
|-----------------------------|---|--|----------------------|-----------------|--------------|-------------|------------------|------------|--------------|----------|---------------|---|
| Jaehnert and Doorman (2014) | single-firm optimization | electricity dispatch, investments, transmission constraints | Netherlands, Germany | | | | | | | x | | effect of a capacity mechanism or an increased price cap on generation capacity under rising renewable feed-in |
| Joskow (2008) | analytical (Ramsey optimum) | spot market, investments | hypothetical | | x | | | | | | x | sources of the missing money problem in imperfect markets |
| Joskow and Tirole (2007) | analytical (Ramsey optimum) | spot market, investments, operating reserve | hypothetical | | x | x | | x | | | | efficiency of capacity obligations |
| Keles et al. (2016) | agent-based (PowerACE) | spot market, decommissions (retirement of unprofitable existing generation)/investments, operating reserve, transmission constraints | Germany | | | | | x | | | | generation adequacy in different market designs (EOM, central buyer capacity market, strategic reserve) |
| Kim and Kim (2012) | single-firm optimization | electricity dispatch, investments, transmission constraints | South Korea | | | | | x | | | | effects of zonal forward capacity markets on investments across market zones |
| Laleman and Albrecht (2016) | statistical | electricity dispatch | Belgium | | | | | | | | x | occurrence of electricity shortages and surpluses in the presence of a high share of nuclear combined with a high share of intermittent RES |
| Lara-Arango et al. (2017a) | analytical (joint maximization, Nash equilibrium, perfect competition) combined with scenario experiments | spot market, investments | hypothetical | | | | x | x | | | | economic welfare of a central buyer capacity market and a strategic reserve |
| Lara-Arango et al. (2017b) | agent-based | electricity dispatch, decommissions (based on age)/investments | hypothetical | | | x | x | | | | | influence of uncertainty on producer surplus and market stability in case of capacity payments and a capacity auction |

Table A.4.: (cont.)

| Publication | Model type ^{a, b} | Model scope | Market area | Design criteria | Market power | Uncertainty | Investment cycl. | Efficiency | Cross-border | High RES | Flexible Res. | Research subject |
|--------------------------------------|---|--|---------------|-----------------|--------------|-------------|------------------|------------|--------------|----------|---------------|--|
| Léautier (2016) | analytical (two-stage, Nash equilibrium) | spot market, investments | hypothetical | | x | x | | x | | | | optimal investment in different market designs (financial reliability options, physical capacity certificates, single market for energy and operating reserves) |
| Le Coq et al. (2017) | analytical combined with scenario experiments | spot market, investments | hypothetical | | x | | | x | | | | relationship between prices, market power and investment under three different regulatory regimes (low price cap, high price cap, capacity market) |
| Levin and Botterud (2015) | single-firm optimization | electricity dispatch, investments, spinning-up and non-spinning reserve | Texas (ERCOT) | | | | | | | x | | ability of three different market mechanisms (Operating Reserve Demand Curves, Fixed Reserve Scarcity Prices and fixed capacity payments) to provide generator revenue sufficiency and resource adequacy with increasing amounts of renewable energy |
| Lueken et al. (2016) | statistical | spot market | PJM | x | | x | | | | | | resource adequacy requirements in the PJM market area assuming plant failures are either independent or correlated |
| Lynch and Devine (2017) | analytical (Karush-Kuhn-Tucker) | spot market, decommissions (retirement based on higher maintenance costs)/investments, refurbishment | hypothetical | | | | | x | | | | impact of refurbishment under capacity payments and reliability options |
| de Maere d'Aertrycke et al. (2017) | stochastic equilibrium | electricity dispatch, investments | hypothetical | | | x | | x | | | | impact of incomplete risk trading (Contracts for Difference, Reliability Options with and without physical back-up) on investments |
| Mastropietro, Herrero, et al. (2016) | agent-based (two-stage) | spot market, investments | hypothetical | x | | | | | | | | impact of penalty schemes for under-delivery on capacity mechanisms' effectiveness and unit reliability |
| Meunier (2013) | analytical | electricity dispatch, investment | hypothetical | | | x | | | | | | effect of risk and risk-aversion on the long-term equilibrium technology mix |

Table A.4.: (cont.)

| Publication | Model type ^{a, b} | Model scope | Market area | Design criteria | Market power | Uncertainty | Investment cycl. | Efficiency | Cross-border | High RES | Flexible Res. | Research subject |
|--|--|--|-----------------|-----------------|--------------|-------------|------------------|------------|--------------|----------|---------------|--|
| Meyer and Gore (2015) | analytical (Nash equilibrium) | spot market, investments | hypothetical | | x | | | x | x | | | influence of competition and market power on market welfare of CRMs (strategic reserve and reliability options) |
| Milstein and Tishler (2012) | analytical (Nash equilibrium) | spot market, investments | Israel | | | | | x | | | | the rationality of underinvestment if profit-seeking, non-abusive producers construct and operate either one—base or peaking—generation unit (or both) |
| Mohamed Haikel (2011) | analytical (three stage, Karush-Kuhn-Tucker, Nash equilibrium) | spot market, investments | hypothetical | | x | x | | x | | | | comparison of three CRM (reliability options, forward capacity market, and capacity payments) in regard of efficiently assuring long-term capacity adequacy in Cournot oligopoly, collusion, and monopolistic situations |
| Neuhoff, Diekmann, Kunz, et al. (2016) | single-firm optimization | electricity dispatch, transmission constraints | hypothetical | x | | | | x | x | | | benefits of coordinated cross-border strategic reserves |
| Ochoa and Gore (2015) | system dynamics | electricity dispatch, investments, transmission constraints | Finland, Russia | | | | | x | x | | | effects of maintaining a strategic reserve in Finland in combination with the different scenarios of interconnection expansion and trading arrangements with Russia |
| Osorio and van Ackere (2016) | system dynamics | electricity dispatch, investments, transmission constraints | Switzerland | | | | | | x | | x | impact of the nuclear phase-out and the increasing penetration of variable RES on security of supply |
| Ozdemir et al. (2013) | single-firm optimization (COMPETES) | electricity dispatch, decommissions (based on age)/investments, transmission constraints | Europe | | | | | | x | | | cross-border effects (investments, electricity generation, market prices, and import export flows) of a unilateral introduction of a German capacity market |
| Park et al. (2007) | system dynamics | spot market, investments | South Korea | | | | | x | | | | effects of capacity incentive systems—loss of load probability or fixed capacity payments—on investment in the Korean electricity market |

Table A.4.: (cont.)

| Publication | Model type ^{a, b} | Model scope | Market area | Design criteria | Market power | Uncertainty | Investment cycl. | Efficiency | Cross-border | High RES | Flexible Res. | Research subject |
|-----------------------------|---------------------------------|--|-----------------------------|-----------------|--------------|-------------|------------------|------------|--------------|----------|---------------|---|
| Petit et al. (2017) | system dynamics (SIDES) | electricity dispatch, decommissions (retirement of unprofitable existing generation)/investments | hypothetical | | | x | | x | | | | effects of capacity mechanisms on security of supply objectives assuming risk-averse and risk-neutral investor behavior in power markets undergoing an energy transition |
| Ringler et al. (2017) | agent-based (PowerACE) | spot market, investments, operating reserve, transmission constraints | CWE Market area | | | | | x | x | | | effects of cross-border congestion management and capacity mechanisms on welfare and generation adequacy in Europe (potential development of the CWE Market) |
| Schwenen (2014) | analytical | spot market | hypothetical | | x | | | x | | | x | effect of market structure (duopoly with symmetric and asymmetric firm size) on security of supply in a capacity market and an EOM |
| Schwenen (2015) | analytical | capacity auction | New York (ICAP) | x | | | | | | | | strategic bidding to coordinate on an equilibrium in multi-unit auctions with capacity constrained bidders |
| See et al. (2016) | single-firm optimization | electricity dispatch, transmission constraints | hypothetical | | | | | | x | | | reinforcing cross-border competition for the supply of capacity generation with the help of a flow-based forward capacity mechanism |
| Tashpulatov (2015) | log-linear regression | spot market | England and Wales | | x | | | | | | | effects of regulatory reforms on incentive and disincentive to exercise market power |
| Traber (2017) | analytical (Karush-Kuhn-Tucker) | spot market, decommissions (based on age)/investments/retrofitting, transmission constraints | Germany, France, and Poland | | | | | x | | | | effects of capacity remuneration mechanisms on welfare and distribution (consumers/producers) with a focus on conventional power plants |
| de Vries and Heijnen (2008) | agent-based | spot market, decommissions (based on age)/investments, interruptible technologies | The Netherlands | | x | x | x | | | | | effectiveness of different market designs (an EOM with and without market power, capacity payment, operating reserves pricing, capacity market) under uncertainty about demand growth |

Table A.4.: (cont.)

| Publication | Model type ^{a, b} | Model scope | Market area | Design criteria | Market power | Uncertainty | Investment cycl. | Efficiency | Cross-border | High RES | Flexible Res. | Research subject |
|---------------------------|---|--------------------------|---------------|-----------------|--------------|-------------|------------------|------------|--------------|----------|---------------|--|
| Weiss et al. (2017) | hybrid (single-firm optimization/agent-based) | spot market, investments | Israel | | | | | | | x | x | market prices, reliability, and consumer costs in different market designs (EOM, capacity market, strategic reserve) |
| Willems and Morbee (2010) | analytical | spot market, investment | Germany | | | x | | x | | | | effects of an increasing number of derivatives on welfare and investment incentives in electricity market with risk averse firms |
| Winzer (2013) | agent-based | spot market, investments | Great Britain | | | x | | x | | | | robustness of various capacity mechanisms to welfare losses caused by regulatory errors |

^a Here, the column "model scope" excludes all CRM as these are mentioned in the column "Research subject". However, the term "spot market" is used if the strategic behavior of market participants is explicitly modeled.

^b If only marginal costs are regarded to determine, which capacity is operating, the term "electricity dispatch" is used.

A.4.1. Generic design criteria for a capacity remuneration mechanism

The design of a CRM is a complex challenge where the ideal solution depends on the particular market conditions, e.g., the existing capacity mix and the demand characteristics (Batlle and Rodilla, 2010; Cepeda and Finon, 2011; Keppler, 2017; Spees et al., 2013). Here only the most important design parameters as well as selected parameters for specific mechanisms are discussed, for further criteria, e.g., see Ausubel and Cramton (2010) and Batlle and Pérez-Arriaga (2008) for different design criteria, Herrero et al. (2015) for pricing rules, Neuhoff, Diekmann, Kunz, et al. (2016) for the design of a strategic reserve or Schwenen (2015) for the design of capacity auctions.

Target for system availability Once the decision to introduce a CRM has been made, a system-wide target for system adequacy is often set, which helps to determine in the case of volume-based mechanisms the required capacity level or in the case of price-based mechanisms the targeted capacity price (Hogan, 2017). Here, the loss of load expectation (LOLE)⁸ is frequently used and often a value of 1 day in 10 years is targeted (NERC, 2009), which however has been criticized as arbitrary and too strict to be economically optimal (Cramton and Stoft, 2006). Taking into account correlated outages among generators and the expected future demand, then the required quantity of demand to reach the target for system availability is derived.

Demand Curve In quantity-based CRMs, a demand curve—usually referred to as the variable resource requirement demand curve—must be defined that sets the price for each capacity level.⁹ Although in theory, it makes sense to rely on the declining marginal value of capacity (Cramton and Stoft, 2007), in practice, due to the difficulty of estimating this value, usually, a linear curve based on an upper and a lower price limit is used (Spees et al., 2013). The upper price cap needs to be high enough to incentivize sufficient investments when the system is tight and typically equals a multiple of the Net CONE¹⁰. The lower price cap is usually set equal to zero and marks the capacity level when the desired reserve margin is reached. However, sometimes, in order to avoid a total price collapse or prevent market manipulation from large purchasers of capacity, a higher price is set, e.g., 75% of the Net CONE (Miller et al., 2012). When setting the upper and lower price limit, it also needs to be taken into account that a steep demand curve may lead to more volatile prices and, thus, greater uncertainty for investors (Bhagwat, Marcheselli, et al., 2017).

⁸ However, the LOLE is not free of criticism, for example, as it refers only to curtailment and does not indicate to what absolute or relative extent in relation to the market size the curtailment occurs. Here, the unserved energy (UE) metric provides more insight (Lueken et al., 2016). An overview of further reliability target can be found at Milligan et al. (2016).

⁹ Instead of demand curves sometimes a fixed capacity is set. However, Hobbs et al. (2007) advise against this practice as sloped demand curves bear lower risks for consumers.

¹⁰ Similar to the determination of the VoLL, the determination of the CONE or the Net CONE, which is usually carried out by the regulator, is also a controversial matter. The choice or the cost-basis of the reference technology, and, thus, its value is often adjusted over time (Cramton and Stoft, 2007, 2008; Jenkin et al., 2016). Regarding the related uncertainty, Spees et al. (2013) propose to better set a higher value to avoid unreliable outcomes.

Eligible Technologies In a next step, the definition of the capacity product needs to be established, and it has to be decided which capacity resources are eligible. De Sisternes and Parsons (2016) argue that CRMs should be technology-neutral and allow for the participation of all elements that can reliably provide capacity (conventional and renewable generation, storage technologies, demand-side measures). If certain technologies were to be excluded, the mechanisms would introduce hidden subsidies for the technologies eligible for the CRM, which in turn would lead to higher costs for consumers. At the same time, however, it must be noted that this can possibly lead to conflicts regarding the reduction of carbon emissions, for example, in Great Britain highly emission-intensive diesel-fueled generators received capacity payments (S&P Global, 2015). Moreover, Hach and Spinler (2016) propose to consider the specific policy targets and only consider a technology-neutral selection if generation adequacy is to be achieved at the lowest possible cost. However, if particularly flexible capacities are required or an ambitious emission reduction target needs to be achieved, this should be reflected in the selection of technologies. Although it is cheaper to only pay for new generation capacities, it must be noted that this strategy works only once as investors will adjust their behavior onwards and demand additional protection and risk premiums (Cramton, Ockenfels, et al., 2013).

Verification system In order to enhance the performance of CRMs, a performance incentive system is required, which ensures that the capacities actually provide the contracted capacity when the system is tight (Mastropietro, Herrero, et al., 2016; Vázquez et al., 2002). This can either be implemented through a financial penalty for non-compliance (Cramton and Stoff, 2005) or by restricting the amount a resource can provide to its firm capacity (Batlle and Pérez-Arriaga, 2008). The experiences from the United States show that despite the existence of explicit penalties, underperformance has occurred, which underlines the importance of designing and implementing a performance incentive system (Mastropietro, Rodilla, et al., 2017). If a financial penalty is chosen, it needs to be high enough to incite investors to compliance, which, however, increases the risk of investors and this is reflected in their bids. For the exact amount of the penalty, it is possible to rely on the VoLL, the capacity price or the Net CONE.

A.4.2. Potential and effects of market power

Central buyer mechanisms, e.g., reliability options, are able to lower the potential for market power in wholesale electricity markets (Le Coq et al., 2017; Léautier, 2016) and thereby improve the efficiency and reduce the total bill of generation, which is defined as the sum of the revenues realized by the electricity generators (Hach, Chyong, et al., 2016). By contrast, compared to an EOM, Bhagwat, Richstein, Chappin, and de Vries (2016) claim that a strategic reserve increases the possibility to exercise market power as the opportunities to withhold capacities, which can result in an activation of the reserve and extreme market prices, become more frequent compared to an EOM where market power is primarily exercised during capacity shortage hours.

In addition, as Mohamed Haikel (2011) points out, market power might be exerted when introducing non-market based mechanisms, e.g., capacity payments. However, the possible entry of a new competitor makes them less vulnerable to market power than,

e.g., day-ahead markets, where in the short term no additional competition can emerge (Schwenen, 2014). Therefore, it seems unlikely that the additional potential of market power within a CRM will compensate for the lower potential in the wholesale markets. Nonetheless, Joskow (2008) advocates that the capacity price could be reduced by the quasi-rents earned by a hypothetical peaking unit, thereby disincentivizing the exercise of market power. Furthermore, Cramton and Stoft (2008) argue that only new investments could be allowed to set the capacity price to mitigate market power, existing capacity must either submit a zero bid or is not allowed to participate at all. The rationale behind this approach is that although established market players might possess market power, they are unable to exercise it if there is competitive new entry and only new investments set the price.

A.4.3. Influence of uncertainty and risk aversion

In the majority of the considered analyses, it is assumed for simplification purposes that all decision-makers act risk-neutral, although several theoretical arguments (Banal-Estanol and Ottaviani, 2006; Neuhoff and de Vries, 2004) as well as real-world observations suggest that decision-makers in the energy sector are usually risk-averse or at least behave accordingly (Meunier, 2013). This seems to be the case not only for economic but also for political decision-makers (Finon et al., 2008; Neuhoff, Diekmann, Kunz, et al., 2016). However, several studies explicitly consider risk-aversion and their findings are described in the following.

As the electricity market reacts very sensitively to the level of risk aversion of the investors (e.g., Petit et al., 2017), risk aversion causes the market to deviate from the installed capacity in the welfare optimal case (Winzer, 2013). Given the high social costs of capacity shortages and the uncertainty associated with the development of the electricity market, de Vries and Heijnen (2008) point out that the socially optimal level of generation capacity is higher than the theoretical optimum under perfect foresight. Moreover, Ehrenmann and Smeers (2011) find that in an EOM with a low price cap as well as in a CRM, uncertainty and risk aversion aggravates the generation adequacy problem, which in turn can dramatically increase the costs for end consumers. This is caused by delaying investments and shifting from high- to less-capital intensive investments. Similar findings are made by de Vries and Heijnen (2008) who state that CRMs can contribute to a more balanced generation portfolio by reducing the investment risk and, thus, counteracting the tendency of risk-averse investors towards low-capital technologies with short lead times. Fan et al. (2012) conclude that a CRM could prove to be beneficial as their findings indicate that risk aversion tempts investors to adopt the decisions that would have been taken if the worst-case scenario had materialized thereby avoiding investments in new uncertain technologies, e.g., concentrating solar power.

As part of an analytical analysis, Neuhoff and de Vries (2004) investigate the influence of weather- and demand-related uncertainty and risk aversion on the investment decisions of electricity generators having a unique technology at their disposal. Their results indicate that an EOM will provide insufficient investment incentives to ensure generation adequacy if investors or final consumers are risk-averse and unable to hedge their portfolio adequately via long-term contracts. De Maere d'Aertrycke et al. (2017) analyze the effect

of two reference long-term contracts as well as the impact of a long-term forward capacity market and find that even though long-term contracts and a highly calibrated forward capacity market are able to improve welfare substantially, they also entail severe drawbacks. In all cases, traded volumes need to be far higher than in current energy markets as illiquidity can severely impair the effectiveness of these instruments and increase the risk premiums demanded by investors by about 10%. Besides, Willems and Morbee (2010) find that the liquid trade of derivatives provides sufficient incentives for a risk-averse producer to invest. Here, forward contracts mainly lead to an increase of investments in base-load capacity, and if also options are offered in the market, the investments in peak-load plants will increase as well. In some cases, if no suitable financial substitutes are traded for an investment option, however, overinvestment can occur.

Furthermore, Abani, Hary, Sagan, et al. (2016) state that considering the risk aversion of the decision makers involved is crucial when comparing different market designs. Their results demonstrate that when comparing the implementation of a central buyer mechanism and an EOM, the difference in shortage situations increases if investors are regarded as risk-averse instead of risk-neutral. In a more recent study, Abani, Hary, Rious, et al. (2018) investigate an EOM and two CRMs (central buyer, strategic reserve) and find that in case of risk aversion, investors tend to extend the lifetime of existing generation capacity instead of building new, which in turn leads to higher total generation costs. Similarly, Petit et al. (2017) show that in an EOM the amount of economically motivated decommissions of thermal plants or the level of scarcity prices is dependent on the risk aversion of the investors. However, CRMs are comparatively insensitive to the risk aversion of the market participants due to the fact that the required quantity is directly specified by the regulator and the risk aversion of the market participants is reflected in their bids affecting the total costs. This proves to be a substantial benefit for policy makers as market developments are more predictable.

A.4.4. Effects of investment cycles

Although fixed or variable capacity payments are unable to abolish investment cycles, they reduce the cycles' amplitude resulting in a high level of market price stability and a reasonable reserve margin (Assili et al., 2008; Ford, 1999). Moreover, Cepeda and Finon (2011) demonstrate that investment cycles can effectively be dampened by capacity obligations, in turn leading to smoother annual average electricity prices and higher reliability.

In case of a strategic reserve, Bhagwat, Richstein, Chappin, and de Vries (2016) and de Sisternes and Parsons (2016) find that investment cycles, e.g., caused by uncertainty about the future electricity demand, may still occur. Similarly, Hary et al. (2016) show that although underinvestment is avoided, overinvestment is not prevented by a strategic reserve as the regulator cannot influence the perceived value of additional generation capacity or enforce investors to postpone their decisions. However, a central buyer mechanism is able to positively influence investor behavior and, therefore, reduce the occurrences of under- and overinvestment. Moreover, Bhagwat, Richstein, Chappin, Iychettira, et al. (2017) find that in case of a forward capacity market boom and bust cycles may still occur if the electricity demand drops sharply, consequently leading to the decline

of capacity prices and multiple decommissions of existing capacity so that only a high reserve margin initially set by the regulator prevents loss of load situations. In reaction to the resulting shortage, capacity prices spike again, and investments are made. Similarly, Bhagwat, Marcheselli, et al. (2017) state that in a forward capacity market investment cycles still exist, but in comparison with an EOM, they extend over longer periods and feature smaller amplitudes. Also, by decreasing the investor risk and reliability risk for consumers, forward reliability markets can prevent boom-bust cycles (Cramton and Stoff, 2008).

Beyond, Franco et al. (2015) claim that the implementation of a CRM together with long-term contracts for low-carbon generators prevent any fluctuations in the price and reserve margin in the British electricity market. However, sudden shocks seem not to be taken into account in the analysis. Also, Hasani-Marzooni and Hosseini (2011) state that a hybrid CRM (periodically using capacity payments and a forward capacity market) is able to prevent over- and underinvestment efficiently.

In summary, the presented results support the assertion that investment cycles, which are caused by uncertainties, e.g., regarding the demand growth, can be damped by CRMs (de Vries and Heijnen, 2008). However, most often they cannot be completely prevented and a sufficient reserve margin mainly depending on market uncertainties needs to be determined by the regulator.

A.4.5. Efficiency and market welfare of capacity remuneration mechanisms

As a strategic reserve allows the use of all contracted capacities only for a single purpose, inevitably inefficiencies occur, and additional investments are needed to replace the lost flexibility (Höschle et al., 2017). Further, the dispatch of the strategic reserve at any other value than the VoLL can reduce the market welfare analogous to the price caps in the EOM (Finon et al., 2008). Besides, a strategic reserve does not appear to improve the market stability or increase the expected economic surplus in the long term (Lara-Arango et al., 2017a). Therefore, it seems advisable to use a strategic reserve as a short-term solution and replace it by other mechanisms in the long term. However, the distributional effects of a strategic reserve seem to be relatively small (Neuhoff, Diekmann, Kunz, et al., 2016).

Creti and Fabra (2007) state that in order for a CRM to maximize social welfare, gains from reducing load loss situations must exceed the additional capacity costs and the secured capacity procured should be equal to the peak demand. Furthermore, they argue that the price limit should be defined as the opportunity costs of providing full capacity commitment as different parameterizations would lead to a reduction in welfare through either overcapacities or scarcity prices. In a case study for Great Britain, Hach, Chyong, et al. (2016) find that through deliberate overcapacity and, thereby, avoiding extreme prices and lost load occasions, a central buyer mechanism can effectively lower the total bill of generation. Similar results are obtained by Bhagwat, Marcheselli, et al. (2017), Höschle et al. (2017), and Keles et al. (2016) in case studies of the electricity market in Great Britain, Belgium, and Germany, respectively. However, Schwenen (2014) argues that in a framework with two firms, in equilibrium capacity prices are non-competitive due to capacity constraints and signals for the entry of new firms are likely being distorted by the regulator.

By employing an analytical model, Briggs and Kleit (2013) find that capacity payments for base-load power plants are never optimal. In the short term, capacity payments will cause prices to fall and competitive base-load power plants to be suppressed, and in the long term incentives to invest in peak load power plants and generation adequacy will decline. Also, the positive short-term price effect might be lower than theoretically expected (Genoese et al., 2012), and the payments might even fail to ensure an adequate reserve margin (Kim and Kim, 2012; Park et al., 2007). Likewise, Milstein and Tishler (2012) find that targeted capacity payments for the peaking technology, which account for 25 % of the associated capacity costs, only increase the social welfare by 0.02 %. Furthermore, Bajo-Buenestado (2017) show that the benefit of capacity payments depends on the intensity of competition and is less if the market is controlled by dominant companies as in many real-world markets. Joskow and Tirole (2007) state that if market power is present in a market with more than two states of nature, i.e., peak and off-peak, capacity payments are an insufficient instrument.

As results from the literature are not always coherent and often only applicable for specific cases, the question of which CRM is most efficient remains open. For example, often a central buyer mechanism seems to yield significantly better results than a strategic reserve (Hary et al., 2016; Höschle et al., 2017; Keles et al., 2016), but sometimes the results are ambiguous (Traber, 2017). Most likely, this can be attributed to the fact that the results depend among other things on the existing generation structure and their development in time (Batlle and Rodilla, 2010; Traber, 2017) as well as the taken assumptions, e.g., the consideration of uncertainty (Lara-Arango et al., 2017b) or the risk aversion of investors (Petitet et al., 2017). Nevertheless, there seems to be a consensus in the literature that market-based mechanisms are usually advantageous compared to interventionist mechanisms, e.g., capacity payments (Batlle and Rodilla, 2010; Lara-Arango et al., 2017a; Mohamed Haikel, 2011).

A.4.6. Influence on neighboring markets through cross-border effects

One of the difficulties encountered in the study of cross-border effects is the large number of influence factors such as the regarded markets, generation technologies, different interconnector capacities or asymmetric market sizes. Furthermore, cross-border effects are strongly influenced by competition between market participants and the possibility of exerting market power (Meyer and Gore, 2015). Thus, deriving common conclusions is extremely challenging.

One major short-term cross-border effect is the occurrence of market distortions if a CRM does not adequately consider generation capacities abroad. In this case, through additional capacity payments, domestic producers gain a competitive edge over foreign producers (Hawker et al., 2017). However, the primary focus of the scientific research is on long-term effects, i.e., the development of generation adequacy, distributive effects, and price effects, as CRMs will mainly drive investment decisions (e.g., Ozdemir et al., 2013). For example, with the help of an agent-based electricity market model Bhagwat, Iychettira, and de Vries (2014) and Bhagwat, Richstein, Chappin, Iychettira, et al. (2017) find that in case of a forward capacity market and strategic reserve in two neighboring markets, the forward capacity market appears to have a negative spillover effect on the strategic reserve.

However, a neighboring EOM does not limit the ability of a national forward capacity market or strategic reserve to achieve its objectives. Indeed, vice versa, two effects can be observed. On the one hand, the neighboring EOM operates as a free-rider and benefits from the additional foreign generation capacities. On the other hand, the dependence of the EOM on imports increases, which can be particularly disadvantageous in critical situations. Similar results are obtained by Ochoa and Gore (2015), who show in a case study for the Finnish and Russian electricity market, that if Russian imports were reliably available, abolishing Finland's strategic reserve could lead to lower costs for Finnish consumers. However, as this is not the case, the advantages of maintaining a strategic reserve outweigh the disadvantages, and the interconnection expansion should be avoided—instead, the development of local capacities should be given preference. Furthermore, Cepeda and Finon (2011) find that in the long term an EOM will only marginally benefit from a CRM in an adjacent market. Also, for the EOM, the unilateral introduction of a price cap leads to a reduced level of security of supply as suppliers prefer to offer their generation capacity in neighboring markets. Moreover, by using a simulation model to investigate the unilateral introduction of a strategic reserve and reliability options in a two-country case, Meyer and Gore (2015) show that the overall cross-border welfare effect is most likely negative.

In addition, it can be concluded that the introduction of a CRM in a neighboring country creates considerable pressure on the national regulator to introduce a dedicated CRM as a safeguard against possibly harmful consequences (Bhagwat, Richstein, Chappin, Iychettira, et al., 2017; Gore et al., 2016). Therefore, Hawker et al. (2017) are advocating the cross-border coordination of CRMs to provide sufficient new investment in generation and transmission capacities and Neuhoff, Diekmann, Kunz, et al. (2016) claim that a coordinated strategic reserve in Europe should be feasible and, among other things, would have the following advantages: On the one hand, capacities from abroad could be used at times of maximum stress and, on the other hand, the joint calculation of the reserve volume would reduce the required quantity as individual demand peaks usually occur at different times. Furthermore, with the possible expansion of cross-border capacity and the associated strong influence on prices (Osorio and van Ackere, 2016), a coordinated approach seems to be increasingly advantageous. However, solving the dilemma of choosing between a coordinated or national approach is complex. Especially when time is a critical factor, a co-ordinated solution might not be implemented early enough due to the increased need for coordination (de Vries, 2007).

A.4.7. Impact of a high share of intermittent renewables

One of the central questions associated with the rapid expansion of RES is whether they exacerbate the adequacy problem. First of all, Cramton, Ockenfels, et al. (2013) point out that price caps present in most EOMs are unaffected as the level is neither lowered nor increased by RES. Nonetheless, increasing low price caps might become more relevant as large investments in peak-load generation capacity are likely to be required as a backup for intermittent RES. However, this could be prevented by a price cap set too low (Cepeda and Finon, 2013; Jaehnert and Doorman, 2014). As RES, due to their marginal costs close to zero, can be regarded as a price-inelastic demand—with the exception of situations where the prices are negative—Cramton, Ockenfels, et al. (2013) argue that RES increase the volatility

of and the uncertainty about the demand and market prices and, thereby, exacerbate the adequacy problem. Similarly, Newbery (2017) claims that a high share of intermittent RES, on the one hand, and the uncertainty about the development of the carbon allowances price, on the other hand, likely require long-term capacity contracts—beyond a horizon of three to four years—for ensuring reliability efficiently.

Jaehnert and Doorman (2014) investigate the development of system adequacy and find that the capacity reserve margins decrease with an increasing share of RES leading to several occurrences of load curtailment. Also, the merit-order effect caused by large-scale employment of wind energy is more relevant in an EOM than in a market with a CRM, where thermal generation capacities are better able to recover the fixed costs of their investment (Cepeda and Finon, 2013). However, in reverse, a CRM that only takes into account the secured available capacity can have a negative impact on the market-driven development of wind power. Still, in a world with 100% renewable energy, Weiss et al. (2017) argue that an EOM can adequately function if market prices take into account the opportunity costs of flexible resources. However, in such a scenario, RES probably still require a dedicated funding mechanism. Besides, a CRM might be necessary to minimize the associated risk of underinvestment in flexible capacities.

A.4.8. Incentives for flexible resources

As with increasing shares of RES supply fluctuations in the electricity market become more frequent, flexible resources are required (Grave et al., 2012; Nicolosi, 2010), e.g., demand-side management or short-term and long-term storage options that have not yet been sufficiently remunerated in the market design to date (Cepeda and Finon, 2013; Joskow, 2008). An adequate market design needs to pay sufficient attention to flexible resources in order to fully capitalize on their potential (Neuhoff, Diekmann, Kunz, et al., 2016; Weiss et al., 2017). Although flexible resources do not automatically guarantee a reliable level of investment, they ensure reliability under different levels of installed generation capacity and induce an efficient electricity dispatch (Cramton and Stoft, 2005).

Whereas the concept of firm or reliable capacity is already well defined and, moreover, constant, regardless of how the future electricity system develops, the term flexibility is still vague and furthermore has a critical temporal dependency. Sometimes flexibility is required for a few seconds or minutes, but other times for several hours or even days and usually the most suitable options for short-term flexibility are not coherent with those for long-term flexibility (Hogan, 2017). In order to reliably determine the need for and value of flexibility, it is best to compare the value of energy in scarcity with that in abundance situations, which depends on the current state of the electricity system.

In a well-functioning EOM, market participants are exposed to extremely high price signals at times of scarcity or negative prices in times of oversupply, thus, creating incentives for long-term investments in storage technologies as well as incentives for consumers to directly react to price developments (e.g., Hu et al., 2017). For this reason, EOMs can especially benefit from increased flexibility, e.g., through demand response, as the market is then able to react to extreme price peaks and consumers are no longer exposed to the excessive market power of suppliers, thereby reducing the need for regulatory price caps (Schwenen, 2014). Yet, if the market design is severely different, e.g., by a forward capacity

market, price spikes will decrease in frequency and amplitude, thus, diminishing the value of flexible resources (Hogan, 2017). Auer and Haas (2016) even argue that the introduction of capacity payments ruins market competition, meaning that flexibility options would not be exploited, thus, leaving their development only in the hands of the regulator. Even though these theoretical findings pose a clear disadvantage for CRMs, practical experiences indicate that decision makers seem to be aware of this issue as, for example in the US, CRMs explicitly include financial support for flexible resources, which in turn lead to a rise of these capacities (Rious et al., 2015).

A.5. Conclusions and policy implications

Electricity markets are in many respects similar to most other markets; however, they require a specific regulatory framework due to a number of peculiarities such as the physical characteristics of the commodity electricity, an inelastic volatile demand and the missing-money problem. In combination with the transformation from a centralized system with primarily fossil-fuel power plants to a decentralized system with a high share of renewable energies and the sharp decline in electricity prices, concerns among policy makers about generation adequacy have grown and led to the implementation of various CRMs. However, the necessity of CRMs remains the subject of ongoing discussion, and it is often argued that an EOM already offers an efficient solution whereas CRMs tend to be inefficient. To better grasp the arguments of both sides, an up-to-date overview of the debate was given. Subsequently, a classification of the different mechanisms was shown, the current status of real-world implementations was presented, and initial experiences were discussed. While only two types of mechanisms (central buyer and de-central obligations) are used in the United States, the situation is much more diverse in Europe due to uncoordinated national approaches.

The findings in the literature reveal that CRMs can improve generation adequacy, but also bring along new challenges. One major advantage of CRMs is that they are able to effectively reduce or even to solve different problems of existing markets. For example, fluctuations caused by investment cycles can be dampened—even though usually not fully abolished—and, thereby, extreme scarcity events can be prevented. Also, the adverse effects of the abuse of market power can be mitigated, and some mechanisms, for example, a forward capacity market, are able to solve the missing money problem. Also, CRMs usually make market developments less dependent on the risk profile of the investors, thereby, making them more predictable and reducing deviations from the long-term optimum that can be caused by risk-averse decision-makers.

Determining the optimal market design, however, remains an ongoing challenge. As the adequate design depends on a variety of factors such as the existing capacity mix and demand characteristics, no general advantageousness of single mechanisms could be determined so far. For example, often a central buyer mechanism seems to yield significantly better results than a strategic reserve, which is inefficient by design as contracted capacities are used for a single purpose only. However, in exceptional cases the results are ambiguous. Nevertheless, it can be concluded that market-based mechanisms,

e.g., a forward capacity market, are usually advantageous compared to interventionist mechanisms such as capacity payments.

Furthermore, the implementation of a CRM can lead to market distortions, e.g., through cross-border effects. Even though cross-border impacts are diverse and the results in the literature are sometimes conflicting, there seems to be a consensus that a one-sided implementation of CRMs leads to negative spillover effects on a neighboring market without a CRM. This increases the pressure in the neighbouring market either to introduce a domestic mechanism or to pursue a coordinated approach. Compared to an EOM, the value of flexible resources is diminished in the presence of a CRM. Therefore, their expansion is largely independent of market forces and left in the hands of the regulator.

Even though a large number of studies has already been carried out, the comparability of the results is often limited and, thus, it is difficult to select the best mechanism to implement. It would therefore be helpful if common criteria or specific scenarios are used to evaluate different market designs. Furthermore, especially the efficiency of the mechanism is all too often neglected. Also, the behavior of market participants as learning, risk-averse agents that interact with each other often does not seem to be adequately addressed and rarely verified by studies or experiments. However, as the investors' risk profile can directly influence the results and the relative advantageousness of different CRM, it would thus be advisable to explicitly consider risk aversion.

References

- Aalami, H. A., M. P. Moghaddam, and G. R. Yousefi (2010). "Demand response modeling considering Interruptible/Curtailable loads and capacity market programs". In: *Applied Energy* 87.1, pp. 243–250. ISSN: 03062619.
- Abani, A. O., N. Hary, V. Rious, and M. Saguan (2018). "The impact of investors' risk aversion on the performances of capacity remuneration mechanisms". In: *Energy Policy* 112, pp. 84–97. DOI: 10.1016/j.enpol.2017.10.008.
- Abani, A. O., N. Hary, M. Saguan, and V. Rious (2016). "Risk aversion and generation adequacy in liberalized electricity markets: Benefits of capacity markets". In: *2016 13th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, pp. 1–5. DOI: 10.1109/EEM.2016.7521264.
- ACER and CEER (2017). *Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Gas Markets in 2016: Electricity Wholesale Markets Volume*.
- Arango-Aramburo, S. and E. R. Larsen (2011). "Cycles in deregulated electricity markets: Empirical evidence from two decades". In: *Energy Policy* 39.5, pp. 2457–2466. DOI: 10.1016/j.enpol.2011.02.010.
- Assili, M., D. B. Javidi, M. Hossein, and R. Ghazi (2008). "An improved mechanism for capacity payment based on system dynamics modeling for investment planning in competitive electricity environment". In: *Energy Policy* 36.10, pp. 3703–3713. DOI: 10.1016/j.enpol.2008.06.034.
- Auer, H. and R. Haas (2016). "On integrating large shares of variable renewables into the electricity system". In: *Energy* 115, pp. 1592–1601. ISSN: 03605442. DOI: 10.1016/j.energy.2016.05.067.
- Ausubel, L. M. and P. Cramton (2010). "Using forward markets to improve electricity market design". In: *Utilities Policy* 18.4, pp. 195–200. ISSN: 09571787. DOI: 10.1016/j.jup.2010.05.004.
- Bajo-Buenestado, R. (2017). "Welfare implications of capacity payments in a price-capped electricity sector: A case study of the Texas market (ERCOT)". In: *Energy Economics* 64, pp. 272–285. ISSN: 01409883. DOI: 10.1016/j.eneco.2017.03.026.
- Banal-Estanol, A. and M. Ottaviani (2006). "Mergers with Product Market Risk". In: *Journal of Economics & Management Strategy* 15.3, pp. 577–608. ISSN: 1058-6407. DOI: 10.1111/j.1530-9134.2006.00111.x.
- Battle, C. and I. J. Pérez-Arriaga (2008). "Design criteria for implementing a capacity mechanism in deregulated electricity markets". In: *Utilities Policy* 16.3, pp. 184–193. ISSN: 09571787. DOI: 10.1016/j.jup.2007.10.004.
- Battle, C. and P. Rodilla (2010). "A critical assessment of the different approaches aimed to secure electricity generation supply". In: *Energy Policy* 38.11, pp. 7169–7179. DOI: 10.1016/j.enpol.2010.07.039.
- Battle, C., C. Vázquez, M. Rivier, and I. J. Pérez-Arriaga (2007). "Enhancing power supply adequacy in Spain: Migrating from capacity payments to reliability options". In: *Energy Policy* 35.9, pp. 4545–4554. DOI: 10.1016/j.enpol.2007.04.002.
- Becker, S., D. Schober, and S. Wassermann (2016). "How to approach consumers' nonmonetary evaluation of electricity supply security? The case of Germany from a multidisci-

-
- plinary perspective”. In: *Utilities Policy* 42, pp. 74–84. ISSN: 09571787. DOI: 10.1016/j.jup.2016.06.012.
- Beckers, T., A. Hoffrichter, and C. von Hirschhausen (2012). *Internationale Erfahrungen mit Kapazitätsinstrumenten und Schlussfolgerungen für die deutsche Diskussion*. Berlin. URL: https://www.wip.tu-berlin.de/fileadmin/fg280/forschung/publikationen/2012/tu_berlin-wip_2012-internationale_erfahrungen_mit_kapazitaetsmechanismen.pdf.
- Besser, J. G., J. G. Farr, and S. F. Tierney (2002). “The Political Economy of Long-Term Generation Adequacy: Why an ICAP Mechanism is Needed as Part of Standard Market Design”. In: *The Electricity Journal* 15.7, pp. 53–62. ISSN: 10406190. DOI: 10.1016/S1040-6190(02)00349-4.
- Bhagwat, P. C. and L. J. de Vries (2013). “The effect of German strategic reserves on the central European electricity market”. In: *2013 10th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. IEEE, pp. 1–7. ISBN: 978-1-4799-2008-2. DOI: 10.1109/EEM.2013.6607362.
- Bhagwat, P. C., L. J. de Vries, and B. F. Hobbs (2016). “Expert survey on capacity markets in the US: Lessons for the EU”. In: *Utilities Policy* 38, pp. 11–17. ISSN: 09571787. DOI: 10.1016/j.jup.2015.11.005.
- Bhagwat, P. C., K. K. Iychettira, and L. J. de Vries (2014). “Cross-border effects of capacity mechanisms”. In: *2014 11th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. IEEE, pp. 1–5. ISBN: 978-1-4799-6095-8. DOI: 10.1109/EEM.2014.6861269.
- Bhagwat, P. C., K. K. Iychettira, J. C. Richstein, E. J. Chappin, and L. J. de Vries (2017). “The effectiveness of capacity markets in the presence of a high portfolio share of renewable energy sources”. In: *Utilities Policy* 48, pp. 76–91. ISSN: 09571787. DOI: 10.1016/j.jup.2017.09.003.
- Bhagwat, P. C., A. Marcheselli, J. C. Richstein, E. J. Chappin, and L. J. de Vries (2017). “An analysis of a forward capacity market with long-term contracts”. In: *Energy Policy* 111, pp. 255–267. DOI: 10.1016/j.enpol.2017.09.037.
- Bhagwat, P. C., J. C. Richstein, E. J. Chappin, and L. J. de Vries (2016). “The effectiveness of a strategic reserve in the presence of a high portfolio share of renewable energy sources”. In: *Utilities Policy* 39, pp. 13–28. ISSN: 09571787. DOI: 10.1016/j.jup.2016.01.006.
- Bhagwat, P. C., J. C. Richstein, E. J. Chappin, K. K. Iychettira, and L. J. de Vries (2017). “Cross-border effects of capacity mechanisms in interconnected power systems”. In: *Utilities Policy* 46, pp. 33–47. ISSN: 09571787. DOI: 10.1016/j.jup.2017.03.005.
- Bloomberg (2015). *E.ON Files to Close Unprofitable Irsching Gas Power Plants*. URL: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2015-03-30/eon-files-to-close-two-unprofitable-irsching-gas-power-plants>.
- Blume, S. W. (2007). *Electric power system basics: For the nonelectrical professional*. IEEE Press. Hoboken, NJ and Piscataway, NJ: Wiley-Interscience. ISBN: 978-0-470-12987-6.
- Briggs, R. J. and A. Kleit (2013). “Resource adequacy reliability and the impacts of capacity subsidies in competitive electricity markets”. In: *Energy Economics* 40, pp. 297–305. ISSN: 01409883. DOI: 10.1016/j.eneco.2013.07.009.
- Bruninx, K., D. Madzharov, E. Delarue, and W. D’haeseleer (2013). “Impact of the German nuclear phase-out on Europe’s electricity generation—A comprehensive study”. In: *Energy Policy* 60, pp. 251–261. DOI: 10.1016/j.enpol.2013.05.026.

- Bublitz, A., D. Keles, and W. Fichtner (2017). “An analysis of the decline of electricity spot prices in Europe: Who is to blame?” In: *Energy Policy* 107, pp. 323–336. DOI: 10.1016/j.enpol.2017.04.034.
- Bublitz, A., L. Renz, D. Keles, M. Genoese, and W. Fichtner (2015). “An assessment of the newly proposed strategic reserve in Germany”. In: *2015 12th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. IEEE, pp. 1–5. ISBN: 978-1-4673-6692-2. DOI: 10.1109/EEM.2015.7216660.
- Byers, C., T. Levin, and A. Botterud (2018). “Capacity market design and renewable energy: Performance incentives, qualifying capacity, and demand curves”. In: *The Electricity Journal* 31.1, pp. 65–74. ISSN: 10406190. DOI: 10.1016/j.tej.2018.01.006.
- Caramanis, M. C., R. E. Bohn, and F. C. Schweppe (1982). “Optimal Spot Pricing: Practice and Theory”. In: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* PAS-101.9, pp. 3234–3245. ISSN: 0018-9510. DOI: 10.1109/TPAS.1982.317507.
- Cejie, J. (2015). *The Strategic reserve – why and how?* URL: http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/strategic_reserve_en.pdf.
- Cepeda, M. and D. Finon (2011). “Generation capacity adequacy in interdependent electricity markets”. In: *Energy Policy* 39.6, pp. 3128–3143. DOI: 10.1016/j.enpol.2011.02.063.
- Cepeda, M. and D. Finon (2013). “How to correct for long-term externalities of large-scale wind power development by a capacity mechanism?” In: *Energy Policy* 61, pp. 671–685. DOI: 10.1016/j.enpol.2013.06.046.
- Chow, L. and S. Brant (2018). *The 2017 resource adequacy report*. Ed. by California Public Utilities Commission. URL: <http://www.cpuc.ca.gov/WorkArea/DownloadAsset.aspx?id=6442458520>.
- Cramton, P., A. Ockenfels, and S. E. Stoft (2013). “Capacity Market Fundamentals”. In: *Economics of Energy & Environmental Policy* 2.2. ISSN: 21605882. DOI: 10.5547/2160-5890.2.2.2.
- Cramton, P. and S. E. Stoft (2005). “A Capacity Market that Makes Sense”. In: *The Electricity Journal* 18.7, pp. 43–54. ISSN: 10406190. DOI: 10.1016/j.tej.2005.07.003.
- Cramton, P. and S. E. Stoft (2006). *The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity with Special Attention to the CAISO’s Resource Adequacy Problem*. URL: <https://dspace.mit.edu/bitstream/handle/1721.1/45053/2006-007.pdf?sequence=1>.
- Cramton, P. and S. E. Stoft (2007). “Colombia Firm Energy Market”. In: *2007 40th Annual Hawaii International Conference on System Sciences (HICSS’07)*, p. 124. DOI: 10.1109/HICSS.2007.133.
- Cramton, P. and S. E. Stoft (2008). “Forward reliability markets: Less risk, less market power, more efficiency”. In: *Utilities Policy* 16.3, pp. 194–201. ISSN: 09571787. DOI: 10.1016/j.jup.2008.01.007.
- Creti, A. and N. Fabra (2007). “Supply security and short-run capacity markets for electricity: Why an ICAP Mechanism is Needed as Part of Standard Market Design”. In: *Energy Economics* 29.2, pp. 259–276. ISSN: 01409883. DOI: 10.1016/j.eneco.2006.04.007.
- De Maere d’Aertrycke, G., A. Ehrenmann, and Y. Smeers (2017). “Investment with incomplete markets for risk: The need for long-term contracts”. In: *Energy Policy* 105, pp. 571–583. DOI: 10.1016/j.enpol.2017.01.029.
- De Sisternes, F. J. and J. E. Parsons (2016). *The Impact of Uncertainty on the Need and Design of Capacity Remuneration Mechanisms in Low-Carbon Power Systems*.

-
- Deutscher Bundestag (2016). *Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz)*. URL: http://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBL&jumpTo=bgbl116s1786.pdf.
- De Vries, L. J. (2007). "Generation adequacy: Helping the market do its job". In: *Utilities Policy* 15.1, pp. 20–35. ISSN: 09571787. DOI: 10.1016/j.jup.2006.08.001.
- De Vries, L. J. and R. A. Hakvoort (2004). "The Question of Generation Adequacy in Liberalised Electricity Markets". In: *SSRN Electronic Journal*. DOI: 10.2139/ssrn.600503.
- De Vries, L. J. and P. Heijnen (2008). "The impact of electricity market design upon investment under uncertainty: The effectiveness of capacity mechanisms". In: *Utilities Policy* 16.3, pp. 215–227. ISSN: 09571787. DOI: 10.1016/j.jup.2007.12.002.
- Di Cosmo, V. and M. Á. Lynch (2016). "Competition and the single electricity market: Which lessons for Ireland?" In: *Utilities Policy* 41, pp. 40–47. ISSN: 09571787. DOI: 10.1016/j.jup.2016.05.002.
- DNV GL (2014). *Potential interactions between capacity mechanisms in France and Germany. Descriptive overview, cross-border impacts and challenges.: Study on behalf of Agora Energiewende*. URL: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2014/kapazitaetsmodelle-deutschland-frankreich-vergleich/Agora_DE-FR-CRM_EN_web.pdf.
- Doorman, G. L., J. Barquin, L. A. Barroso, C. Batlle, A. Cruickshank, C. Dervieux, R. Flanagan, J. Gilmore, J. Greenhalg, H. Höschle, P. Mastropietro, A. Keech, M. Krupa, J. Riesz, B. LaRose, S. Schwenen, G. Thorpe, K. de Vos, L. J. de Vries, and J. Wright (2016). *Capacity mechanisms: Needs, solutions and state of affairs*. Paris: CIGRÉ. ISBN: 2858733503.
- Dütschke, E. and A.-G. Paetz (2013). "Dynamic electricity pricing—Which programs do consumers prefer?" In: *Energy Policy* 59, pp. 226–234. DOI: 10.1016/j.enpol.2013.03.025.
- Ehrenmann, A. and Y. Smeers (2011). "Generation Capacity Expansion in a Risky Environment: A Stochastic Equilibrium Analysis". In: *Operations Research* 59.6, pp. 1332–1346. ISSN: 0030-364X. DOI: 10.1287/opre.1110.0992.
- EirGrid plc and SONI Limited (2017). *Capacity Market: A Helicopter Guide to Understanding the Capacity Market*. Dublin. URL: <http://www.sem-o.com/ISEM/General/Capacity%20Market%20-%20A%20Helicopter%20Guide%20to%20Understanding%20the%20Capacity%20Market.pdf>.
- Elia Group (2015). *The strategic reserve – A mechanism to cover structural shortages in generation*. URL: http://www.elia.be/%C2%A0/media/files/Elia/Products-and-services/ProductSheets/E-Evenwicht/E9_E_strategic-reserve.pdf.
- Elia Group (2017a). *Elia no longer expects to activate strategic reserves this week*. URL: http://www.elia.be/%C2%A0/media/files/Elia/PressReleases/2017/20170119_press-release-Elia-no-longer-expects-to-activate-strategic-reserves-this-week.pdf.
- Elia Group (2017b). *Strategic Reserve*. URL: <http://www.elia.be/en/grid-data/Strategic-Reserve>.
- Europäische Kommission (2011). *Energy 2020: A strategy for competitive, sustainable and secure energy*. Luxembourg: Publications Office of the European Union. ISBN: 978-92-79-18869-5. URL: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2011_energy2020_en_0.pdf.

- Europäische Kommission (2013). *Commission Staff Working Document Generation Adequacy in the internal electricity market – Guidance on public interventions: SWD(2013) 438 final*. Brussels. URL: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/com_2013_public_intervention_swd01_en.pdf.
- Europäische Kommission (2014). *State aid: Commission authorises UK Capacity Market electricity generation scheme*. Brussels. URL: http://europa.eu/rapid/press-release_IP-14-865_en.htm.
- Europäische Kommission (2016a). “Commission Decision (EU) 2017/503 of 8 November 2016 on State aid scheme SA.39621 2015/C (ex 2015/NN)”. In: *Official Journal of the European Union* L83, pp. 116–156. URL: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017D0503&from=EN>.
- Europäische Kommission (2016b). *Commission Staff Working Document on the Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms: SWD(2016) 385 final*. Brussels. URL: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/swd_2016_385_f1_other_staff_working_paper_en_v3_p1_870001.pdf.
- Europäische Kommission (2016c). *State aid: Commission approves revised French market-wide capacity mechanism*. Brussels. URL: http://europa.eu/rapid/press-release_IP-16-3620_en.htm.
- Europäische Kommission (2017a). “State aid SA.45852 (2017/N): Germany – Capacity Reserve”. In: *Official Journal of the European Union* C159, pp. 6–33. URL: [http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52017XC0519\(06\)&from=EN](http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52017XC0519(06)&from=EN).
- Europäische Kommission (2017b). *State aid to secure electricity supplies*. URL: http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/state_aid_to_secure_electricity_supply_en.html.
- Europäische Kommission (2017c). *State aid: Commission opens in-depth investigation into German plans for electricity capacity reserve*. Brussels. URL: http://europa.eu/rapid/press-release_IP-17-903_en.htm.
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (2017). *Transparency Platform*. URL: <https://transparency.entsoe.eu/>.
- European Power Exchange (2017a). *Market data: Capacity market: 09/11/2017*. URL: <https://www.epexspot.com/en/market-data/capacitymarket/curve/capacity-agg-curve/2017-11-09/FR>.
- European Power Exchange (2017b). *Market data: Capacity market: 15/12/2016*. URL: <https://www.epexspot.com/en/market-data/capacitymarket/curve/capacity-agg-curve/2016-12-15/FR>.
- European Power Exchange (2017c). *Market data: Capacity market: 27/04/2017*. URL: <https://www.epexspot.com/en/market-data/capacitymarket/curve/capacity-agg-curve/2017-04-27/FR>.
- European Power Exchange (2018). *Market data*. URL: <https://www.epexspot.com/>.
- Fabra, N., N.-H. M. von der Fehr, and M.-Á. de Frutos (2011). “Market Design and Investment Incentives”. In: *The Economic Journal* 121.557, pp. 1340–1360. ISSN: 00130133. DOI: 10.1111/j.1468-0297.2011.02450.x.
- Fan, L., C. S. Norman, and A. G. Patt (2012). “Electricity capacity investment under risk aversion: A case study of coal, gas, and concentrated solar power”. In: *Energy Economics* 34.1, pp. 54–61. ISSN: 01409883. DOI: 10.1016/j.eneco.2011.10.010.

-
- Finon, D., G. Meunier, and V. Pignon (2008). “The social efficiency of long-term capacity reserve mechanisms”. In: *Utilities Policy* 16.3, pp. 202–214. ISSN: 09571787. DOI: 10.1016/j.jup.2008.01.001.
- Ford, A. (1999). “Cycles in competitive electricity markets: A simulation study of the western United States”. In: *Energy Policy* 27.11, pp. 637–658. DOI: 10.1016/S0301-4215(99)00050-6.
- Ford, A. (2002). “Boom and Bust in Power Plant Construction: Lessons from the California Electricity Crisis”. In: *Journal of Industry, Competition and Trade* 2.1/2, pp. 59–74. ISSN: 15661679. DOI: 10.1023/A:1020826920972.
- Franco, C. J., M. Castaneda, and I. Dyner (2015). “Simulating the new British Electricity-Market Reform”. In: *European Journal of Operational Research* 245.1, pp. 273–285. ISSN: 03772217. DOI: 10.1016/j.ejor.2015.02.040.
- Genoese, M., F. Genoese, and W. Fichtner (2012). “Model-based analysis of the impact of capacity markets on electricity markets”. In: *2012 9th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. DOI: 10.1109/EEM.2012.6254704. URL: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6254704>.
- Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (2017). *Purchasing price – National Single Price PUN*. URL: <http://www.mercatoelettrico.org/>.
- Gore, O., E. Vanadzina, and S. Viljainen (2016). “Linking the energy-only market and the energy-plus-capacity market”. In: *Utilities Policy* 38, pp. 52–61. ISSN: 09571787. DOI: 10.1016/j.jup.2015.12.002.
- Government of Western Australia (2017). *Reserve Capacity Auction – Final Design and Implementation*. URL: http://www.treasury.wa.gov.au/uploadedFiles/Site-content/Public_Utillities_Office/Industry_reform/Reserve-Capacity-Auction-Final-Design-and-Implementation.pdf.
- Grave, K., M. Paulus, and D. Lindenberger (2012). “A method for estimating security of electricity supply from intermittent sources: Scenarios for Germany until 2030”. In: *Energy Policy* 46, pp. 193–202. DOI: 10.1016/j.enpol.2012.03.050.
- Grimm, V. and G. Zöttl (2013). “Investment Incentives and Electricity Spot Market Competition”. In: *Journal of Economics & Management Strategy* 22.4, pp. 832–851. ISSN: 1058-6407. DOI: 10.1111/jems.12029. URL: <http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1111/jems.12029/full>.
- Hach, D., C. K. Chyong, and S. Spinler (2016). “Capacity market design options: A dynamic capacity investment model and a GB case study”. In: *European Journal of Operational Research* 249.2, pp. 691–705. ISSN: 03772217. DOI: 10.1016/j.ejor.2015.08.034.
- Hach, D. and S. Spinler (2016). “Capacity payment impact on gas-fired generation investments under rising renewable feed-in – A real options analysis”. In: *Energy Economics* 53, pp. 270–280. ISSN: 01409883. DOI: 10.1016/j.eneco.2014.04.022.
- Hancher, L., A. de Hauteclocque, and M. Sadowska, eds. (2015). *Capacity mechanisms in the EU energy market*. 1st ed. Oxford, UK: Oxford University Press.
- Harbord, D. (2016). *CREG Expert Panel on Colombian Energy Market Reform*. URL: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/536e4d4ad166cd5a052580420070e8d0/FILE/Circular069-2016%20Anexo2.pdf>.

- Hary, N., V. Rious, and M. Saguan (2016). “The electricity generation adequacy problem: Assessing dynamic effects of capacity remuneration mechanisms”. In: *Energy Policy* 91, pp. 113–127. DOI: 10.1016/j.enpol.2015.12.037.
- Hasani-Marzooni, M. and S. H. Hosseini (2011). “Dynamic assessment of capacity investment in electricity market considering complementary capacity mechanisms”. In: *Energy* 36.1, pp. 277–293. ISSN: 03605442. DOI: 10.1016/j.energy.2010.10.041.
- Hasani-Marzooni, M. and S. H. Hosseini (2013). “Dynamic analysis of various investment incentives and regional capacity assignment in Iranian electricity market”. In: *Energy Policy* 56, pp. 271–284. DOI: 10.1016/j.enpol.2012.12.059.
- Hawker, G., K. Bell, and S. Gill (2017). “Electricity security in the European Union—The conflict between national Capacity Mechanisms and the Single Market”. In: *Energy Research & Social Science* 24, pp. 51–58. ISSN: 22146296. DOI: 10.1016/j.erss.2016.12.009.
- Herrero, I., P. Rodilla, and C. Batlle (2015). “Electricity market-clearing prices and investment incentives: The role of pricing rules”. In: *Energy Economics* 47, pp. 42–51. ISSN: 01409883. DOI: 10.1016/j.eneco.2014.10.024.
- Hirth, L., J. Mühlenpfordt, and M. Bulkeley (2018). “The ENTSO-E Transparency Platform – A review of Europe’s most ambitious electricity data platform”. In: *Applied Energy* 225, pp. 1054–1067. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2018.04.048.
- Hobbs, B. F., M.-C. Hu, J. G. Inon, S. E. Stoff, and M. P. Bhavaraju (2007). “A Dynamic Analysis of a Demand Curve-Based Capacity Market Proposal: The PJM Reliability Pricing Model”. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 22.1, pp. 3–14. ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/TPWRS.2006.887954.
- Hogan, M. (2017). “Follow the missing money: Ensuring reliability at least cost to consumers in the transition to a low-carbon power system”. In: *The Electricity Journal* 30.1, pp. 55–61. ISSN: 10406190. DOI: 10.1016/j.tej.2016.12.006.
- Hogan, W. W. (2005). *On an ‘energy only’ market design for resource adequacy*. Cambridge, Massachusetts.
- Höschle, H., C. de Jonghe, H. Le Cadre, and R. Belmans (2017). “Electricity markets for energy, flexibility and availability – Impact of capacity mechanisms on the remuneration of generation technologies”. In: *Energy Economics* 66, pp. 372–383. ISSN: 01409883. DOI: 10.1016/j.eneco.2017.06.024.
- Hu, J., R. Harmsen, W. Crijns-Graus, E. Worrell, and M. van den Broek (2017). “Identifying barriers to large-scale integration of variable renewable electricity into the electricity market: A literature review of market design”. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. ISSN: 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2017.06.028.
- Jaehnert, S. and G. L. Doorman (2014). “Analysing the generation adequacy in power markets with renewable energy sources”. In: *2014 11th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. IEEE, pp. 1–6. ISBN: 978-1-4799-6095-8. DOI: 10.1109/EEM.2014.6861225.
- Jenkin, T., P. Beiter, and R. Margolis (2016). *Capacity Payments in Restructured Markets under Low and High Penetration Levels of Renewable Energy*. URL: <https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/65491.pdf>.
- Joskow, P. L. (2008). “Capacity payments in imperfect electricity markets: Need and design”. In: *Utilities Policy* 16.3, pp. 159–170. ISSN: 09571787. DOI: 10.1016/j.jup.2007.10.003.

-
- Joskow, P. L. and J. Tirole (2007). “Reliability and competitive electricity markets”. In: *The Rand Journal of Economics* 38.1, pp. 60–84. DOI: 10.1111/j.1756-2171.2007.tb00044.x.
- Kallabis, T., C. Pape, and C. Weber (2016). “The plunge in German electricity futures prices – Analysis using a parsimonious fundamental model”. In: *Energy Policy* 95, pp. 280–290. DOI: 10.1016/j.enpol.2016.04.025.
- Karacsonyi, K., M. Tinoco, R. Rios, and F. Montoya (2006). “Supply adequacy mechanisms and cross-border contracts in the Central American regional electricity market”. In: *Power Engineering Society General Meeting*. Ed. by IEEE, pp. 1–8. DOI: 10.1109/PES.2006.1708976.
- Keles, D., A. Bublitz, F. Zimmermann, M. Genoese, and W. Fichtner (2016). “Analysis of design options for the electricity market: The German case”. In: *Applied Energy* 183, pp. 884–901. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.08.189.
- Keppler, J. H. (2017). “Rationales for capacity remuneration mechanisms: Security of supply externalities and asymmetric investment incentives”. In: *Energy Policy* 105, pp. 562–570. DOI: 10.1016/j.enpol.2016.10.008.
- Kim, H. and S.-S. Kim (2012). “The resource adequacy scheme in the Korean electricity market”. In: *Energy Policy* 47, pp. 133–144. DOI: 10.1016/j.enpol.2012.04.035.
- Kwoka, J. and K. Madjarov (2007). “Making Markets Work: The Special Case of Electricity”. In: *The Electricity Journal* 20.9, pp. 24–36. ISSN: 10406190. DOI: 10.1016/j.tej.2007.10.008.
- Laleman, R. and J. Albrecht (2016). “Nuclear and old fossil phase out scenarios: Assessment of shortages, surpluses and the load factor of flexible assets with high renewable generation targets – A Belgian case study”. In: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 74, pp. 338–347. ISSN: 01420615. DOI: 10.1016/j.ijepes.2015.08.007.
- Lara-Arango, D., S. Arango-Aramburo, and E. R. Larsen (2017a). “Towards long-term economic welfare in deregulated electricity markets: Testing capacity mechanisms in an experimental setting”. In: *The Electricity Journal*. ISSN: 10406190. DOI: 10.1016/j.tej.2017.06.001.
- Lara-Arango, D., S. Arango-Aramburo, and E. R. Larsen (2017b). “Uncertainty and the long-term adequacy of supply: Simulations of capacity mechanisms in electricity markets”. In: *Energy Strategy Reviews* 18, pp. 199–211. ISSN: 2211467X. DOI: 10.1016/j.esr.2017.10.002.
- Le Coq, C., H. Orzen, and S. Schwenen (2017). “Pricing and capacity provision in electricity markets: An experimental study”. In: *Journal of Regulatory Economics* 51.2, pp. 123–158. ISSN: 0922680X. DOI: 10.1007/s11149-017-9324-z.
- Léautier, T.-O. (2016). “The Visible Hand: Ensuring Optimal Investment in Electric Power Generation”. In: *The Energy Journal* 37.2. ISSN: 01956574. DOI: 10.5547/01956574.37.2.tlea.
- Levin, T. and A. Botterud (2015). “Electricity market design for generator revenue sufficiency with increased variable generation”. In: *Energy Policy* 87, pp. 392–406. DOI: 10.1016/j.enpol.2015.09.012.
- Lueken, R., J. Apt, and F. Sowell (2016). “Robust resource adequacy planning in the face of coal retirements”. In: *Energy Policy* 88, pp. 371–388. DOI: 10.1016/j.enpol.2015.10.025.
- Lynch, M. Á. and M. T. Devine (2017). “Investment vs. Refurbishment: Examining Capacity Payment Mechanisms Using Stochastic Mixed Complementarity Problems”. In: *The Energy Journal* 38.2. ISSN: 01956574. DOI: 10.5547/01956574.38.2.mlyn.
- Mastropietro, P., I. Herrero, P. Rodilla, and C. Batlle (2016). “A model-based analysis on the impact of explicit penalty schemes in capacity mechanisms”. In: *Applied Energy* 168, pp. 406–417. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.01.108.

- Mastropietro, P., P. Rodilla, and C. Batlle (2017). “Performance Incentives in Capacity Mechanisms: Conceptual Considerations and Empirical Evidence”. In: *Economics of Energy & Environmental Policy* 6.1. ISSN: 21605882. DOI: 10.5547/2160-5890.6.1.pmas.
- Meeus, L., K. Purchala, and R. Belmans (2005). “Development of the Internal Electricity Market in Europe”. In: *The Electricity Journal* 18.6, pp. 25–35. ISSN: 10406190. DOI: 10.1016/j.tej.2005.06.008.
- Meunier, G. (2013). “Risk aversion and technology mix in an electricity market”. In: *Energy Economics* 40, pp. 866–874. ISSN: 01409883. DOI: 10.1016/j.eneco.2013.10.010.
- Meyer, R. and O. Gore (2015). “Cross-border effects of capacity mechanisms: Do uncoordinated market design changes contradict the goals of the European market integration?” In: *Energy Economics* 51, pp. 9–20. ISSN: 01409883. DOI: 10.1016/j.eneco.2015.06.011.
- Midcontinent Independent System Operator, Inc. (2019). *Resource Adequacy*. URL: <https://www.misoenergy.org/planning/resource-adequacy/#t=10&p=0&s=FileName&sd=desc>.
- Miller, R. B., N. H. Butterklee, and M. Come (2012). “Buyer-Side Mitigation in Organized Capacity Markets: Time for a Change”. In: *Energy Law Journal* 33, pp. 449–473.
- Milligan, M. R., B. A. Frew, A. Bloom, E. Ela, A. Botterud, A. Townsend, and T. Levin (2016). “Wholesale electricity market design with increasing levels of renewable generation: Revenue sufficiency and long-term reliability”. In: *The Electricity Journal* 29.2, pp. 26–38. ISSN: 10406190. DOI: 10.1016/j.tej.2016.02.005.
- Milstein, I. and A. Tishler (2012). “The inevitability of capacity underinvestment in competitive electricity markets”. In: *Energy Economics* 34.1, pp. 62–77. ISSN: 01409883. DOI: 10.1016/j.eneco.2011.07.004.
- Mohamed Haikel, K. (2011). “A Game Theoretic Model for Generation Capacity Adequacy: Comparison Between Investment Incentive Mechanisms in Electricity Markets”. In: *The Energy Journal* 32.4. ISSN: 01956574. DOI: 10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol32-No4-7.
- NERC (2009). *Planning resource adequacy analysis (Standard No: BAL-502-RFC-02)*. URL: <https://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2010/102110/E-8.pdf>.
- Neuhoff, K. and L. J. de Vries (2004). “Insufficient incentives for investment in electricity generations”. In: *Utilities Policy* 12.4, pp. 253–267. ISSN: 09571787. DOI: 10.1016/j.jup.2004.06.002.
- Neuhoff, K., J. Diekmann, F. Kunz, S. Rüster, W.-P. Schill, and S. Schwenen (2016). “A coordinated strategic reserve to safeguard the European energy transition”. In: *Utilities Policy* 41, pp. 252–263. ISSN: 09571787. DOI: 10.1016/j.jup.2016.02.002.
- Neuhoff, K., J. Diekmann, W.-P. Schill, and S. Schwenen (2013). “Strategische Reserve zur Absicherung des Strommarkts”. In: *DIW Wochenbericht* 48, pp. 5–15.
- New York Independent System Operator (2018). *Installed capacity market*. URL: <https://www.nyiso.com/installed-capacity-market>.
- Newbery, D. M. (1989). “Missing markets: consequences and remedies”. In: *The economics of missing markets, information, and games*. Ed. by F. Hahn. Oxford: Clarendon Press, pp. 221–242. ISBN: 0198286155.
- Newbery, D. M. (2016a). “Missing money and missing markets: Reliability, capacity auctions and interconnectors”. In: *Energy Policy* 94, pp. 401–410. DOI: 10.1016/j.enpol.2015.10.028.
- Newbery, D. M. (2016b). “Towards a green energy economy? The EU Energy Union’s transition to a low-carbon zero subsidy electricity system – Lessons from the UK’s

-
- Electricity Market Reform”. In: *Applied Energy* 179, pp. 1321–1330. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.01.046.
- Newbery, D. M. (2017). “Tales of two islands – Lessons for EU energy policy from electricity market reforms in Britain and Ireland”. In: *Energy Policy* 105, pp. 597–607. DOI: 10.1016/j.enpol.2016.10.015.
- Newbery, D. M., M. G. Pollitt, R. Ritz, and W. Strielkowski (2017). *Market design for a high-renewables European electricity system*.
- Nicolosi, M. (2010). “Wind power integration and power system flexibility – An empirical analysis of extreme events in Germany under the new negative price regime”. In: *Energy Policy* 38.11, pp. 7257–7268. DOI: 10.1016/j.enpol.2010.08.002.
- Ochoa, C. and O. Gore (2015). “The Finnish power market: Are imports from Russia low-cost?” In: *Energy Policy* 80, pp. 122–132. DOI: 10.1016/j.enpol.2015.01.031.
- Office of Gas and Electricity Markets (2015). *Annual Report on the Operation of the Capacity Market*. URL: https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2015/06/annual_report_on_the_operation_of_the_cm_final_0.pdf.
- Office of Gas and Electricity Markets (2016). *Annual Report on the Operation of the Capacity Market in 2015*. URL: https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2016/06/annual_report_on_the_operation_of_the_capacity_market_6_june_2016_final.pdf.
- Office of Gas and Electricity Markets (2017). *Annual Report on the Operation of the Capacity Market in 2016/2017*. URL: https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2017/06/annual_report_on_the_operation_of_the_capacity_market_in_2016-17.pdf.
- Olsina, F., F. Garcés, and H.-J. Haubrich (2006). “Modeling long-term dynamics of electricity markets”. In: *Energy Policy* 34.12, pp. 1411–1433. DOI: 10.1016/j.enpol.2004.11.003.
- OMI-Polo Español S.A. (2017). <http://www.omel.es>.
- Oren, S. S. (2000). “Capacity Payments and Supply Adequacy in Competitive Electricity Markets”. In: *VII Symposium Of Specialists In Electric Operational And Expansion Planning*.
- Oren, S. S. (2005). “Ensuring Generation Adequacy in Competitive Electricity Markets”. In: *Electricity Deregulation*. Ed. by J. M. Griffin and S. L. Puller. University of Chicago Press, pp. 388–413. DOI: 10.7208/chicago/9780226308586.003.0011.
- Osorio, S. and A. van Ackere (2016). “From nuclear phase-out to renewable energies in the Swiss electricity market”. In: *Energy Policy* 93, pp. 8–22. DOI: 10.1016/j.enpol.2016.02.043.
- Ozdemir, O., J. de Joode, P. Koutstaal, and M. van Hout (2013). “Financing investment in new electricity generation capacity: The impact of a German capacity market on Northwest Europe”. In: *2013 10th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. IEEE, pp. 1–8. ISBN: 978-1-4799-2008-2. DOI: 10.1109/EEM.2013.6607356.
- Park, J.-Y., N.-S. Ahn, Y.-B. Yoon, K.-H. Koh, and D. W. Bunn (2007). “Investment incentives in the Korean electricity market”. In: *Energy Policy* 35.11, pp. 5819–5828. DOI: 10.1016/j.enpol.2007.06.025.
- Patrian, R. (2017). *Italy’s new capacity market facing delays*. Ed. by ICIS. URL: <https://www.icis.com/resources/news/2017/06/08/10114199/italy-s-new-capacity-market-facing-delays/>.
- Pérez-Arriaga, I. J. (1999). “Reliability and generation adequacy”. In: *IEEE Power Engineering Review* 19.12, pp. 4–5.

- Petit, M., D. Finon, and T. Janssen (2017). “Capacity adequacy in power markets facing energy transition: A comparison of scarcity pricing and capacity mechanism”. In: *Energy Policy* 103, pp. 30–46. DOI: 10.1016/j.enpol.2016.12.032.
- PJM (2018). *PJM Manual 18: PJM Capacity Market*. URL: <https://www.pjm.com/%C2%A0/media/documents/manuals/m18.ashx>.
- Pollitt, M. G. and K. L. Anaya (2016). “Can current electricity markets cope with high shares of renewables? A comparison of approaches in Germany, the UK and the State of New York”. In: *The Energy Journal* 37.01. ISSN: 01956574. DOI: 10.5547/01956574.37.SI2.mpol.
- REN21 (2017). *Renewables 2017: Global status report*. Montreal, QC, CA: REN21. ISBN: 978-3-9818107-6-9. URL: http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2017/06/17-8399_GSR_2017_Full_Report_0621_Opt.pdf.
- Réseau de Transport d’Electricité (2014a). *French Capacity Market – Report accompanying the draft rules*. URL: https://eco2mix.rte-france.com/uploads/Mediatheque_docs/vie_systeme/annuelles/Mecanisme_capacite/2014_04_09_French_Capacity_Market.pdf.
- Réseau de Transport d’Electricité (2014b). *Generation adequacy report on the electricity supply-demand balance in France*. URL: http://www.rte-france.com/sites/default/files/2014_generation_adequacy_report.pdf.
- Ringler, P., D. Keles, and W. Fichtner (2017). “How to benefit from a common European electricity market design”. In: *Energy Policy* 101, pp. 629–643. DOI: 10.1016/j.enpol.2016.11.011.
- Rious, V., Y. Perez, and F. A. Roques (2015). “Which electricity market design to encourage the development of demand response?” In: *Economic Analysis and Policy* 48, pp. 128–138. ISSN: 03135926. DOI: 10.1016/j.eap.2015.11.006.
- Roques, F. A., D. Perekhodtsev, and A. Tseomashko (2016). *Review of RAE’s proposed Capacity Mechanism: Report for PPC*. URL: http://www.rae.gr/site/file/categories_new/about_rae/activity/global_consultation/history_new/2016/1210_lix_120716?p=file&i=3.
- Roques, F. A., C. Verhaeghe, Y. Le Thieis, and Y. Li (2017). *Assessment of the impact of the Polish capacity mechanism on electricity markets: A Report for the Polish Electricity Association*. Paris. URL: http://www.pkee.pl/upload/files/A_Report_for_the_Polish_Electricity_Association_FTI.pdf.
- S&P Global (2013). *FEATURE: European gas-fired generation in crisis*. URL: <https://www.platts.com/latest-news/natural-gas/london/feature-european-gas-fired-generation-in-crisis-26959916>.
- S&P Global (2015). “Diesel gensets thrive in UK capacity auction”. In: *Power in Europe* 716, pp. 5–7.
- Schmidt, T. S. (2014). “Low-carbon investment risks and de-risking”. In: *Nature Climate Change* 4.4, pp. 237–239. ISSN: 1758-678X. DOI: 10.1038/nclimate2112.
- Schwenen, S. (2014). “Market design and supply security in imperfect power markets”. In: *Energy Economics* 43, pp. 256–263. ISSN: 01409883. DOI: 10.1016/j.eneco.2014.02.012.
- Schwenen, S. (2015). “Strategic bidding in multi-unit auctions with capacity constrained bidders: The New York capacity market”. In: *The Rand Journal of Economics* 46.4, pp. 730–750. DOI: 10.1111/1756-2171.12104.
- Schweppe, F. C., M. C. Caramanis, R. D. Tabors, and R. E. Bohn (1988). *Spot Pricing of Electricity*. Boston, MA: Springer US. DOI: 10.1007/978-1-4613-1683-1.

-
- See, P. C., O. B. Fosso, K. Y. Wong, and M. Molinas (2016). “Flow-Based Forward Capacity Mechanism: An Alternative to the Regulated Capacity Remuneration Mechanisms in Electricity Market With High RES Penetration”. In: *IEEE Transactions on Sustainable Energy* 7.2, pp. 830–840. ISSN: 1949-3029. DOI: 10.1109/TSTE.2015.2497158.
- Sensfuß, F., M. Ragwitz, and M. Genoese (2008). “The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany”. In: *Energy Policy* 36.8, pp. 3086–3094. DOI: 10.1016/j.enpol.2008.03.035.
- Single Electricity Market Committee (2016). *Capacity Requirement and De-Rating Factor Methodology – Detailed Design: Decision Paper SEM-16-082*. URL: <https://www.semcommittee.com/sites/semcommittee.com/files/media-files/SEM-16-082%20CRM%20Capacity%20Requirement%20%20De-rating%20Methodology%20Decision%20Paper.pdf>.
- Southwest Power Pool, Inc. (2018a). *Open Access Transmission Tariff, Sixth Revised Volume No. 1: Attachment AA Resource Adequacy*. URL: <https://www.spp.org/documents/58597/attachment%20aa.pdf>.
- Southwest Power Pool, Inc. (2018b). *SPP 2018 resource adequacy report*. URL: <https://www.spp.org/documents/58196/2018%20spp%20june%20resource%20adequacy%20report.pdf>.
- Spees, K., S. A. Newell, and J. P. Pfeifenberger (2013). “Capacity Markets – Lessons Learned from the First Decade”. In: *Economics of Energy & Environmental Policy* 2.2. ISSN: 21605882. DOI: 10.5547/2160-5890.2.2.1.
- Stoft, S. E. (2002). *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*. IEEE Press. Wiley. ISBN: 9780471150404.
- Svenska Kraftnät (2016). *Power reserve*. URL: <http://www.svk.se/en/national-grid/operations-and-market/power-reserve/>.
- Tashpulatov, S. N. (2015). “Analysis of electricity industry liberalization in Great Britain: How did the bidding behavior of electricity producers change?” In: *Utilities Policy* 36, pp. 24–34. ISSN: 09571787. DOI: 10.1016/j.jup.2015.07.004.
- Traber, T. (2017). “Capacity Remuneration Mechanisms for Reliability in the Integrated European Electricity Market: Effects on Welfare and Distribution through 2023”. In: *Utilities Policy* 46, pp. 1–14. ISSN: 09571787. DOI: 10.1016/j.jup.2016.10.005.
- U.S. Government Accountability Office (2017). *Electricity Markets, Four Regions Use Capacity Markets to Help Ensure*. URL: <https://www.gao.gov/assets/690/688811.pdf>.
- Vázquez, C., M. Rivier, and I. J. Pérez-Arriaga (2001). “If Pay-as-Bid Auctions Are Not a Solution for California, then Why Not a Reliability Market?” In: *The Electricity Journal* 14.4, pp. 41–48. ISSN: 10406190. DOI: 10.1016/S1040-6190(01)00196-8.
- Vázquez, C., M. Rivier, and I. J. Pérez-Arriaga (2002). “A market approach to long-term security of supply”. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 17.2, pp. 349–357. ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/TPWRS.2002.1007903.
- Weiss, O., D. Bogdanov, K. Salovaara, and S. Honkapuro (2017). “Market designs for a 100% renewable energy system: Case isolated power system of Israel”. In: *Energy* 119, pp. 266–277. ISSN: 03605442. DOI: 10.1016/j.energy.2016.12.055.
- Willems, B. and J. Morbee (2010). “Market completeness: How options affect hedging and investments in the electricity sector”. In: *Energy Economics* 32.4, pp. 786–795. ISSN: 01409883. DOI: 10.1016/j.eneco.2009.10.019.
- Willis, K. G. and G. D. Garrod (1997). “Electricity supply reliability”. In: *Energy Policy* 25.1, pp. 97–103. DOI: 10.1016/S0301-4215(96)00123-1.

- Winzer, C. (2013). “Robustness of various capacity mechanisms to regulatory errors”. In: *2013 10th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. IEEE, pp. 1–7. ISBN: 978-1-4799-2008-2. DOI: 10.1109/EEM.2013.6607374.
- Wolak, F. A. (2004). *What’s Wrong with Capacity Markets*. URL: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.369.6388&rep=rep1&type=pdf>.
- Wolak, F. A. (2017). *Measuring the Impact of Purely Financial Participants on Wholesale and Retail Market Performance: The Case of Singapore*. URL: https://web.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/sites/default/files/benefits-forward-contracting_july_2017.pdf.
- Zöttl, G. (2010). “A Framework of Peak Load Pricing with Strategic Firms”. In: *Operations Research* 58.6, pp. 1637–1649. ISSN: 0030-364X. DOI: 10.1287/opre.1100.0836.

A.6. Appendix

Details on selected real-world implementations of CRMs

In the following, some details on real-world implementations of CRMs additional to the information already presented in Section A.3.2 is provided. Not all mechanisms active around the world are described, but the focus rather lies on the mechanisms currently active in Europe as well as the different central buyer implementations in the United States, which is the most common type of CRM used in Northern America.

Strategic reserve (Belgium/Sweden) Both Belgium (since 2014) and Sweden (since 2003) have set up strategic reserves to support demand peaks during the winter season (Elia Group, 2015; Svenska Kraftnät, 2016). In Belgium, the capacity is procured through a competitive tendering process, in which market participants intending to shut down capacity are obliged to participate (Hancher et al., 2015). Thus far (until October 2017), the reserve has not been activated (Elia Group, 2017a,b). Contrary, the Swedish reserve has already been used a few times, with yearly costs in 2013 and 2014 amounting to about 14 respectively 13 million Euro. This is significantly lower than the estimated costs of a shortage situation (90 million Euro) (Cejie, 2015).

Central buyer (United Kingdom/US – ISO-NE/US – MISO/US – NYISO/US – PJM) In order to maintain generation adequacy, in 2014, the United Kingdom introduced central capacity auctions with the first delivery to take place in winter 2018/2019. The capacity payments are determined via descending clock auctions four years (T–4) and one year (T–1) before the respective delivery period. Despite the technology-neutral approach, the incentives for demand response (0.4–2.5 % of the contracted capacity) and new investments (4.2–6.5 %) have been limited in the first three T–4 auctions (Office of Gas and Electricity Markets, 2015, 2016, 2017). However, in the latest T–4 auction (2016), existing and new storage capacities won contracts for the first time, accounting for around 6 % of the contracted capacity (Office of Gas and Electricity Markets, 2017).

ISO-NE and NYISO were the first market areas in the United States to use central capacity auctions as early as 1998 and 1999, respectively. A few years later, PJM (2007) and MISO (2009) also introduced such mechanisms in their market areas. All four implementations have in common that capacity is procured in multiple zones in order to account for intrazonal transmission constraints (Byers et al., 2018). The auction design, however, differs among the mechanisms. While uniform pricing is applied in PJM and NYISO, ISO-NE and MISO use descending clock auctions (Bhagwat, de Vries, and Hobbs, 2016). Moreover, ISO-NE is the only mechanism bundling capacity options with financial call options (similarly to the reliability options model proposed by Vázquez et al., 2002), while NYISO, PJM and MISO conduct forward capacity markets (Byers et al., 2018). An overview of the historical capacity prices of the four markets is provided in Byers et al. (2018), although the authors state that clear trends could not be identified due to the limited amount of data points as well as differences and changes in markets rules.

De-central obligation (France) In 2015, France implemented a de-central obligation with the first delivery to take place in 2017. All load-serving entities are obliged to hold a certain number of certificates reflecting the share of electricity consumption of their consumers during times of peak demand, e.g., when extreme winter conditions occur. Certificates can be obtained by certifying own generation and demand-side capacities, which afterward can be traded in a market or using bilateral arrangements (Europäische Kommission, 2016a). Within Europe, the French mechanism is the first to explicitly include and remunerate foreign capacities in neighboring countries, however, limited by the expected capacity of the respective interconnectors at peak times (Europäische Kommission, 2016c). In the first three auctions, a total volume of 34 GW has been contracted with all auctions resulting in capacity prices close to 10 000 EUR/MW (European Power Exchange, 2017a,b,c).

Targeted capacity payments (Spain) The Spanish mechanism, initially introduced in 1997, was substantially redesigned in 2007 to adapt to the then valid European law (Hancher et al., 2015). The new system was designed to reduce investment risk by offering fixed capacity payments for a period of ten years (investment incentive). Securing generation adequacy in the medium-term (availability service) through contracts of one year or less with peak-load power plants was the other main target. However, to estimate the required generation capacity and long-term capacity payments was made significantly more difficult by unforeseen events like the economic crisis and the resulting low electricity demand, which together led to the reduction of long-term capacity payments for investments in 2012 and ultimately to the abolition of the investment incentive in 2013. Nonetheless, the availability service is still active.

B. Analysis of design options for the electricity market: The German case

Bibliographische Informationen

Dogan Keles^a, Andreas Bublitz^a, Florian Zimmermann^a, Massimo Genoese^a, Wolf Fichtner^a

^a *Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Hertzstraße 16, 76187 Karlsruhe, Deutschland*

Überblick

| | |
|--|-----|
| B.1. Introduction | 171 |
| B.2. Literature review about security of supply and market design analyses . | 173 |
| B.2.1. Literature on security of supply analyses and the role of capacity mechanisms to ensure generation adequacy | 173 |
| B.2.2. The German discussion about market design options | 174 |
| B.2.3. Research gap in market design analysis | 175 |
| B.3. Market design options for the German energy market | 175 |
| B.3.1. Strategic reserve | 176 |
| B.3.2. Central capacity market | 177 |
| B.3.3. Decentralized capacity market | 179 |
| B.3.4. Focused/selective capacity market | 179 |
| B.4. Modeling energy-only markets and capacity mechanisms | 180 |
| B.4.1. Agent-based model for the electricity market | 180 |
| B.4.2. Modeling capacity mechanisms | 184 |
| B.4.3. Relevant model assumptions | 188 |
| B.5. Evaluation of different market design options | 189 |
| B.5.1. Performance of the energy-only market in providing investment signals | 190 |
| B.5.2. Enhancing security of supply via capacity remuneration mechanisms | 193 |
| B.5.3. Comparison of the different design options | 195 |
| B.6. Critical reflection and outlook | 198 |
| B.7. Conclusions | 199 |
| References | 201 |

B.8. Appendix 205

Dies ist eine akzeptierte Version des Artikels, der in *Applied Energy* 183 (2016), S. 884–901, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.08.189> veröffentlicht ist.

Abstract

The effectiveness of the energy-only market (EOM) in providing sufficient incentives for investments is intensively discussed in Europe. While supporters claim that an improved EOM can guarantee generation adequacy, energy suppliers in particular favor the introduction of a capacity market to finance power plant investments. However, there is a lack of quantitative assessment of market design options taking into account individual decisions of market players. Existing studies mainly include a system view based on a central planner optimization. This paper on the other hand is based on an agent-based simulation model for the German electricity market. This method can explicitly incorporate individual investment decisions and aggregate them to present a holistic view of the system.

Our results show that an EOM extended with a strategic reserve can incentivize investments, and guarantee supply security in a market with high share of renewable energies. However, the generation adequacy can be more easily achieved with a capacity market. Furthermore, the cost advantage of an EOM diminishes in the long-term, as scarcity prices in the EOM lead to similar system costs as with a capacity market.

B.1. Introduction

After intensive discussions in the past few years, some European countries like Belgium, France and the UK have implemented capacity mechanisms. Germany decided to adjust the design of its electricity market (energy-only market) by introducing a capacity reserve, which is similar to the strategic reserve mechanisms found in some other European countries (e.g. Belgium, Sweden). Major changes such as the implementation of a capacity market are rejected under the current proposal of the electricity market act (in German: "Strommarktgesetz", see Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2016)). However, the appropriate market design remains a controversial issue.

The reason for that are ambiguities regarding whether the current energy-only market (EOM) can provide sufficient incentives for investments in flexible generation technologies to ensure the long-term security of supply or not. The wholesale electricity prices are currently very low (see Table B.6 in the appendix), which can be explained by different factors. Firstly, there are surplus capacities originating from times before the liberalization of the energy market. The surplus increased due to the large-scale introduction of renewable energies in addition to the coupling of European market areas. And secondly, the currently low CO₂ and coal prices lead to low electricity prices, thereby favoring coal-fired power plants. These developments cause gas-fired power plants to be less competitive.

As the electricity feed-in from intermittent renewable energy sources (RES) rises (e.g. Ederer (2015)), the operating hours of conventional power plants subsides. Their revenue situation worsens considerably. However, flexible conventional back-up capacities might still be necessary, especially when peak load times overlap low feed-in from photovoltaic (PV) and wind power. This raises the question whether the marginal cost based EOM provides enough incentives for investments in new power plant capacity or whether a capacity market should be introduced as a new market segment for the product secured capacity.

Besides providing sufficient capacity in peak load times, the new market design also aims for other objectives. This includes both the elimination of local supply (grid) bottlenecks within Germany and the conversion of the electricity system towards a more flexible one with sufficient power generation and storage capacity. The latter is especially important with respect to the objective of the federal government to generate 80 % of electricity from RES by 2050. Predominantly, flexible capacity such as gas turbines and energy storages, or demand side management (DSM) measures will be required in the future, in addition to the volatile generation of renewable energies. These different objectives also influence the configuration of the future market design and the parameterization of a capacity mechanism (Mastropietro et al., 2016).

The need for bigger changes to the EOM design and the introduction of a capacity market are still not sufficiently analyzed, especially based on simulative approaches. Existing studies are based on optimization or Cournot equilibrium models (see r2b (2014) and Léautier (2016)), focusing on a system analysis from a central planner perspective. However, the electricity system changes to a more decentralized one with different market players that follow their own profit targets. This can differ from the objectives of a central planner or the regulator. Besides, market players have to make decisions with limited foresight of future developments. This study therefore focuses on individual decisions and investment behavior of market players. The agent-based analysis of the effectiveness and cost efficiency of different market design options is done by paying attention to the specific decisions of stakeholders and their limited foresight (especially of the major power plant operators and the regulator). Another advantage of agent-based simulation is that it allows the determination of market failures, especially possible capacity gaps (e.g. the power plant operators do not realize sufficient investments to cover peak demand). In contrast to optimizing energy or electricity system models, there is no restriction in the agent-based approach that the demand has to be met in each time step (energy balance constraint). Therefore, in this approach, the total capacity derived from the single investment decisions can be lower than the required capacity to meet the peak demand consistently. This characteristic of the agent-based simulation approach allows for the analysis of generation adequacy, as a possible lack of generation capacities due to less investment activity of market agents can be directly determined from the output of the model.

This paper introduces a powerful method to analyze the effectiveness and cost efficiency of market design regulations that are intensively discussed not only in Germany, but also in other European countries like France, Belgium and UK. The effectiveness of a market design is defined by its ability to trigger investments in power plants or other flexible capacity and to serve the demand for electricity through generation capacity in every point of time. Beside the effectiveness and cost efficiency (the overall system costs of electricity supply) in each market design are also analyzed in this paper.

The analysis of various market design options can support policy makers in their decisions on new regulations for the electricity market. It primarily provides insights about circumstances under which an EOM still can guarantee security of supply, especially generation adequacy, and at which time the introduction of a capacity market could be more advantageous. This study may also help energy supply companies to recognize the impact of different market regulations on their investments and to understand at which point of time new investments could become economically feasible.

To achieve these goals, the paper is structured as follows: Section 2 gives an overview of the most recent literature on the security of supply, in particular regarding the required power plant capacity to meet the demand. The focus here is also on market designs that are favored to guarantee generation adequacy. This is followed by a detailed overview of the proposed market design options for the German electricity market (Section 3).

Section 4 describes the applied agent-based modeling approach for the German electricity market. In the case of an EOM market design, it focuses on investment agents, who make their decisions based on their expected income on the futures and spot market. However, if the underlying market design contains a capacity market or strategic reserves, then the assessment of investments is carried out considering incomes from the capacity remuneration as well. Section 5 focuses on the results, especially on the question whether the EOM can provide sufficient investments and guarantee generation adequacy. Parameters that are essential to improve the effectiveness of the EOM are also highlighted. Furthermore, it is described how much capacity remuneration mechanisms can improve generation adequacy and to which costs. Finally, the main conclusions drawn from the results are summarized in the last section. This section also critically reflects on the applied modeling approach and discusses possible improvements going forward.

B.2. Literature review about security of supply and market design analyses

B.2.1. Literature on security of supply analyses and the role of capacity mechanisms to ensure generation adequacy

There is a wide range of research covering the issue of market design analysis and security of supply. Some of the literature follows a rather theoretical approach (i.e. Batlle and Rodilla (2010), Cramton and Stoft (2005), and Stoft (2002)). But few have conducted a model based analysis (e.g. Cepeda and Finon (2011), Genoese, Genoese, and Fichtner (2012), and Vázquez et al. (2002)) that quantifies the effect of capacity mechanisms on electricity system and prices.

Stoft (2002) states that price spikes are necessary for ensuring generation adequacy. These price spikes are required to cover all fixed costs of the generation capacities. Theoretically, a capacity market is not needed, but real markets have two failures: the mostly inelastic demand due to missing real time metering, and the impossibility of excluding consumers not willing to pay for security of supply. Thus, capacity markets are necessary to encourage sufficient investment in new capacity. Cramton and Stoft (2005) argue that a capacity market is needed in most restructured electricity markets, and present a design that avoids the many problems found in the early capacity markets. They propose a capacity market, which induces supply to invest in sufficient generation that is in the right location, satisfies a reliability standard at low costs, and is of the right type. They state that the market structure is imperfectly competitive, especially during times of peak load.

Genoese, Genoese, and Fichtner (2012) uses the agent-based model PowerACE to compare the impact of capacity payments (similar to that in the Spanish market) on electricity

prices and new investments. The results show that a system with fixed capacity payments suffers from overcapacity and lower spot prices. The capacity payments overcompensate the lower electricity prices spot market.

With regards to security of supply, there are several studies that have been carried out recently. The Pentalateral Energy Forum (framework for regional cooperation in Central Western Europe) has published an analysis of the European electricity system until 2021 (Pentalateral Energy Forum, 2015) in which they have stated that there still will be enough capacity in the German market¹ by applying a Monte-Carlo simulation of a cost minimizing dispatch model. In contrast, Borggreffe et al. (2015) conclude that there could be a capacity deficit between 2018 and 2022 in Germany, France and Poland. The difference between these approaches is the input data: While Pentalateral Energy Forum (2015) assumes significant new capacity, Borggreffe et al. (2015) only consider projects that are at least under construction.

B.2.2. The German discussion about market design options

Several studies focusing the German and European market have been carried out to analyze different design options. r2b (2014) and Frontier Economics (2014) concluded that an energy-only market is sufficient to ensure generation adequacy. The authors argue that there is still overcapacity in the European market, as the continuously improving European grid extension balances both renewable and load at different locations. Öko-Institut (2015) argues that the assumed DSM potential in these two studies is relatively optimistic. And that by using a perfect foresight approach as done in these studies, it is not possible to reliably determine generation adequacy, since in practice investors face considerable uncertainty about the development of price peaks.

Agora Energiewende (2014) addresses the market power problem in energy-only markets. It argues that price spikes can theoretically cover fixed costs; however, they can only arise in a non-competitive market environment. The risk is that such situations occur too often, and the price level will become too high in an energy-only market. In addition, it is argued that the electricity market is not a contestable market due to barriers such as sunk costs and long lead times. It concludes that an energy-only market is an interesting, but also very hazardous game. Weber et al. (2014) claim in their study that the risks due to price volatility in an EOM can be very high, as the demand is very price inelastic and power plants need long construction time. Therefore, they regard a capacity market as more advantageous in the long-term.

An analysis from Praktijnjo and Erdmann (2016) indicates that under the current market design, investments in new flexible capacities are economically unviable and the long run supply security could be in danger. EWI (2012) states that specific attributes of liberalized energy markets permanently challenge the security of supply. Therefore, it suggests the implementation of a market for security of supply contracts. Furthermore, the implementation of a strategic reserve is dissuaded since inefficiencies in the dispatch can occur, causing power plants in the reserve to be requested more often than necessary.

¹ The calculated load serving probability for Germany, Austria, Netherlands, Switzerland is 100 %. Loss of load is only expected for Belgium and France.

A study about international experiences in capacity remuneration mechanisms in the context of supply security and cost efficiency has been carried out by Beckers et al. (2012). They claim that a strategic reserve is an effective option for short-term problems in supply security, but it is not necessarily price efficient. Especially, an EOM with a strategic reserve raises the question of sufficient investments into new power plants. Thus, Beckers et al. (2012) suggest establishing a capacity market (e.g. central or decentralized one, but not a focused one).

B.2.3. Research gap in market design analysis

The literature review shows that there are plenty of studies on the theoretical aspects of the necessity of capacity markets. There are also some quantitative studies using mainly energy system models based on overall cost minimizing and focusing on the system view of design options. However, these studies do not take into account the behavior of investors with regard to different design options for the electricity market. Furthermore, existing quantitative approaches mainly use optimization models with perfect foresight that do not adequately reflect investment uncertainties. Investment uncertainties and imperfect market view of investors could hinder new power plant investments. Hence, these factors have a strong impact on security of supply, especially on generation adequacy, and have to be adequately captured within model analyses.

Therefore, to the best knowledge of the authors, an agent-based modeling approach has been developed, and applied to analyze the market design for the first time. With the help of this approach, we evaluate investments under different market design options (EOM, strategic reserve, capacity market). The decisions of single market participants (e.g. power plant operators) will be incorporated into the approach as market agents behavior. In contrast to optimizing system models, this approach considers investment decisions based on limited foresight and imperfect market information of agents in the electricity market. But before the modeling approach for the EOM and other market designs is introduced in Section B.4, the design options proposed for the German electricity market are described in detail below.

B.3. Market design options for the German energy market

With growing concerns that the EOM could not give sufficient incentives for investments in flexible power plants, several proposals are made for an alternative design of the electricity market, beside smaller changes to the existing EOM. The federal ministry already decided to introduce a capacity reserve in its proposal for the new electricity market act (see Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2016)). Table B.1 summarizes all discussed proposals in Germany. Before analyzing selected approaches, the discussed proposals are described in the following section.

Table B.1.: Overview over capacity mechanisms.

| Mechanism | Characteristics |
|---|--|
| Strategic reserve (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2015; r2b, 2014) | <ul style="list-style-type: none"> • Central procurement of strategic reserve (about 5 % of the peak load) by TSO • Usage only if market does not clear • No way back for power plants |
| Central capacity market (EWI, 2012; Frontier Economics, 2014) | <ul style="list-style-type: none"> • Secured power plant capacity is prequalified • Regulator determines demand for capacity • RES receive capacity credits according to their availability |
| Decentralized capacity market (German Association of Local Utilities, 2013) | <ul style="list-style-type: none"> • Decentralized procurement of capacity certificates by supply companies (sales departments) • Penalty for missing certificates |
| Focused capacity market (Öko-Institut, 2012) | <ul style="list-style-type: none"> • Only selected technologies are allowed to participate • Distinguish payment duration for existing and new power plants |

B.3.1. Strategic reserve

A strategic reserve can be designed in different forms but typically consists of several power plants that do not regularly participate in the electricity market. These power plants are still operated by their respective owners but are exclusively dispatched by the transmission system operators (TSO), usually in extreme situations when the market price is close to the so-called "value of loss load" (VoLL)². The size of the strategic reserve is determined by the regulator while the price is settled in the market. The capacity is usually procured via uniform price auctions or via bilateral contracts. By lowering the available capacities in the electricity market via the strategic reserve, market prices should increase, which, in turn, should incentivize new investments.³ Over time, the available capacities in the market should reach a similar level as before, except for the inclusion of an additional reserve (de Vries, 2007).

One of the advantages of a strategic reserve is that it is easy to implement as well as to adapt to changing market conditions. In addition, the impact on existing markets should be marginal. But a strategic reserve also has certain drawbacks, one of them is the inefficient dispatch under normal market conditions, as the capacity in the strategic reserve is withheld from the regular electricity market. Determining the optimal volume of the strategic reserve is difficult because the available future capacity is subject to

² The exact VoLL is difficult to determine and hence in practice a different value, e.g. the maximum allowed market price, might be used.

³ In case of significant surplus capacities the effect the reserve on market prices will be negligible.

uncertainty. Moreover, the price at which the strategic reserve bids into the market needs to be determined carefully, since a lower price can reduce scarcity rents and lead to fewer investments (Cramton, Ockenfels, et al., 2013). Furthermore, a strategic reserve does not reduce investment related risks, such as price volatility, or address the missing money problem.

In Europe, several countries have already established a strategic reserve, namely Belgium, Finland, Poland and Sweden (see Table B.7 in the appendix). Sweden implemented a strategic reserve in 2011, but already announced that this reserve will be phased-out by 2020. The size of the strategic reserve in Sweden is currently around 1.5 GW. The costs in 2011 amounted up to 10.2 million Euros (Ministry of Enterprise, Energy and Communications Sweden, 2012). Similar to Sweden, Finland introduced a strategic reserve in 2011 with an initial capacity of 600 MW. However, in 2013 the capacity was reduced to 365 MW (Energy Market Authority, 2014). Belgium also established a strategic reserve in 2014 with a capacity of 850 MW. But in winter of 2014, the unexpected unavailability of three nuclear power plants (Doel 3, Doel 4 and Tihange 2) caused scarcity in the Belgium market. If the unavailability of the three nuclear power plants was known beforehand, the tendered capacity would have been at least 2.1 GW. Yet, no loss of load occurred due to the mild winter even though forecasts expected scarcity situations (Elia Group, 2014). In Poland, according to the TSO, the required capacity of a strategic reserve ranges from 800 to 1000 MW. For the period between 2016 to 2018, a volume of 830 MW has been already procured, with an option to extend it until 2020 (Polish Transmission System Operator, 2014). In comparison to other European reserves, the currently proposed volume of the strategic reserve for the German market⁴ is relatively large (about 5 GW), but to put things into perspective, the German market is also larger than the markets in the above-mentioned countries. The strategic reserve is only dispatched at maximum market price and hence does not effect scarcity prices.

B.3.2. Central capacity market

In a capacity market, derivatives of generation capacity are traded between power generators and load serving entities (LSE) or large consumers to ensure generation adequacy in times of shortages. EWI (2012) suggests a so-called market for security of supply contracts for the German electricity market. In such a market, a central instance contracts a certain level of capacity (see e.g. Fig. B.1), acting on behalf of LSEs and large consumers, in order to guarantee power supply even in times of peak load. The central instance estimates the total peak load, and purchases secured capacity from the power plant operators based on estimated peak load plus an additional reserve margin (Target). Depending on the contracted and target capacity the height of capacity payments (e.g. between 0.5 and 2 CONE) is set. In the EWI (2012) proposal, the available secured capacity is partially procured in an auction 5–7 years ahead in order to enable operators to offer units that are planned but have not yet been built.

The demand for conventional power plant capacity depends on the calculated reserve margin, and the assessment of the regulator regarding how much power will be certainly

⁴ In the German context the proposed strategic reserve is called “Kapazitätsreserve” (“capacity reserve”).

generated from fluctuating RES. The rate at which the RES contributes to the secured available capacity is called capacity credit. In Germany, for example in the case of PV, a capacity credit of 1 % is suggested, because of the comparatively low generation during evening peak load hours in the winter months.

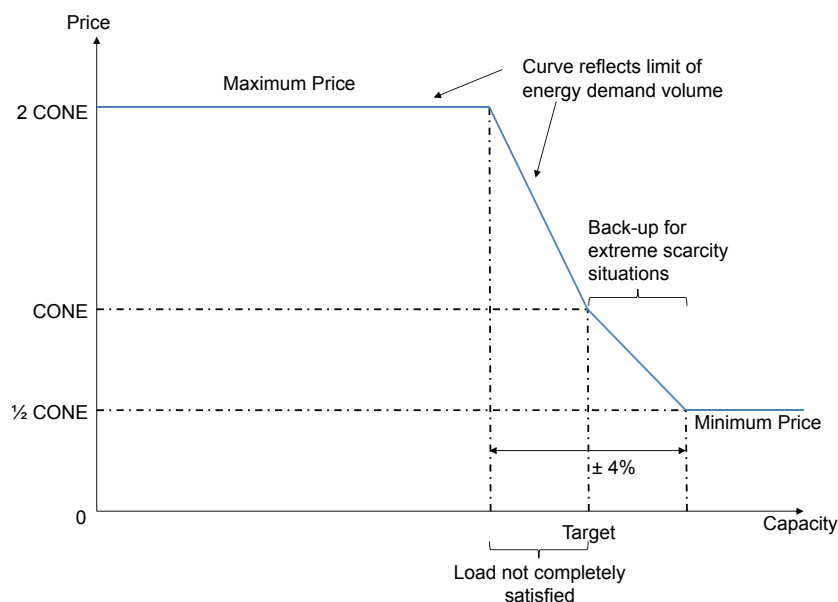


Figure B.1.: Capacity demand curve. Based on PJM (2016)

The auction of the comprehensive capacity market is organized as a “descending clock auction” or “Dutch auction”(see Fig. B.15 in the appendix). The starting value of the auction is set to twice the annuity of the investment costs for the cheapest, newly built conventional power plant, i.e. the cost of new entry (CONE). The auctioneer announces this first price and calls for supply bids. Usually, the high starting price leads to oversupply, i.e. the volume of supply bids exceeds the capacity demand determined by the regulator. In the next round, the auctioneer lowers the price and requests new bids. If an oversupply occurs again, the auctioneer calls for the next round and repeats this procedure until the cumulated capacity from the supply bids equals the demand capacity. Another criterion to stop the auction is the floor price. If the price is lowered after several rounds to the floor price by the auctioneer, the auction is stopped and the floor price is announced at the settlement/capacity price. The capacity in the last round will be chosen as the capacity to be delivered from the suppliers. Existing plants receive the resultant capacity price from the auction for one year, new plants however can secure the capacity price for several years in order to decrease the investment related risks.

Within a market design with a capacity market, investment decisions are based on the earnings from spot and futures market as well as additional revenues on the capacity or control reserve markets. The mechanism with capacity options also protects consumers against high price peaks and represents another incentive for power generators to be available.

Besides the contracting of secured generation capacity, there is also the concept of capacity options. In this case, the plant operators get an option premium for guaranteeing

the availability of capacity on the electricity market. And if the performing price (e.g. spot market price) exceeds a determined value (strike price) the seller of the option (the power plant operator) has to pay back the difference between strike price and performing price to the option holder (e.g. system operator), even if the power plant does not generate any electricity or revenues. This equates to a penalty charge due to non-availability. Thus, exercising market power can be avoided considerably. The difference that has to be paid makes retention of capacity unattractive also to dominant power plant operators. However, the main objective of this capacity mechanism is to ensure the availability of power plants, particularly in times of shortage (ISO New England Inc., 2009).

B.3.3. Decentralized capacity market

The decentralized capacity market was introduced and proposed in a report by the German Association of Local Utilities (2013). It is a type of comprehensive capacity market, in which operators of existing or new power plants and non-volatile RES act as providers of power certificates. Without any combination with other technologies (e.g. storages), only a very low percentage of fluctuating RES nominal capacity can be offered as secured capacity.

In contrast to the central capacity market (see Section B.3.2), the price and the demand for power certificates are determined based on the demand and supply of individual actors, not through a centralized planner. The regulator or a central instance certifies generation capacities and is therefore only responsible for the emission of the power certificates. However, the regulator determines neither the price nor the amount of certificates that should be purchased.

Therefore, LSE and distributors (on behalf of their customers) as well as major industrial consumers determine their own peak demand and purchase power certificates independently on the market. They can apply an additional product differentiation regarding flexible and non-flexible demand, and if necessary, purchase power certificates for the non-flexible part of the demand. Electricity consumers are then able to decide, whether they want to be fully supplied (and pay for certificates) or cut demand in times of shortages. This would allow charging costs for withholding capacity to the consumers. If consumers require more electricity in times of shortages than covered by certificates, they will incur a penalty charge. The penalty should be a multiple of the certificate price needed to motivate the entities to purchase a sufficient amount of certificates. (see German Association of Energy and Water Industries (2013))

B.3.4. Focused/selective capacity market

Focused or selective capacity markets incentivize predefined generation technologies. In contrast, comprehensive capacity markets support equally all technologies that are able to securely provide electrical energy to the system. In a proposal for a new energy market design, Öko-Institut (2012) suggest a differentiation between remuneration of existing and new power plants. The rationale here is to switch a plant portfolio into a structure that supports the electricity system optimally. Regarding the German market with high impacts of fluctuating RES, this would lead to incentives for investments in flexible and

storage technologies. To reach this target, it is possible to vary the amount of payments or the amount of the payment duration. Hence, existing plants will receive lower payments or payments for a shorter period, whereas new plants or plants with the required attributes will receive higher payments for a duration up to several years.

B.4. Modeling energy-only markets and capacity mechanisms

In order to analyze the impact of different capacity remuneration mechanisms on the electricity market, different types of electricity market models can be used.

Ventosa et al. (2005) identified three main types of energy market models: optimization, equilibrium and simulation models. Optimization models are able to find a cost-minimal or profit-maximal solution for an entire energy system from the perspective of one central planner. They are formulated as an optimization program by mathematical equations with (at least) one object function subject to technical and economical constraints. But they do not integrate the view of individual market players. Market equilibrium models can consider the market perspectives: competition between all participants as well as different market behavior of several participants. But these models are difficult to use when the problem is highly complex. Finally, for modeling highly complex problems especially agent-based simulation (ABS) models represent an appropriate approach. In general, they provide flexible frameworks to integrate different markets, such as day-ahead or capacity markets, and key market players (as agents) that pursue individual strategies (Tefsation, 2002). In order to address market problems, each agent can receive varying of information, along with various technical or economic restrictions such as their own budget limitations or feasibility calculations. Furthermore, ABS models can incorporate the behavior of investors with regard to different design options. In contrast to other approaches, ABS models can adequately reflect investment uncertainties. As investment uncertainties and imperfect market view of investors could make investments in new power plant difficult, they should be considered within security of supply and market design analyses. That is why ABS models are well suited for modeling and analyzing of investments with regard to different design options for electricity markets.

B.4.1. Agent-based model for the electricity market

In the context of this paper, an existing agent-based simulation model, which has already been applied to various electricity-market research questions (e.g., Bublitz et al. (2014) and Sensfuß, Ragwitz, et al. (2008)) is extended by different capacity remuneration mechanisms. The model includes the key decision makers (generation companies, TSOs, regulator) and the most relevant market segments, e.g. the day-ahead market and the futures market. The generation companies are represented by agents that determine the short-term power plant dispatch and the long-term capacity extension. Therefore, interactions and feedback loops between short and long-term strategies can be analyzed. In addition, the model features an hourly time resolution. Thus, rare situations that only occur under the combination of special circumstances (e.g. high demand, low availability from RES and DSM) can be

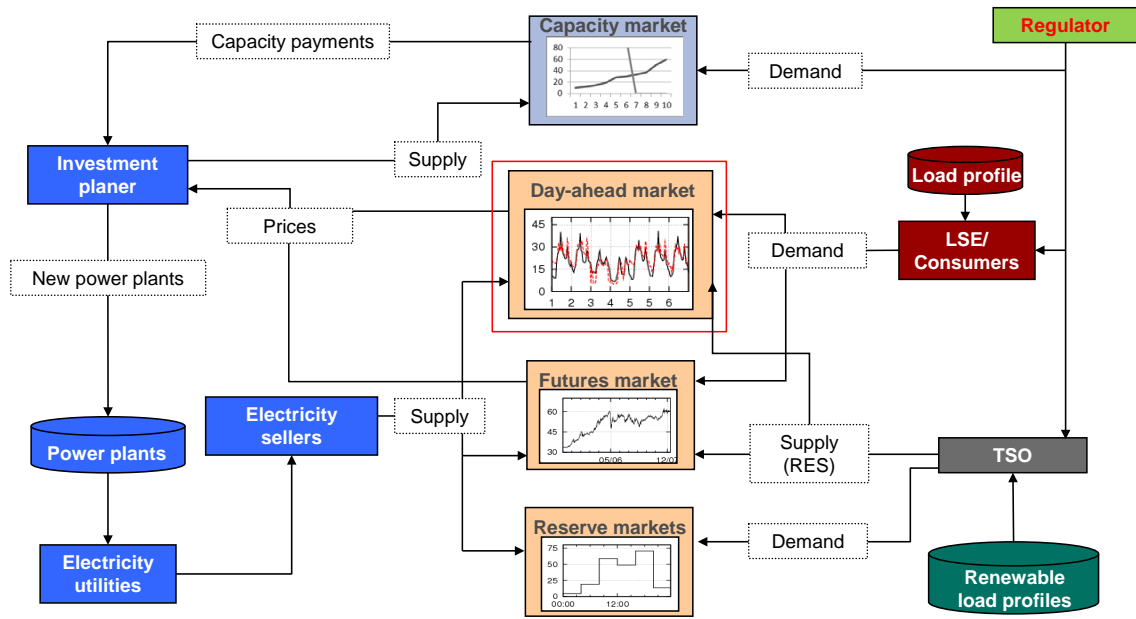


Figure B.2.: The main elements of the PowerACE model.

examined.⁵ An overview of the main elements of the model and the different interactions between the agents is depicted in Fig. B.2. A more in-depth description of the model can be found in Genoese, Genoese, Möst, et al. (2010).

For the analysis in this paper, the modeling of the day-ahead market and the investment decisions is of central importance and is described below.

B.4.1.1. Simulation of the day-ahead market

The day-ahead market is simulated in detail: Before the market clearing is carried out, all agents prepare their ask and supply bids. Bids for electricity generated from RES are sent by the TSOs to the spot market.⁶ The calculation of the bid price for the supply bids is based on the variable costs $c_{a,h,j}^{\text{var}}$ of each power plant j , which include the costs for fuel, carbon emission allowances, and operation and maintenance:

$$c_{a,h,j}^{\text{var}} = \frac{p_{a,h,j}^{\text{fuel}}}{\eta_j} + \frac{EF_j}{\eta_j} \cdot p_{a,h}^{\text{cer}} + c_j^{\text{other}} \quad (\text{B.1})$$

⁵ However, implementing an hourly time resolution has the disadvantage of increasing the computational run time, which takes up to two hours on a state-of-the-art workstation.

⁶ This is a simplification of RES electricity sales to the wholesale market, as in reality large RES suppliers directly sell their RES electricity.

Where:

| | |
|---------------------------|---|
| $p_{a,h,j}^{\text{fuel}}$ | : Fuel price in hour h of year a for power plant j |
| $p_{a,h}^{\text{cer}}$ | : Carbon emissions allowances price in hour h of year a |
| c_j^{other} | : Operation and maintenance costs of power plant j |
| EF_j | : Emission factor of power plant j |
| η_j | : Efficiency of power plant j |

In order to adequately include the start-up costs, each agent forecasts the hourly day-ahead market prices of the next day and estimates the operating hours of his power plants. If for a power plant j the variable costs are lower than forecasted hourly price, the agent assumes that this power plant will be in the market. Then, the agent calculates the expected start-up costs $c_{a,h,j}^{\text{start}}$ for each power plant:

$$c_{a,h,j}^{\text{start}} = r_j \cdot (p_{a,h,j}^{\text{fuel}} + EF_j \cdot p_{a,h}^{\text{cer}}) + d_j \quad (\text{B.2})$$

Where:

| | |
|-------|--|
| d_j | : Depreciation factor of power plant j |
| r_j | : Ramping factor of power plant j |

For each hour h in a period H where a power plant is expected to be continuously in the market, the agent submits a bid $b_{h,j}$ to the market operator that includes the start-up costs, the variable costs and a mark-up factor markup $m_{h,j}$ that depends on the market scarcity:

$$b_{h,j} = c_{a,h,j}^{\text{var}} + \frac{c_{a,h,j}^{\text{start}}}{|H|} + m_{h,j} \quad (\text{B.3})$$

For each hour of the next day, the market operator cumulates the ask bids and the supply bids. These bids are compiled to generate the total demand and supply curve. The intersection between both curves equals the market clearing price and volume. Based on information about the accepted bids, the suppliers determine their power plant dispatch. Later DSM agents schedule their shiftable and sheddable loads.

B.4.1.2. Modeling of investment decisions

Once a year, all supply agents have the opportunity to extend their power plant portfolio. The investment decisions are part of an iterative process, in which the decision of one agent subsequently influences the decisions of the other agents. In order to avoid to an preferential treatment to a particular agent, the order of the agents in the investment process is randomized each time. The process is stopped after each agent has evaluated his investment options by calculating the expected cash flows. The investment options, which are exogenously given to the agents, change over time and can differ for each agent, e.g. only agents who already own lignite-fired power plants can invest in new lignite capacities.

In order to estimate the short-term and medium-term cash flows from year a_0 to a_n , the agent regards hourly market prices $p_{a,h}^{\text{market}}$. Additionally, hourly forecast prices $p_{a,h}^{\text{fore}}$ are used in the calculation of the long-term cash flows applying a merit-order model that takes into account, among others, the expected capacity investments and demand.

$$p_{a,h} = \begin{cases} p_{a,h}^{\text{market}} & a_0 \leq a \leq a_n \\ p_{a,h}^{\text{fore}} & a > a_n \end{cases} \quad (\text{B.4})$$

One of the major difficulties is the long-term prediction of prices, which rely on different uncertainties, such as future investment decisions of the agents. To incorporate future investments of other agents and their impact on cash-flows into the decision of an agent, the investment process could be reiterated in each time step⁷ until a stable outcome is found for the investment decisions. In this equilibrium state the agents are not willing to change their investment strategy, as no agent benefits from deviating. Taking into account the hourly time resolution for market simulation, the yearly time resolution for investments, the model horizon of several decades, and the numerous decisions of the agents, the resulting problem would be very computation-intensive. Therefore, a simplified approach is used where the first agent considers only the information on investments and decommissions available at the time of his decision. However, the next agent receives information about the investment decision made by the previous agent. If the next agent decides to construct an extra power plant, it is likely that the first agent has overestimated the value of his investment, owing to the price impact of this new capacity. Our simulation results show that this especially affects extreme peak prices, which can be lower than the forecast of the first agent.

In order to avoid such an overestimation, a model-endogenous price limit \hat{p} is introduced into the investment calculation of the agents, to prevent that a few overestimated price peaks from distorting the investment evaluation⁸. This price limit leads to lower deviations between expected and realized cash flows.

$$CM_{a,j} = \sum_{h=1}^{8760} \min\{\hat{p}, p_{a,h}\} - c_{a,h,j}^{\text{var}} \quad (\text{B.5})$$

$CM_{a,j}$: Contribution margin in year a for technology option j

Based on the calculated cash flows for different investment options, the economic feasibility is evaluated based on the net present value (NPV) approach. If there are investment options with a positive NPV, the agent decides to carry out the investment option with the highest NPV. Later, the agent continues with the evaluation the next investment option and can carry out further investments. However, a limitation on the investment volume in one period needs to be introduced without which the first agent would construct until further investments became economically unfeasible, and the other

⁷ Investment decisions are made annually, so that for each yearly decision point of time the process has to be iterated.

⁸ The technical price limit at the EEX day-ahead market is 3000 EUR/MWh.

agents would have no options for feasible investments. This constraint prevents an agent from achieving a market dominating position. It also takes into account the financial limitations of the energy suppliers. The limitation therefore allows the agents to invest only in as much as is necessary to keep their market share of conventional capacity, so that they stop their investment activity even if it is still feasible.

$$\text{NPV}_j = -I_{0,j} + \underbrace{\sum_{t=1}^{n_j} \frac{CM_{t,j} - c_j^{\text{fix}}}{(1+i)^t}}_{\text{expected income}} \quad (\text{B.6})$$

Where:

| | |
|--------------------|--|
| NPV_j | : Net present value of technology option j |
| $I_{0,j}$ | : Investment expenses in t_0 for technology option j |
| c_j^{fix} | : Fixed expenditure per year for technology option j |
| i | : Discount rate |
| n_j | : Investment horizon for asset j |

After an agent has made its decisions, the other agents evaluate their investment options considering the information about the investments of the first agent. The process is then repeated for all other supply agents. Fig. B.3 illustrates the whole investment process.

B.4.2. Modeling capacity mechanisms

Although several capacity remuneration mechanisms are currently discussed for the German electricity market, the focus will be set on the modeling and evaluation of the strategic reserve and central capacity market. The strategic reserve is close to acceptance by the political authorities and is expected to be installed very soon. For the central capacity market, the proposals contain detailed parameterization options. Therefore, these approaches can be evaluated with a robust modeling approach and thus the analyses will concentrate on these options in the following.

B.4.2.1. Strategic Reserve

Once a year, the transmission system operators put out a tender for the strategic reserve via a uniform price auction. The total procured capacity equals to 5 GW (about 5 % of the current peak load). The upper price threshold is by the CONE (55,700 Euro/MWh)⁹ and the lower threshold equals to the lowest yearly fixed costs among all available power plants. Since the operation of the strategic reserve is determined on a daily basis, only power plants with a low cold start-up time (less than 10 hours) are eligible.

⁹ For this analysis, the CONE is set by a gas-turbine with the following characteristics: a specific investment of 400 Euro/kW, yearly fixed costs of 9 Euro/kW, an investment horizon of 15 years and an interest rate of 8 %.

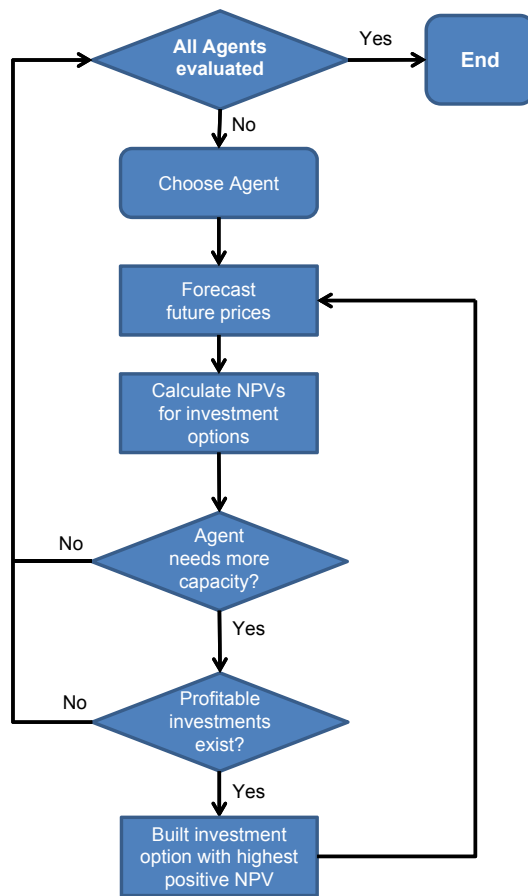


Figure B.3.: Investment decisions from PowerACE agents.

If a power plant is part of the strategic reserve, it is not allowed to participate in other markets even after the contract expires. Therefore, all costs of such a plant have to be earned in the strategic reserve. The generation companies submit a bid b for each eligible power plant j to the market operator of the strategic reserve based on fixed costs c^{fix} and opportunity costs c^{opp} :

$$b_j = \max\{c_j^{\text{fix}}, c_j^{\text{opp}}\}. \quad (\text{B.7})$$

The opportunity costs are composed of the return from each market m and the option value of participating in other markets:

$$c_j^{\text{opp}} = \sum_m \text{return}_{m,j} + \text{option value}_{m,j} \quad (\text{B.8})$$

As preliminary results show that mainly old power plants with only few remaining operation years enter the strategic reserve, the value is assumed to be zero in the analysis in Section B.5.

While the power plants, which are part of the strategic reserve, still belong to the generation companies, their dispatch is determined by the TSOs. The strategic reserve is only used in extreme cases, i.e. when the day-ahead market cannot be cleared. In these situations, the TSOs offer the total available capacity of the strategic reserve at the maximum day-ahead market price of 3,000 Euro/MWh (European Power Exchange (2015)). The accepted volume is then assigned to the different power plants of the strategic reserve based on a dispatch model that accounts for different technical restrictions. First, the plant with the lowest variable costs generates electricity, followed by the plant with the next lowest costs and so on. If a power plant is dispatched, the owner of the power plant is reimbursed for the occurring costs. Nevertheless, due to the large gap between variable costs and maximum market price, the TSO is able to retain at large share of the income thereby lowering the total yearly costs caused by the strategic reserve auction.

B.4.2.2. Central capacity market

The PowerACE modeling approach follows the forward capacity market, which is currently being implemented in the market area of the American system operator ISO New England Inc. (2009), and is comparable to the suggested design from EWI (2012).

As the first step, the regulator determines the amount of secured capacity and the reserve margin in year a to ensure a defined generation adequacy ratio. This is described by the equation:

$$\text{ConCap}_a = (1 + R_a)(D_{\text{peak},a} - \text{RE}_a - \text{Imp}_a) \quad (\text{B.9})$$

Where:

- ConCap_a : Required secured capacity in year *a*
- R_a : Reserve margin in year *a* in [%]
- D_{peak,a} : Forecasted peak load in year *a*
- RE : Secured available capacity of renewable generation plants in year *a*
- Imp_a : Imports in the hour of peak load in year *a*

The reserve margin *R* can be chosen freely and controls the defined adequacy ratio. Next, the regulator determines the required capacity for each single LSE. This is accomplished by identifying the demand served by the particular LSE in the peak load hour. The capacity obligation of the respective LSE for the year *a* is then obtained by multiplying the values for *ConCap* and the share of demand at the peak load time.

After determining the input parameters, the investment agents of the energy suppliers are asked for their respective bids. They can offer existing capacities (for a price of 0 EUR/kW) and new power plants (for a price within the floor and start price of the auction).

For the determination of the capacity price for new installations, the investment agents first estimate the net present value (NPV) of the available technology options *j*. Subsequently, the offer price is determined for the option that has the highest NPV. The agents calculate the offer price based on Eq. B.10. The offer price is chosen so that the NPV becomes exactly 0 EUR/kW. New installations receive this calculated offer price for *x* years, and a forecast price for all other *y* years in which they must participate in the capacity market.

$$\begin{aligned}
 \text{NPV}_j = -I_{0,j} + & \underbrace{\sum_{t=1}^{n_j} \frac{CM_{t,j} - c_j^{\text{fix}}}{(1+i)^t}}_{\text{expected income energy}} + \underbrace{p_{\text{offer}}^{\text{cap}} \sum_{t=1}^x \frac{1}{(1+i)^t}}_{\text{secured income capacity}} \\
 & + \underbrace{p_{\text{fore}}^{\text{cap}} \sum_{t=x+1}^y \frac{1}{(1+i)^t}}_{\text{expected income capacity}} \stackrel{!}{=} 0
 \end{aligned} \tag{B.10}$$

Where:

- x* : Period for fixed offer price
- y* : Overall capacity market participation period
- $p_{\text{offer}}^{\text{cap}}$: Capacity offer price
- $p_{\text{fore}}^{\text{cap}}$: Forecasted capacity price

After calculating the offer price, the investment agents submit the bids to the capacity market. The capacity auction is carried out as a descending clock auction (see Fig. B.15 in the appendix). Floor and starting price are determined by the regulator depending on the

CONE. The capacity price should exactly cover the NetCONE at the optimum capacity. NetCONE corresponds to CONE minus the expected profits from the electricity markets. That can be explained as follows: When a peak load power plant generates electricity, all available power plants with lower marginal costs benefit from the uniform prices. A well-designed capacity market should therefore provide the precise fixed costs of a reference peak load power plant and could avoid a double compensation.

Finally, all bids are sorted in ascending order according to their offered capacity price and the descending clock auction rounds are executed until the needed *ConCap* is reached. The final capacity price equals to that one at which demand (*ConCapF*) and supplied capacity are equal. While new plants get this price for a longer period, all existing plants get it for one year.

B.4.3. Relevant model assumptions

Due to the in-depth representation of the German electricity market, detailed data is required for the model, which has been acquired from official public sources where available. For example, each power plant with a size greater than 5 MW is integrated based on Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (2014). Historical hourly electricity feed-in of wind power and PV are taken from European Energy Exchange (2022).

The ABS model data, especially the one related to the future development of main energy market parameters, are derived from established energy scenarios. For instance, the development of carbon prices are based on market futures prices until 2020, after which the reference scenario of the European Energy Roadmap is used as the data source (see Europäische Kommission (2011)). Fuel prices are based on (Sensfuß and Pfluger, 2014). The main power plant technologies modeled as investment options for the agents are listed in Table B.8 in the appendix.

The input values of import and export flows as well as the development path of renewable energies are input data from an optimization model that calculates in advance the capacity expansion and power plant dispatch in all European countries based on the same assumptions for demand, carbon, and fuel prices. Germany continues to be a net exporter of electricity until 2030 due to the comparatively high penetration of renewable energies. After 2030, neighboring countries with lower costs of electricity generation from RES, increase their export of electricity and Germany switches from being a net exporter of electricity to a net importer.

The input values for PV and wind capacities are results from the applied optimization model (as it is for the export/import flows) of the European energy system. In the optimization model, the PV capacity is not expanded as long as the capex of PV is higher than the one of competitive technologies like wind power. This is why a further uptake of PV occurs only between 2030 and 2040, when the PV capex becomes competitive. The optimization model is applied without RES support after 2020 (see (Sensfuß and Pfluger, 2014)).

The development of the total annual demand is based on the assumption that energy efficiency measures will reduce energy demand in the next few years. This is already observable in the historical data for the total electricity demand in Germany between

2011–2015. However, due to an uptake of electric mobility in the long-term, it is expected that electricity demand will increase from 2030 (see Table B.3). The values for the demand development is calculated with the help of the FORECAST model (see Elstrand (2016)).

Table B.3.: Central model assumptions.

| Year | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|--|-------|-------|-------|-------|
| Coal prices [Euro/MWh] | 13.7 | 15.4 | 17.0 | 18.7 |
| Gas prices [Euro/MWh] | 28.7 | 30.8 | 31.1 | 31.8 |
| CO ₂ Emission Allowances [Euro/tCO ₂] | 7.3 | 23.5 | 47.9 | 51.0 |
| Total annual demand [TWh] | 610.8 | 597.5 | 668.9 | 667.4 |
| Export [TWh] | 53.8 | 15.8 | -11.3 | -15.4 |
| PV [GW] | 47.5 | 47.4 | 80.7 | 80.7 |
| Wind (onshore + offshore) [GW] | 47.9 | 60.8 | 81.7 | 104.8 |

DSM measures play a crucial role when evaluating security of supply, since they can actively reduce the peak load demand. Therefore, different DSM technologies (e.g., D’hulst et al. (2015) and Paulus and Borggreffe (2011)) are considered via hourly potentials. Two categories are distinguished: at first shiftable technologies, primarily from households such as washing machines or heat pumps with low activation costs, whose operation can be pre- or postponed by several hours (Gils (2014), Klobasa (2007), and Klobasa and Ragwitz (2006)). Secondly, sheddable loads that mainly stem from different industrial processes, such as aluminum or chlorine electrolysis, but have higher activation costs (e.g. several hundred Euros (see Table B.4) Gils (2014)). Due to the importance and the related uncertainty of the future development of DSM capacities, two scenarios are analyzed: a scenario with a moderate volume of available sheddable loads (EOM reference scenario) and one with an optimistic volume (EOM flexibility scenario).

Table B.4.: DSM capacities. (Gils, 2014; Gobmaier et al., 2012; Growitsch et al., 2013; Klobasa, 2007)

| Year | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|--|----------|------|------|-------|
| Shiftable capacity [GW] | 5.56 | 6.66 | 8.46 | 12.53 |
| Shiftable activation costs ^a [Euro/MWh] | 11–475 | | | |
| Sheddable capacity (low) [GW] | 2.33 | 2.14 | 2.50 | 2.49 |
| Sheddable capacity (high) [GW] | 7.56 | 6.44 | 7.41 | 7.39 |
| Sheddable activation costs ^a [Euro/MWh] | 400–1300 | | | |

^a The activation costs depend on the corresponding technology, e.g. a pulp grinding machine with activation costs of 11 Euro/MWh or a hot rolling mill with activation costs of 475 Euro/MWh.

B.5. Evaluation of different market design options

The energy-only market and the other market designs, which provide a capacity remuneration mechanism, will be evaluated in the following section, especially focusing on their

cost efficiency and ability to guarantee generation adequacy in the electricity sector. Since it would be extensive to go into the details of all market design options, the analyses focus on the performance of the EOM, specifically the EOM extended with a strategic reserve and the central capacity market.

To evaluate their ability in terms of security of supply, an objective criterion is introduced to measure this ability. The first measure is the so-called adequacy ratio AR, which is the minimum hourly ratio in each year y between available capacity AC and the residual demand RD in hour h (Eq. B.11). However, as in the very extreme case of market failure (without enough available capacity meeting the demand), the withheld control reserve capacity contracted in the control reserve energy market would be used to avoid supply deficits and outages. The adjusted adequacy ratio is calculated adding the reserve capacity to the term of the available capacity (Eq. B.12)

$$AR(y) = \min_{h \in y} \frac{AC(h)}{RD(h)} \quad (B.11)$$

$$AR'(y) = \min_{h \in y} \frac{AC(h) + reserves(h)}{RD(h)} \quad (B.12)$$

B.5.1. Performance of the energy-only market in providing investment signals

Although the EOM is still able to stimulate investments in flexible power plant capacities in the model simulation, it seems that no market player in Germany is actually willing to invest in these capacities. However, if power plant capacity is getting scarce (the model results indicate this to be the case until 2023), electricity prices start to peak again and the agents start to invest in different power plant capacities. Fig. B.4 shows that from 2021 on, the actors in the market invest again in power plants. In the beginning, lignite power plants are chosen as the most economic investment option. However, investments in open-cycle gas turbines (OCGT) and combined cycle gas turbines (CCGT) are also favored after 2021. With growing carbon prices in mid 2030's, no more lignite-fired power plants are built by the agents, with gas power plants remaining as an economically favorable technology in the EOM market design.

Although a strong reduction in the total capacity can be observed until 2023, the new investments lead to a more or less balanced amount of flexible capacities (in total about 70 GW) between 2023 and 2050. The curve of the capacity development also shows that lignite power plants will be replaced due to low fuel costs, and not significantly increasing carbon certificate prices.

A slow increase in the electricity demand is assumed in the model from mid 2020's (due to the growing market penetration of electric vehicles and other technologies relying on electricity). Therefore, the nearly constant level of flexible capacities does not mean that the demand can be met within the day-ahead spot market all the time. Fig. B.6 depicts the development of the adequacy ratio for the EOM reference scenario with a moderate potential for sheddable loads of about 2.1 GW by 2050. An adequacy ratio above 1.0 means that the demand can be completely served by the supply capacity in each

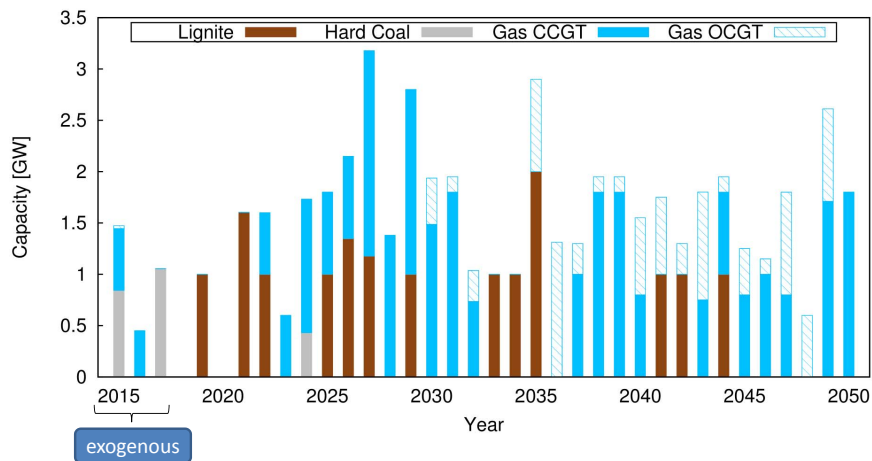


Figure B.4.: Newly built capacities in the EOM with moderate DSM potentials (EOM reference scenario).

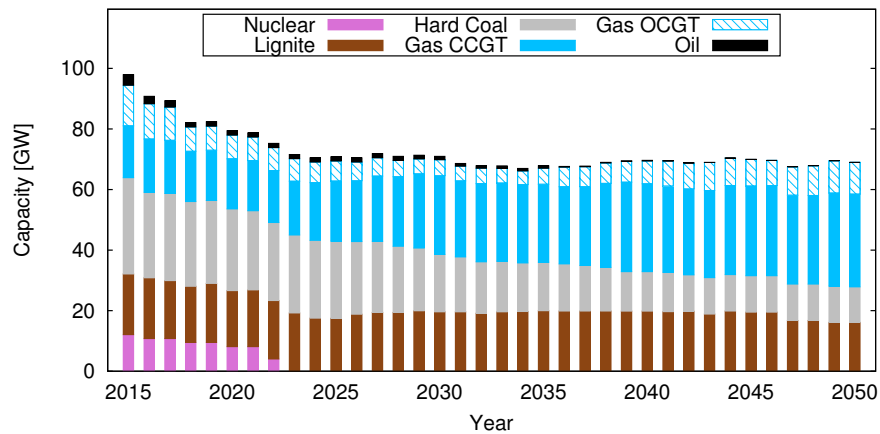


Figure B.5.: Development of flexible capacities in the EOM reference scenario.

hour of the analyzed year. And an adequacy ratio under 1.0 means that the demand cannot be completely covered with the capacities in the spot market at least in one hour. Therefore in this scenario, control reserve capacities need to be used to avoid undersupply of demand from 2040. By this measure, brownouts which are not favored could be avoided. However, market clearing on the spot market can hardly be guaranteed without additional measures in several scenarios. Hence, without capacity mechanisms or the activation of higher potentials of sheddable load capacities, the generation adequacy cannot be always guaranteed by the EOM.

B.5.1.1. Influence of demand-side-management

As mentioned, the total volume of available sheddable loads is assumed as 2.1 GW in the EOM reference scenario, while the potential for shiftable load is given in Table B.4. To determine the impact of DSM and especially that of sheddable loads an additional scenario – the EOM flexibility scenario – is introduced for the analyses. In this scenario, a much

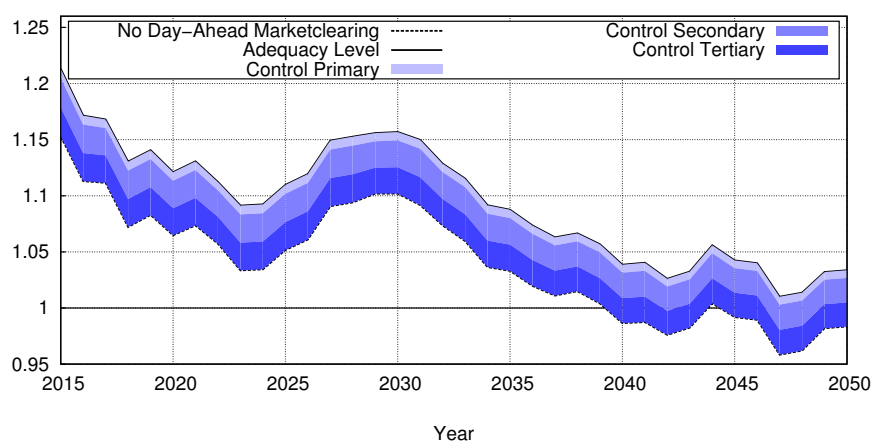


Figure B.6.: Adequacy ratio in the EOM reference scenario.

higher available potential of sheddable loads is assumed (max. 7.6 GW), while the shiftable loads remain unchanged. The development of the adequacy ratio in the EOM flexibility scenario is significantly higher (see Fig. B.7) than in the reference scenario. This is why control reserve power is required only in 2047 to avoid undersupply. In the years after 2047 market clearing can be guaranteed again. Thus, demand flexibility, particularly as sheddable loads, can make a significant contribution to the security of supply in future (Zimmermann et al., 2016).

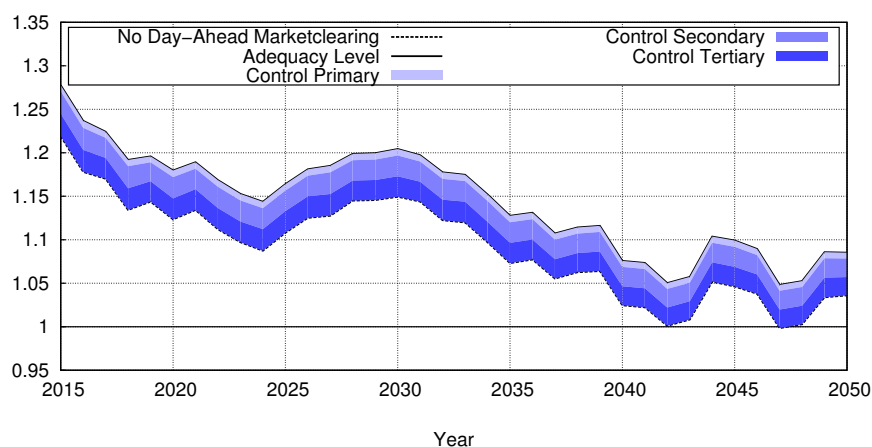


Figure B.7.: Adequacy ratio in the EOM flexibility scenario.

B.5.1.2. Impact of a phase-out of lignite power plants

Furthermore, a scenario is analyzed in which new investments or retrofits of existing lignite capacity are prohibited by law. This scenario reflects the ongoing discussion about the lignite phase-out in Germany. The scenario results show that the development of total capacity in the market barely differs from the scenarios in which investments in lignite power plants are allowed. Decommissioned lignite and coal plants are mainly replaced

by OCGT and CCGT plants. Although fewer investments are made in total, fewer power plants are shut down for economic reasons. As the total capacity remains nearly the same as in the scenario with lignite investments, there are only little differences in the development of the adequacy ratio (see Fig. B.16 in the appendix). Similar to the EOM reference scenario, the day-ahead market cannot be cleared from 2040, unless the available volume of sheddable loads cannot be increased drastically.

B.5.2. Enhancing security of supply via capacity remuneration mechanisms

B.5.2.1. The role of a strategic reserve

After the strategic reserve is procured for the first time in 2015, it takes the generation companies several years to adapt completely. Afterwards, the overall capacity of thermal power plants is on average about 5 GW (equal to the total capacity of the contracted strategic reserve capacity) larger than in a scenario without a strategic reserve. Additional gas-fired peak load power plants are primarily built by the investment agents. This effectively increases the generation adequacy as shown in Fig. B.13 and prevents brownouts that may occur in simulations based on the EOM. The strategic reserve is dispatched for the first time in 2035 and a peak dispatch of more than 60 hours is reached in the following years (see Table B.9 in the appendix). Further, in an ex-post consideration of stochastic outages the reserve is already dispatched in the 2020s. Nonetheless, the total capacity of the strategic reserve is never fully dispatched and the maximum dispatch volume amounts to 4.3 GW (usually this volume is between 1 and 2 GW).

As the fixed costs represent a large percentage of the total costs of power plants in the strategic reserve, the reserve mainly consists of gas- or oil-fired peak load power plants with low fixed costs (see Fig. B.8). Only old mid-load plants, which are not competitive anymore due to their comparably low efficiency and low opportunity costs, become a part of the strategic reserve. Even though new power plants are eligible for the strategic reserve, they represent only a small share of the total capacity in the strategic reserve. This is because the new power plants, which directly enter the strategic reserve have to earn their fixed costs and their investment expenses, in contrast to an already existing power plant for which the investment expenses can be regarded as sunk costs.

The costs of the strategic reserve amounts to nearly 5 billion Euros, which can be split up into about 3 billion Euros that are incurred before 2030 and about 2 billion Euros that are incurred between 2031 and 2050. Although the auction prices reach the price limit of the CONE after 2040 (see Fig. B.9), the total yearly costs of the strategic reserve is on average lower than before, which originates from high profits in hours in which the reserve has to be dispatched. Nevertheless, this result must be viewed with caution. For a holistic comparison, the results from other energy markets have to be taken into account as well. These can then lead to overall higher costs for the consumers compared to a capacity market.

The auction prices and the capacity surplus are interrelated. When a deficit is expected, power plants are more profitable in the regular markets. Therefore, the power plant owners bid higher prices to the strategic reserve auction, in some cases higher than the CONE. In case of surplus capacities, generating companies expect low profits from other markets

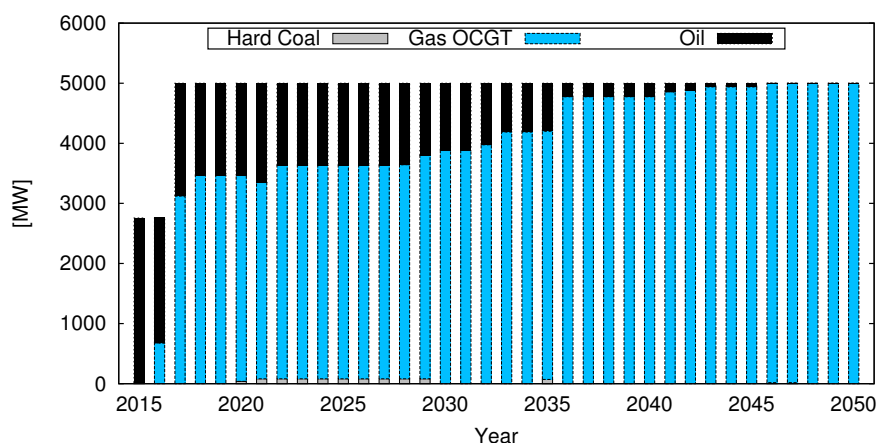


Figure B.8.: Capacities in the strategic reserve.

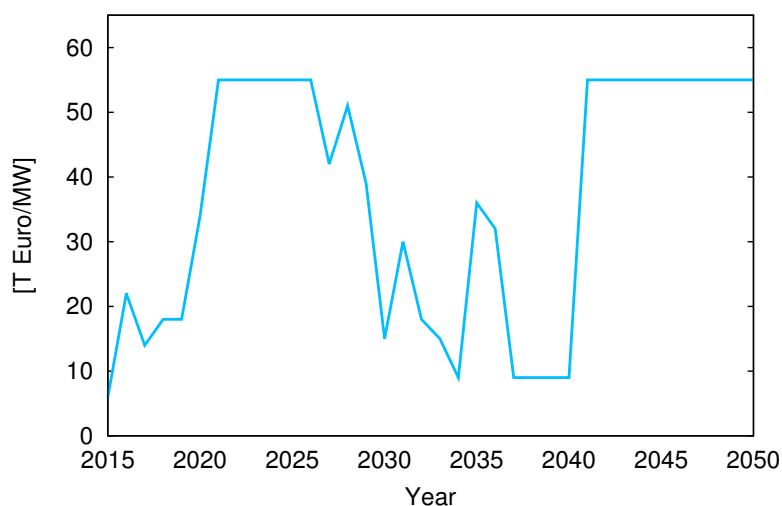


Figure B.9.: Yearly auction prices for the strategic reserve.

and are therefore willing to accept low markups (to cover the fix costs) on their variable cost. In these years, the strategic reserve might not even be dispatched.

B.5.2.2. Central capacity market

Compared to the EOM, a central capacity market leads to a higher volume of power plant capacity, especially after 2025 (see Fig. B.5 and Fig. B.10). However, because of the reserve margin of 5 % and low capacity credits for RES, the development of installed conventional capacity seems to indicate overcapacities of thermal power plants. The simulation results show that reducing the reserve margin or increasing the capacity credits for renewable energies can significantly decrease the installed conventional capacity and vice versa.

New investments benefit from the capacity market. However as the CONE has a strong impact on the bids in the capacity market, technology options with low investment expenses benefit from capacity cash flows and the investment agents invest in these

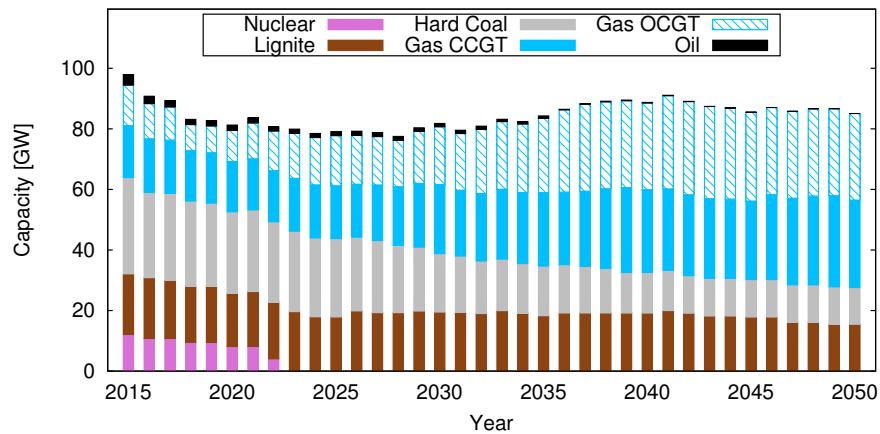


Figure B.10.: Development of the capacities in the design with a capacity market.

options. In the model simulations, this leads to higher investments in OCGTs. The new investments are in most cases profitable.

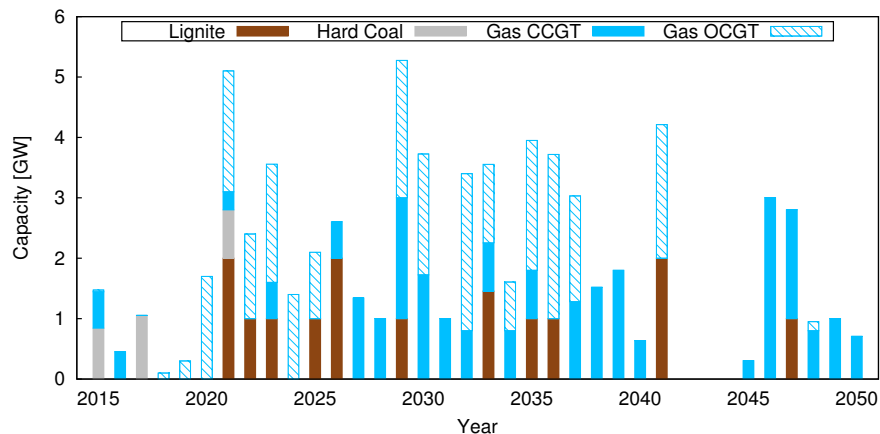


Figure B.11.: Newly built capacities in the design with a capacity market and with moderate DSM potentials (EOM reference).

Considering that the German energy sector has a high capacity of fluctuating renewable energies and flexible usage of gas turbines, they are a preferred complement to the fluctuating generators to maintain a sufficient adequacy ratio (see Fig. B.12).

The adequacy ratio is continuously over 1.1 with the applied capacity credits for RES. This indicated the existence of some overcapacities and the necessity of recalibration of design parameters of capacity markets.

B.5.3. Comparison of the different design options

The adequacy ratio of the different market designs is shown in Fig. B.13. The shape of the adequacy ratio development in the scenario with a strategic reserve is similar to the one in the EOM reference scenario, the difference being that the capacity of the strategic

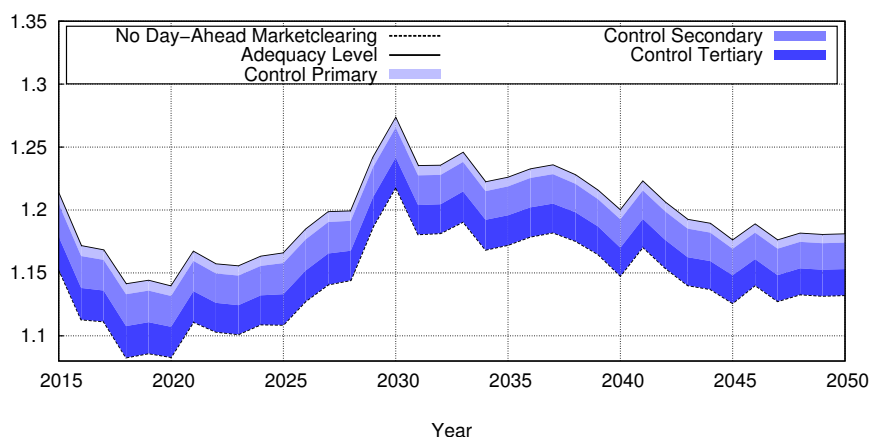


Figure B.12.: Adequacy ratio in the case of establishing a capacity market with 5 % reserve margin.

reserve leads to a higher adequacy ratio. If a centralized capacity market is introduced, the adequacy ratio is continuously higher (over 1.1) after 2022. With high values of the reserve margin applied to the demand curve of the capacity market, there is always sufficient generation capacity available. This means that the probability of a black or brownout is lower than in other market design options. The loss of load expectation (LOLE)¹⁰ is indeed zero in the capacity market design, while the LOLE is quite high after 2035 in the EOM design and EOM with a strategic reserve (see Table B.10). Furthermore, the comparison of the different DSM scenarios (EOM reference and EOM flexibility) shows that the LOLE can be strongly reduced with the help of interruptible loads.

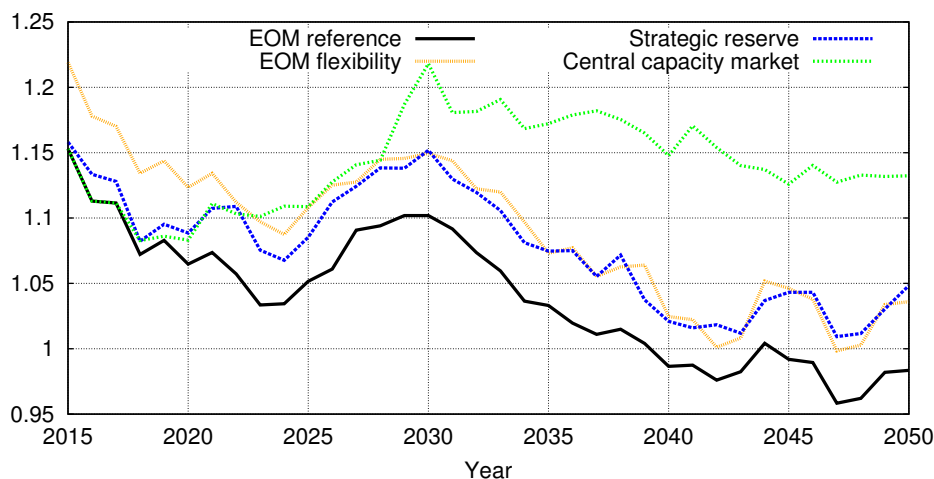


Figure B.13.: Comparison of the adequacy ratios in different market designs (without considering operative reserves).

¹⁰ The LOLE is calculated here without considering operating reserves. Although operating reserves might be used to avoid loss of load, its original role is balancing load fluctuations and grid failures. That is why our definition of LOLE is equal to the number of hours in which the spot market cannot be cleared.

However, this high ratio does not necessarily lead to an (cost) efficient market design. No clear conclusion about the most efficient market design can be drawn due to existing uncertainties regarding the parameterization and regulatory decisions (Mastropietro et al., 2016). The average spot market price is considerably higher in the EOM and strategic reserve design than in a market design with a capacity market during scarcity periods (see Fig. B.14). This price difference is negligible in non-scarcity times, e.g. between 2027 and 2035. However, as the capacity market delivers payments to generators in this period, it can be stated that the total costs of the capacity market design are higher.

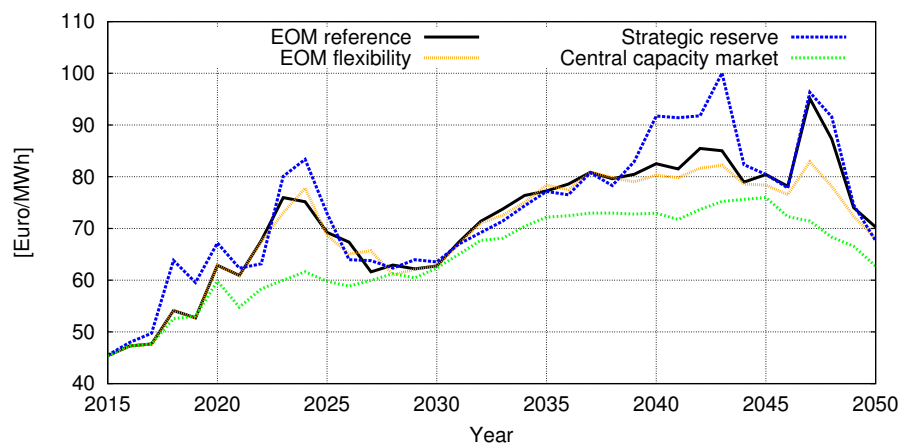


Figure B.14.: Average market clearing prices of EOM, with strategic reserve and with central capacity market.

Whereas the EOM needs price spikes to cover all fixed costs of power plants that are on the right side of the merit order, capacity markets generate additional payments to generators. Therefore, the average price is nearly all the time lower than in the EOM. However, analyzing the total costs of thermal electricity generation, it can be observed that the cumulative costs by 2030 are lower in the EOM than in the market designs with a capacity mechanism. This cost advantage diminishes until 2050 and the cumulative costs with a capacity market are similar to the ones of the EOM (see Table B.5).

Furthermore, the cost comparison shows that in an energy-only market, in which a higher level of DSM, especially sheddable loads with high activation prices, are available (EOM flexibility), the total costs for electricity generation (except funded RES) are lower than in the low DSM-scenario (EOM reference). This is due to the fact that the higher volume of DSM activation does not only ensures market clearing at scarcity times, but also sets the price between 400–1000 EUR/MWh avoiding price settlement at p_{max} (3000 EUR/MWh in the day-ahead market). Hence, the total system expenses are lowered by more than 20 billion EUR.¹¹

¹¹ The cost comparison does not consider investments that enable the availability of DSM. Therefore, the cost advantage can at least partly diminish due to investments in ICT and other technologies that could be needed to activate more DSM potentials.

Table B.5.: Cumulative payments to the generators under different market designs.

| [Bn EUR] | EOM reference | EOM flexibility | Strategic reserve | Central capacity market |
|-----------------------|---------------|-----------------|-------------------|-------------------------|
| 2015–2030 | 393.8 | 394.9 | 413.5 | 420.1 |
| Capacity remuneration | – | – | 2.9 | 61.6 |
| Day-ahead market | 393.8 | 394.9 | 410.6 | 358.5 |
| 2031–2050 | 479.1 | 457.8 | 494.6 | 454.1 |
| Capacity remuneration | – | – | 2.6 | 60.7 |
| Day-ahead market | 479.1 | 457.8 | 492.0 | 393.4 |
| Total sum | 873.0 | 852.8 | 908.2 | 874.2 |

B.6. Critical reflection and outlook

Although the entire German electricity market and various design options are modeled with a bottom-up agent-based approach, some limitations of the methodology remain. One of the limitations is that electricity exchange with the neighboring European electricity markets is incorporated with static export/import profiles. Hence, dynamic reactions from abroad to specific market situations in Germany are not regarded. In a dynamic approach, the available capacities from the neighboring countries may be different. Therefore, the next modeling steps should expand the described approach to a European market model that allows the simulation of different design options for European electricity markets. In this case for example, the introduction of the French capacity market (which was recently installed) and its interaction with the German electricity market could be analyzed in detail. Beside the exchange flows, the available DSM capacity is also incorporated as an exogenous variable. This approach does not enable the analysis of investments in DSM capacity considering capacity payments. Therefore, within future research investments in DSM capacity could be also endogenously modeled.

Furthermore, the existing study analyses only the development of the nationwide capacities and the peak demand that has to be served. Thus, the generation adequacy question is answered only in general (without considering stochastic outages of power plants or grids). And possible bottlenecks for specific regions in the country are not taken into account by this approach. This is a reason to implement the transmission grid or at least the main transport restrictions into the introduced market model, which allow the analysis of the regional generation adequacy.

Finally, it is important to mention that some methodological improvements could be also done in future studies. The learning of agents could be rendered more precisely so that for example, agents are affected by their former misinvestments or by the ones of their competitors thereby making their decisions not only based on economical assessments, but also based on their soft skills.

All in all, it can be stated that with the existing modeling approach important analyses and conclusions could be derived regarding the effectiveness of the EOM and other market design options to incentivize investments in flexible power plant technologies and thus to guarantee generation adequacy.

B.7. Conclusions

The proposed application of agent-based modeling is an appropriate approach to investigate imperfect market conditions, as it incorporates the limited foresight of market players and enables to detection of possible electricity market failures in the future. The approach is used to analyze, whether the current market design in Germany is able to incentivize investments into power plants so that generation adequacy is guaranteed or if capacity remuneration mechanisms are needed.

The results indicate that the existing energy-only market (EOM) leads to market equilibrium in the short and mid-term. The generation adequacy is ensured as adequacy ratio is always above 1.0, which means the supply side can deliver the required capacity in every hour to meet the electricity demand. However, this is a result of surplus capacities existing in the current German electricity market originating mainly from the period before liberalisation and the coupling of European electricity markets. Furthermore, it is worth mentioning that these results also rely on the condition that at least a moderate level of sheddable loads (2 GW) can be activated during peak load hours.

In the long run (beyond 2030), our results show that generation adequacy cannot be fully guaranteed in the energy-only market. The demand cannot be completely met in several hours by the available capacity in the spot market, and at least spinning and non-spinning reserve power have to be dispatched in order to avoid brownouts. Due to uncertain cash flows and price peaks only occurring in a few hours, the agents do not make sufficient investments. The functionality of the EOM can be improved, if the available capacity of sheddable loads is increased to about 8 GW or if a capacity reserve with a capacity of 5 GW is implemented. Hence, the capacity reserve proposed by the Federal Ministry for Economics can provide long-term generation adequacy in Germany. Thereby, it can be derived from the results that this reserve mainly consists of existing lignite, gas and oil-fired power plants and rarely of newly built power plants. Apart from these findings about the EOM, we can determine that a ban on the construction of new or renewal of existing lignite capacities would not have a significant effect on the generation adequacy ratio in the energy-only market.¹²

Regarding DSM, we found out that sheddable loads can increase the generation adequacy also in the long-term, as they set price peaks at several hundred EUR/MWh, which are necessary in the EOM to refinance investments. In contrast, shiftable loads with bidding prices between 11–475 EUR/MWh (Table II) do not set such high prices and even avoid price peaks, as they lead to a more balanced demand curve. A smooth demand curve means less peak load and, therefore, reduced or minimal price peaks. Missing price peaks, in turn, lower the profitability of power plants and can lead to fewer investments so that the availability of shiftable loads can improve security of supply in the short-term but not in the long-term. Furthermore, the shifted demand is not able to cause a considerably higher price level in off-peak hours due to a flat merit-order curve, which again does not improve the conditions for new investments.

The analysis of capacity remuneration mechanisms indicates that a central capacity market can ensure nearly constant investments during the whole period until 2050 without

¹² This does not hold for a swift phase-out of lignite capacities.

generating higher total system costs. The capacity payments are compensated by avoided price peaks, on which the EOM relies. It can be concluded that the capacity level in total is noticeably higher in the capacity market design than in the EOM. The highest investments are made in OCGT followed by CCGTs. Based on the proposed capacity credits for renewable energy technologies, an adequacy ratio of more than 1.10 can be reached with the help of a capacity market. This means that a reserve capacity of at least 10 % is available during the whole period.

In summary, an EOM extended with a strategic reserve capacity of 5 GW can provide generation adequacy. The EOM can also guarantee generation adequacy if sheddable load potentials can be strongly activated. However, a pre-defined adequacy ratio can be more easily achieved with a capacity market. The main challenge of a capacity market remains the appropriate parameterization to avoid overcapacities (and related costs) and the adequate integration of RES technologies.

As the EOM can guarantee generation adequacy in the short- and mid-term without higher costs and does not require major political intervention, the authorities are recommended to keep the existing market design until the early 2020ies. However, in the middle of the next decade, the introduction of a comprehensive capacity market should be prepared and implemented. A strategic reserve seems to be more expensive in the long term. To increase the security of supply in the EOM, a strategic reserve can be an option for the next ten years. However, in the long run, a capacity market is more favorable.

Finally, it is worth mentioning that the introduction of capacity markets in the European electricity markets should be coordinated. In contrast to EOMs, capacity markets can slow down inner-European electricity trade and hinder the development of an integrated European market, especially if capacities are bounded locally.

References

- Agora Energiewende (2014). *Auf dem Weg zum neuen Strommarktdesign: Kann der Energy-only-Markt 2.0 auf Kapazitätsmechanismen verzichten?* Berlin. URL: http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Impulse/Kapazitaetsmarkt_reader_2014/Agora_Energiewende-Kapazitaetsmarkt-Reader_2014_web.pdf.
- Battle, C. and P. Rodilla (2010). “A critical assessment of the different approaches aimed to secure electricity generation supply”. In: *Energy Policy* 38.11, pp. 7169–7179. DOI: 10.1016/j.enpol.2010.07.039.
- Beckers, T., A. Hoffrichter, and C. von Hirschhausen (2012). *Internationale Erfahrungen mit Kapazitätsinstrumenten und Schlussfolgerungen für die deutsche Diskussion*. Berlin. URL: https://www.wip.tu-berlin.de/fileadmin/fg280/forschung/publikationen/2012/tu_berlin-wip_2012-internationale_erfahrungen_mit_kapazitaetsmechanismen.pdf.
- Borggreve, F., T. Pregger, H. C. Gils, S. Bothor, U. Fahl, M. Genoese, and D. Stetter (2015). “Kapazitätsentwicklung in Süddeutschland bis 2025”. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 4.
- Bublitz, A., P. Ringler, M. Genoese, and W. Fichtner (2014). “Agent-based Simulation of the German and French Wholesale Electricity Markets – Recent Extensions of the PowerACE Model with Exemplary Applications”. In: *Proceedings of the 6th International Conference on Agents and Artificial Intelligence*, pp. 40–49. DOI: 10.5220/0004760000400049.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2015). *An Electricity Market for Germany’s Energy Transition: White Paper by the Federal Ministry for Economic Affairs and Energy*. Berlin. URL: <http://www.bmwi.de/English/Redaktion/Pdf/weissbuch-englisch,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=en,rwb=true.pdf>.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2016). *Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz)*. URL: <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/entwurf-eines-gesetzes-zur-weiterentwicklung-des-strommarktes,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (2014). *Kraftwerksliste*. Berlin. URL: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html.
- Cepeda, M. and D. Finon (2011). “Generation capacity adequacy in interdependent electricity markets”. In: *Energy Policy* 39.6, pp. 3128–3143. DOI: 10.1016/j.enpol.2011.02.063.
- Cramton, P., A. Ockenfels, and S. E. Stoft (2013). “Capacity Market Fundamentals”. In: *Economics of Energy & Environmental Policy* 2.2. ISSN: 21605882. DOI: 10.5547/2160-5890.2.2.2.
- Cramton, P. and S. E. Stoft (2005). “A Capacity Market that Makes Sense”. In: *The Electricity Journal* 18.7, pp. 43–54. ISSN: 10406190. DOI: 10.1016/j.tej.2005.07.003.
- D’hulst, R., W. Labeeuw, B. Beusen, S. Claessens, G. Deconinck, and K. Vanthournout (2015). “Demand response flexibility and flexibility potential of residential smart appliances: Experiences from large pilot test in Belgium”. In: *Applied Energy* 155, pp. 79–90. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.05.101.
- De Vries, L. J. (2007). “Generation adequacy: Helping the market do its job”. In: *Utilities Policy* 15.1, pp. 20–35. ISSN: 09571787. DOI: 10.1016/j.jup.2006.08.001.

-
- Ederer, N. (2015). "The market value and impact of offshore wind on the electricity spot market: Evidence from Germany". In: *Applied Energy* 154, pp. 805–814. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.05.033. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261915006431>.
- Elia Group (2014). *Adequacy calculations for Belgium LOLE and strategic reserves volume*. Brussels. URL: http://publications.elia.be/upload/UG_upload/G4U4KAX4Y3.pdf.
- Elsland, R. (2016). *Long-term Energy Demand in the German Residential Sector: Development of an Integrated Modelling Concept to Capture Technological Myopia*. 1st ed. Baden-Baden: Nomos Verlag. ISBN: 978-3-8487-2631-8.
- Energy Market Authority (2014). *National Report 2014 to the Agency for the Cooperation of Energy*. URL: <https://www.energiavirasto.fi/documents/10179/0/National+Report+2014+Finland+1602-601-2014+-+20140710.pdf/61dd1249-c1d7-4b15-8af6-e2ce41f8dcd9>.
- Europäische Kommission (2011). *Impact Assessment – Energy Roadmap 2050*. Brussels.
- European Energy Exchange (2022). www.eex.com.
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (2016). *Transparency Platform*.
- European Power Exchange (2015). www.epexspot.com/en/product-info/auction/germany-austria.com.
- EWI (2012). *Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign*. Köln. URL: http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/%202012/EWI_Studie_Strommarktdesign_Endbericht_April_2012.pdf.
- Frontier Economics (2014). *Strommarkt in Deutschland – Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit?* URL: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/strommarkt-in-deutschland-gewaehrleistung-das-derzeitige-marktdesign-versorgungssicherheit,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.
- Genoese, M., F. Genoese, and W. Fichtner (2012). "Model-based analysis of the impact of capacity markets on electricity markets". In: *2012 9th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. DOI: 10.1109/EEM.2012.6254704. URL: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6254704>.
- Genoese, M., F. Genoese, D. Möst, and W. Fichtner (2010). "Price spreads in electricity markets - what are the fundamental drivers?" In: *2010 7th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. ISBN: 978-1-4244-6838-6. DOI: 10.1109/EEM.2010.5558727.
- German Association of Energy and Water Industries (2013). *Position Paper: Design of a decentralised capacity market*. Berlin. URL: https://www.bdew.de/internet.nsf/res/4B33533B00749FF3C1257C13004551CA/file/Positionspapier_Ausgestaltung_eines_dezentralen_Leistungsmarkts_180913_final_en.pdf.
- German Association of Local Utilities (2013). *Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland*. Berlin. URL: <http://www.vku.de/presse/publikationen/ein-zukunftsaehiges-energiemarktdesign-fuer-deutschland.html>.
- Gils, H. C. (2014). "Assessment of the theoretical demand response potential in Europe". In: *Energy* 67, pp. 1–18. ISSN: 03605442. DOI: 10.1016/j.energy.2014.02.019.
- Gobmaier, T., D. Bernhard, and S. von Roon (2012). "Märkte für Demand Side Management". In: *1st International European Demand Response Center (EDRC) Workshop, Graz*.

- Growitsch, C., R. Malischek, S. Nick, and H. Wetzel (2013). *The Costs of Power Interruptions in Germany – an Assessment in the Light of the Energiewende: EWI Working Paper*. Cologne. URL: <http://hdl.handle.net/10419/74382>.
- ISO New England Inc. (2009). *Review of the Forward Capacity Market Auction Results and Design Elements*. URL: http://www.iso-ne.com/markets/mktmonmit/rpts/other/fcm_report_final.pdf.
- Klobasa, M. (2007). “Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten”. PhD thesis. Eidgenössische Technische Hochschule (ETH), Zürich. DOI: 10.3929/ethz-a-005484330.
- Klobasa, M. and M. Ragwitz (2006). “Demand response – a new option for wind integration”. In: *Proceedings of the European Wind Energy Conference (EWEC)*, pp. 27–02.
- Léautier, T.-O. (2016). “The Visible Hand: Ensuring Optimal Investment in Electric Power Generation”. In: *The Energy Journal* 37.2. ISSN: 01956574. DOI: 10.5547/01956574.37.2.tlea.
- Mastropietro, P., I. Herrero, P. Rodilla, and C. Batlle (2016). “A model-based analysis on the impact of explicit penalty schemes in capacity mechanisms”. In: *Applied Energy* 168, pp. 406–417. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.01.108.
- Ministry of Enterprise, Energy and Communications Sweden (2012). *Experiences with the implementation of the strategic reserve in Sweden*. URL: http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Veranstaltungen/2012/Vortraege_Capacity_Mechanisms/06_JoakimCeje_SWE_Experiences_with_the_implementation_of_the_strategic_reserve.pdf.
- Öko-Institut (2012). *Focused capacity markets: A new market design for the transition to a new energy system*. Berlin. URL: http://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/focused_capacity_market_ENG_short.pdf.
- Öko-Institut (2015). *Die Leistungsfähigkeit des Energy-only-Marktes und die aktuellen Kapazitätsmarkt – Vorschläge in der Diskussion*. URL: http://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/5_Energie/Versorgungssicherheit/Leistungsfahigkeit_EOM.pdf.
- Paulus, M. and F. Borggreffe (2011). “The potential of demand-side management in energy-intensive industries for electricity markets in Germany”. In: *Applied Energy* 88.2, pp. 432–441. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2010.03.017.
- Pentalateral Energy Forum (2015). *Adequacy Assessment*. URL: <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/G/gemeinsamer-versorgungssicherheitsbericht,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.
- PJM (2016). *PJM Manual 18: PJM Capacity Market*. URL: <http://www.pjm.com/%C2%A0/media/documents/manuals/m18.ashx>.
- Polish Transmission System Operator (2014). *PSE pozyskały łącznie 830 MW interwencyjnej rezerwy zimnej*. URL: http://www.pse.pl/uploads/pliki/PSE_Informacja_prasowa_26032014_Interwencyjna_rezerwa_zimna.pdf.
- Praktiknjo, A. and G. Erdmann (2016). “Renewable Electricity and Backup Capacities: An (Un-) Resolvable Problem?” In: *The Energy Journal* 37.01. ISSN: 01956574. DOI: 10.5547/01956574.37.SI2.apra.
- r2b (2014). *Endbericht Leitstudie Strommarkt*. URL: http://www.r2b-energy.eu/uploads/pdf/publikationen/20140731_Endbericht_AP3_final.pdf.

-
- Sensfuß, F. and B. Pfluger (2014). *Optimized pathways towards ambitious climate protection in the European electricity system (EU Long-term scenarios 2050 II)*. Karlsruhe.
- Sensfuß, F., M. Ragwitz, and M. Genoese (2008). “The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany”. In: *Energy Policy* 36.8, pp. 3086–3094. DOI: 10.1016/j.enpol.2008.03.035.
- Stoft, S. E. (2002). *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*. IEEE Press. Wiley. ISBN: 9780471150404.
- Tesfatsion, L. (2002). “Agent-Based Computational Economics: Growing Economies From the Bottom Up”. In: *Artificial Life* 8.1, pp. 55–82. ISSN: 1064-5462. DOI: 10.1162/106454602753694765.
- Vázquez, C., M. Rivier, and I. J. Pérez-Arriaga (2002). “A market approach to long-term security of supply”. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 17.2, pp. 349–357. ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/TPWRS.2002.1007903.
- Ventosa, M., Á. Baillo, A. Ramos, and M. Rivier (2005). “Electricity market modeling trends”. In: *Energy Policy* 33.7, pp. 897–913. DOI: 10.1016/j.enpol.2003.10.013.
- Weber, C., M. Bucksteeg, L. Niesen, P. Himmes, D. Stober, B. Baumgart, and D. Nailis (2014). *Marktdesign für zukunftsfähige Elektrizitätsmärkte unter besonderer Berücksichtigung der vermehrten Einspeisung von erneuerbaren Energien (DESIRE)*. URL: https://www.ewl.wiwi.uni-due.de/fileadmin/fileupload/BWL-ENERGIE/Dokumente/DESIRE_Workshop14/141024_Endbericht_DESIRE_FINAL_Lang.pdf.
- Zimmermann, F., A. Bublitz, D. Keles, J. Dehler-Holland, and W. Fichtner (2016). “An analysis of long-term impacts of demand response on investments in thermal power plants and generation adequacy”. In: *2016 13th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, pp. 1–5. DOI: 10.1109/EEM.2016.7521216.

B.8. Appendix

Table B.6.: Average yearly day-ahead prices in Germany (European Energy Exchange, 2022).

| Year | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 (until May) |
|-----------------------|-------|-------|-------|-------|------------------|
| Avg. Price [Euro/MWh] | 51.12 | 42.60 | 37.78 | 33.13 | 30.25 |

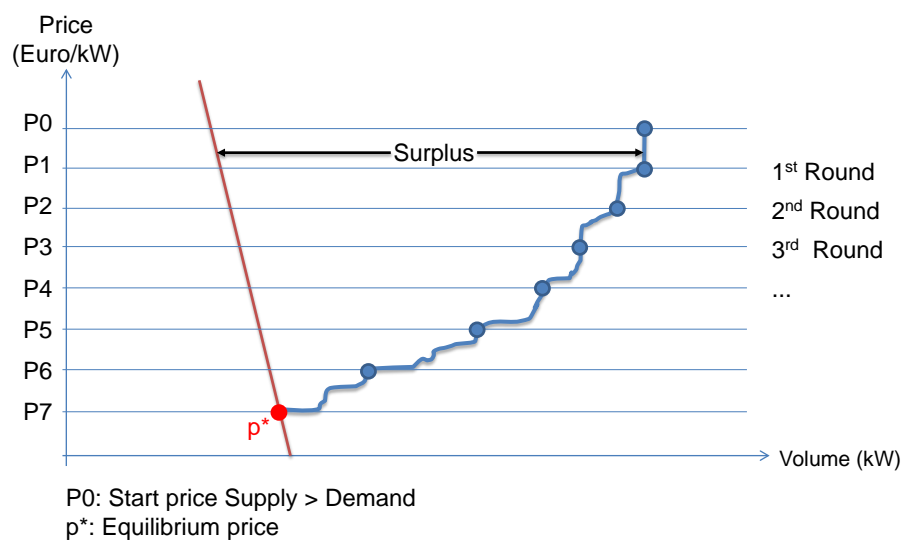


Figure B.15.: Schematic illustration of a descending clock auction (unilateral auction – counterpart of the auction is the regulator or the grid operator).

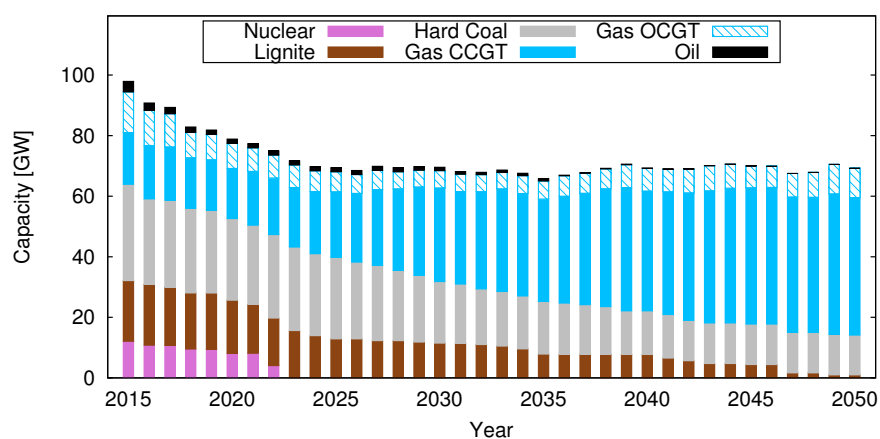


Figure B.16.: Development of the capacities with lignite power plant phase-out.

Table B.7.: An overview of the procured capacity for the strategic reserve in relationship to the national peak loads in 2015 (European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2016) in selected European countries.

| Country | Peak load 2015 [GW] | Strategic reserve capacity [GW] | Percentage of peak load [%] |
|---------|---------------------|---------------------------------|-----------------------------|
| Belgium | 13.13 | 0.85 | 6.47 |
| Finland | 13.58 | 0.60 | 4.42 |
| Germany | 77.50 | 5.00 | 6.45 |
| Poland | 23.07 | 0.83 | 3.60 |
| Sweden | 23.40 | 1.50 | 6.41 |

Table B.8.: Investment options.

| | Size [MW] | Efficiency [%] | | | Investment [Euro/kW] | Fixed costs [Euro/kWa] |
|-----------|-----------|----------------|------|------|----------------------|------------------------|
| | | 2015 | 2020 | 2030 | | |
| Gas OCGT | 150 | 34 | 35 | 37 | 400 | 9 |
| Lignite | 1000 | 45 | 47 | 49 | 1700 | 42 |
| Gas CCGT | 800 | 56 | 58 | 60 | 800 | 18 |
| Hard Coal | 800 | 46 | 48 | 50 | 1300 | 34 |

Table B.9.: The dispatch of the strategic reserve with capacity of 5 GW.

| Year | Number of hours [-] | Total usage [GWh] | Max. usage [GW] |
|------|---------------------|-------------------|-----------------|
| 2035 | 0 | 0.0 | 0.0 |
| 2036 | 0 | 0.0 | 0.0 |
| 2037 | 2 | 0.3 | 0.2 |
| 2038 | 0 | 0.0 | 0.0 |
| 2039 | 9 | 6.2 | 2.1 |
| 2040 | 36 | 42.9 | 3.2 |
| 2041 | 37 | 43.5 | 3.5 |
| 2042 | 35 | 43.5 | 3.4 |
| 2043 | 60 | 73.6 | 4.0 |
| 2044 | 11 | 8.7 | 1.7 |
| 2045 | 6 | 3.1 | 1.1 |
| 2046 | 6 | 3.8 | 1.1 |
| 2047 | 62 | 80.0 | 4.3 |
| 2048 | 54 | 63.8 | 4.1 |
| 2049 | 9 | 8.3 | 2.3 |
| 2050 | 2 | 1.0 | 0.9 |

Table B.10.: Loss of load expectation (LOLE) without considering operating reserves.
 (Although operating reserves might be used to avoid loss of load, its original role is balancing load fluctuations and grid failures.)

| year | EOM reference | EOM flexibility | Strategic reserve | Central capacity market |
|------|---------------|-----------------|-------------------|-------------------------|
| 2035 | 0.6 | 0.0 | 6.2 | 0.0 |
| 2036 | 3.4 | 0.0 | 3.8 | 0.0 |
| 2037 | 15.6 | 0.0 | 14.6 | 0.0 |
| 2038 | 10.9 | 0.0 | 5.4 | 0.0 |
| 2039 | 21.8 | 0.0 | 17.1 | 0.0 |
| 2040 | 39.6 | 1.0 | 25.8 | 0.0 |
| 2041 | 40.0 | 1.4 | 25.2 | 0.0 |
| 2042 | 52.0 | 5.8 | 23.7 | 0.0 |
| 2043 | 46.7 | 5.2 | 27.6 | 0.0 |
| 2044 | 14.8 | 0.0 | 13.4 | 0.0 |
| 2045 | 22.5 | 0.1 | 10.4 | 0.0 |
| 2046 | 28.6 | 0.3 | 10.5 | 0.0 |
| 2047 | 79.4 | 17.6 | 26.4 | 0.0 |
| 2048 | 69.1 | 10.8 | 22.7 | 0.0 |
| 2049 | 29.7 | 0.6 | 12.5 | 0.0 |
| 2050 | 31.0 | 0.5 | 7.5 | 0.0 |

C. Cross-border effects of capacity remuneration mechanisms: The Swiss case

Bibliographische Informationen

Florian Zimmermann^a, Andreas Bublitz^a, Dogan Keles^a, Wolf Fichtner^a

^a *Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Hertzstraße 16, 76187 Karlsruhe, Deutschland*

Überblick

| | |
|--|-----|
| C.1. Introduction | 211 |
| C.2. Literature review | 212 |
| C.3. The agent-based modeling approach | 214 |
| C.3.1. Overview | 215 |
| C.3.2. Day-ahead market | 216 |
| C.3.3. Generation capacity expansion | 217 |
| C.3.4. Modeling capacity remuneration mechanisms | 220 |
| C.3.5. Output | 222 |
| C.4. Case study: Switzerland | 223 |
| C.4.1. Input data | 223 |
| C.4.2. Price development | 223 |
| C.4.3. Generation capacities | 229 |
| C.4.4. Generation adequacy | 234 |
| C.4.5. Sensitivity analysis | 235 |
| C.5. Critical reflection | 238 |
| C.6. Conclusions and policy implications | 240 |
| References | 243 |
| C.7. Appendix | 248 |
| C.7.A. Bidding strategies for hydro storage power plants | 248 |
| C.7.B. Additional figures | 251 |
| C.7.C. Regression results | 254 |
| C.7.D. Price statistics | 255 |

Dies ist die akzeptierte Version des Artikels, der in *The Energy Journal* 42 (2021), Heft Nr. 2, <https://doi.org/10.5547/01956574.42.2.fzim> veröffentlicht ist.

Abstract

In this article, cross-border effects of different market design options are analyzed using Switzerland, which is strongly interconnected to larger neighboring markets, as a case study. An investigation is conducted with an agent-based model where in one scenario, all market designs are represented according to the current legislation, and in another, energy-only markets (EOM) are assumed in all considered countries. The results show that wholesale electricity prices are highly dependent on the chosen market design and in the annual average are up to 27% higher in the EOM scenario. Due to expected larger interconnector capacities, this increase is evident in all simulated markets. Furthermore, the results indicate that the planned market design changes in the neighboring countries decrease investments in Switzerland. However, generation adequacy is still guaranteed due to the high Swiss hydropower storage capacity. Our results suggest that, under the current circumstances, a domestic mechanism in Switzerland is not required. Capacity remuneration mechanisms, Cross-border effects, Electricity market coupling, Generation adequacy, Switzerland, Agent-based modeling

C.1. Introduction

European electricity markets are becoming more and more integrated as a consequence of internal market guidelines and the so-called Energy Union Strategy of the Europäisches Parlament and Rat der Europäischen Union (1996, 2003, 2009). Integration of the electricity markets is mainly driven by two intertwined processes: On the one hand, European markets are more tightly linked by implicit auctions and combined by the so-called Price Coupling of Regions run by eight European power exchanges (European Power Exchange, 2018). On the other hand, the physical transmission grid is expanded and, in particular, the interconnectors will be further enhanced according to the Ten-Year Network Development Plan of the European Network of Transmission System Operators (European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2018a).

As a result, various cross-border effects can be observed: Energy flows from market areas with higher prices to those with lower prices result in a convergence of electricity prices in connected market areas, given that sufficient interconnection capacity is available. Price convergence stops, if the available interconnector does not allow any further flow of electricity and, in this case, a certain price difference remains. However, an additional interconnection line between two market zones can increase price assimilation, resulting in positive welfare effects (Ringler et al., 2017).

In the case of a small country neighbored by large markets (asymmetrical market areas), the cross-border price effect can be strong. Therefore, as a case study, Switzerland serves as a useful example for analyzing the impact of large neighboring markets on a smaller one. The analysis by Dehler-Holland et al. (2016) shows a strong interdependence of the wholesale electricity prices of Switzerland and its neighbors (Austria, France, Italy, and Germany) due to a tight connection between the electricity grids. For instance, the electricity price decline between 2011 and 2016 in the Central Western European countries driven by a renewable energy sources (RES) expansion and low prices for the EU ETS

emission allowance resulted in lower prices also in the Swiss electricity market. This price decline can be welcomed from the consumer perspective but has a lowering effect on producer's rent and the profitability of power plants (Bublitz, Keles, and Fichtner, 2017; Hirth et al., 2018; Kallabis et al., 2016). This might yield not only for thermal capacities but also for the dominant hydropower plants in Switzerland.

These developments are expected to intensify in the near future (e.g., Pérez-Arriaga and Batlle, 2012), as some neighboring countries changed the design of their wholesale electricity markets in the past few years, which can put additional pressure on Swiss wholesale electricity prices. For instance, Germany is planning to introduce a strategic reserve (SR) to ensure generation adequacy in times of scarcity (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2017). Also, France has implemented a capacity remuneration mechanism (CRM), a decentralized capacity market, to ensure generation adequacy and incentivize demand-side management (DSM) measures in peak load times (Bublitz, Keles, Zimmermann, et al., 2019). As the yearly traded volume in the French and German electricity markets is considerably larger than in other European markets, their decisions strongly influence the neighboring markets, especially the comparatively small ones. In this context, the question arises as to whether the Swiss market also requires new instruments to ensure long-term generation adequacy by incentivizing national (re-)investments.

Therefore, the goal of this study is to investigate the cross-border effects of CRMs on electricity prices, investments, and thus on the long-term generation adequacy in such connected market areas by applying a power market model based on agent-based simulation using Switzerland as a case study. This approach allows the consideration of individual decisions of market players and the analysis of market equilibria based on these decisions.

The remainder of the paper is structured as follows: Section C.2 summarizes the current literature on cross-border effects with regard to CRMs and deduces the research gap in this context. Section C.3 describes the applied simulation approach focusing on modeling CRMs in an electricity market model. The results, including investments, price impact, and generation adequacy, are discussed in Section C.4. Finally, in Section C.5, the methodology is critically evaluated, and the main conclusions as well as policy implications are derived in Section C.6.

C.2. Literature review

One of the difficulties encountered in the analysis of cross-border effects is the large number of possible influences, such as the number and the market sizes of the countries considered. In addition, the levels of competition and the respective market designs can influence the results (Meyer and Gore, 2015). Thus, it is difficult to derive general conclusions. This fact might serve as an explanation of why the literature predominantly focuses on a single market scenario, and the research on spillover effects of capacity remuneration mechanisms is lagging behind (Lorenczik, 2017). However, without a sound theoretical framework on cross-border effects, ensuring generation adequacy at a regional level in an efficient manner remains a major challenge (Glachant et al., 2017). This is further

complicated by the fact that cross-border effects can emerge in a non-linear manner (Boffa et al., 2010).

A question frequently examined in the literature is whether free-riding occurs if a neighboring country introduces a CRM. For example, Bhagwat, Iychettira, et al. (2014) and Bhagwat, Richstein, et al. (2017) study cross-border effects in two symmetrical market areas differing only in their design. Whereas an EOM does not limit the effectiveness of the neighboring capacity market or SR, vice versa, two effects can be observed: On the one hand, the consumers in the EOM are free-riding on the consumers in the neighboring market where a CRM is implemented. On the other hand, the dependence of the EOM on the neighboring markets is increasing. Similarly, Meyer and Gore (2015) find that the unilateral implementation of a CRM, either in the form of reliability options or a SR, weakens investment incentives in the neighboring market. Cepeda and Finon (2011) analyze the cross-border effects of three different market designs (EOM, price-capped EOM, forward capacity market). They find that in the long-term, the market area with an EOM does not benefit from the adjacent market area where a price-capped forward capacity market is implemented, and even negative externalities can arise in the form of a higher average price and lower reliability.

Lorenczik (2017) observes that the negative effect of price caps intensifies if a market is connected to neighboring markets and, thus, generation capacity and welfare further decrease. Yet, vice versa, national price caps do not seem to have a significant adverse effect on neighboring countries. Contrary to other studies, it is claimed that capacity payments do not exert a significant positive effect on the security of supply in neighboring countries.

Not only between markets with and without a CRM, spillover effects can occur, but also between markets with different CRMs (Lambin and Léautier, 2019). In a scenario where a SR is introduced in one market and a capacity market in the other, Bhagwat, Iychettira, et al. (2014) and Bhagwat, Richstein, et al. (2017) observe negative spillover effects of the capacity market on the SR resulting in, e.g., a lower reserve margin in the market with the SR. Elberg (2014) investigates two symmetrical market areas in which either a SR or capacity payments have been implemented. On an isolated basis, both mechanisms lead to an efficient outcome. However, in a combined evaluation, the SR shows worse results due to redistribution effects, as the consumer welfare decreases in the area of the SR, whereas it increases in the adjacent area.

In some cases, CRMs are also investigated in real-world case studies. For example, Ochoa and Gore (2015) investigate the welfare and security of supply in the Finnish electricity market considering potential benefits and risks arising from the connection to the Russian market. In case the electricity imports from Russia would be reliably available, an expansion of transmission capacities would be recommended. However, as their reliability is doubtful, it is recommended to build up national generation capacities and maintain a SR. In another analysis, Ochoa and van Ackere (2015b) examine cross-border effects between Colombia–Ecuador and France–Great Britain. They conclude that the potential benefits are strongly linked to market complementarity and that policy measures to exploit these benefits without distorting market signals must be carefully evaluated, especially if large seasonal storage capacities exist, which might be used extensively during shortage situations in the neighboring country and subsequently are unavailable

for national usage. In a follow-up study, Ochoa and van Ackere (2015a) once again analyze the markets of Colombia–Ecuador and find that the relative market sizes and the size of transmission capacities have a significant influence on potential cross-border benefits.

One of the remaining key challenges in evaluating generation adequacy is to assess the contribution of neighboring countries in order to avoid over- or undercapacities. Mastropietro et al. (2015) investigate possibilities to remove barriers preventing foreign participants in Europe from participating in external capacity mechanisms without reducing the short-term efficiency of the electricity market. They propose that capacities should be procured via zonal auctions, which take into account the maximum transmission capacity of the interconnection, and that capacities should not be allowed to participate in different national CRMs. Finon (2014) investigates the differences between explicit and implicit cross-border participation. In the long term, he states that excluding cross-border participants results in neither a significantly lower efficiency nor a distortive effect on the competition. From a European perspective, however, the explicit consideration of capacities can be advantageous. Furthermore, it can be noted that the introduction of a CRM in a neighboring country considerably increases the pressure to introduce a national mechanism in order to protect the market against possible harmful consequences (Bhagwat, Richstein, et al., 2017; Gore et al., 2016). Another possibility is to focus on supranational coordination (Bucksteeg et al., 2019; Hawker et al., 2017; Neuhoff et al., 2016; Osorio and van Ackere, 2016).

At this point, it needs to be emphasized that the uncoordinated introduction of CRMs in a tightly interconnected continental electricity system, such as the European system, can distort price signals and even impair the security of supply in a neighboring market. However, despite existing research, cross-border effects of CRMs have not yet been fully explored and, in particular, the impact on tightly connected real-world markets remains to a large extent unknown. Therefore, to deepen the understanding and identify adverse cross-border effects of CRM, a case study is carried out, in which the Swiss electricity market is analyzed. The Swiss market has two unusual characteristics that make it particularly suitable for the analysis: On the one hand, as a small market, it is strongly influenced by large neighboring markets (Dehler-Holland et al., 2016) and, on the other hand, it possesses mainly complementary and opportunity cost-based generation technologies, i.e., a significant share of hydro storage capacities (Bundesamt für Energie, 2018a). As the opportunity costs are often based on results from neighboring markets, the cross-border influence is particularly strong.

C.3. The agent-based modeling approach

In this section, the methodology for analyzing the cross-border effects of different market designs is presented. To this end, an agent-based simulation model with the focus on Switzerland and adjacent countries has been developed further and applied (Section C.3.1–C.3.3). Section C.3.4 outlines the modeling of CRMs that are newly introduced or have already been implemented in the considered market areas. In order to take into account the specific characteristics of the Swiss electricity market, extensions had to be

made in particular for hydropower plants, which are presented in Section C.7.A in the Appendix.

C.3.1. Overview

In order to model the regarded electricity markets, an agent-based simulation approach is used and extended. The underlying model is based on Bublitz, Renz, et al. (2015), Genoese et al. (2012), Keles, Bublitz, et al. (2016), and Ringler et al. (2017), but has been significantly further developed in some respects. For example, hydropower modeling was added (Section C.7.A in the Appendix), several capacity remuneration mechanisms were introduced, the investment module was newly developed (Section C.3.3), or additional market areas included, and much more. Moreover, such an analysis of cross-border effects has never been considered based on the methodology described.

To analyze electricity markets in a dynamic environment, agent-based simulation has already been applied widely (Guerci et al., 2010; Ventosa et al., 2005; Weidlich and Veit, 2008) as it offers the possibility of integrating the individual market participants with a high level of detail (Tsfatsion, 2003). The behavior of the agents can be best described with the concept of bounded rationality (Simon, 1986), which states that all decisions are made on the basis of the agents' limited knowledge of the present and imperfect information about the future. Therefore, the result of the model is not a long-term, optimal equilibrium determined by a central decision-maker, but depends on the decisions of all agents, who pursue individual strategies to reach their goals. Thereby, the market development under consideration of the complex interactions can be investigated even in non-equilibrium situations, and new insights can be gained (Epstein, 1999). For instance, this also means that the demand may not be met by the supply capacity as agents can invest less than the required capacity in the case of an expected negative net present value (NPV) of new investments. Besides, it is also possible for power plant operators to submit strategic bids above the variable costs.¹

In the applied agent-based bottom-up simulation model, individual agents are major national and international actors representing the main generation companies.² The model integrates short-term dispatching of generation units with an hourly time resolution

¹ The markup is calculated on the basis of scarcity in the market (ratio between residual demand and installed conventional capacity). This means that the closer the ratio is to "one", the higher the markup will be, as the probability increases that a bid with a higher price will be accepted. However, the markup does not always mean a price premium for strategic reasons, but also partly reflects the economic replacement risk in the event of a power plant failure and a resulting non-delivery. The actual height is calculated using a function of price markups depending on the ratio between residual demand and available capacity. This polynomial function's parameters are estimated based on historical electricity prices. Figures C.18 and C.19 (in the Appendix) show the German and Swiss price duration curve for two exemplary years, which support the requirement of the applied markups to generate peak prices, as they are observable in the historical data.

² The number of agents depends on the prevailing market structure, but is not limited to a cap. For example, in each market area, there is one agent for aggregate demand and one agent for aggregate RES feed-in. The owners of large-scale power plants are usually modeled individually, e.g., EDF in France. Smaller companies and operators of small power plants, such as municipal utilities, or industrial companies whose focus is not actually on electricity production, are grouped together. Thus, depending on the market area, there are about five to ten agents per market area.

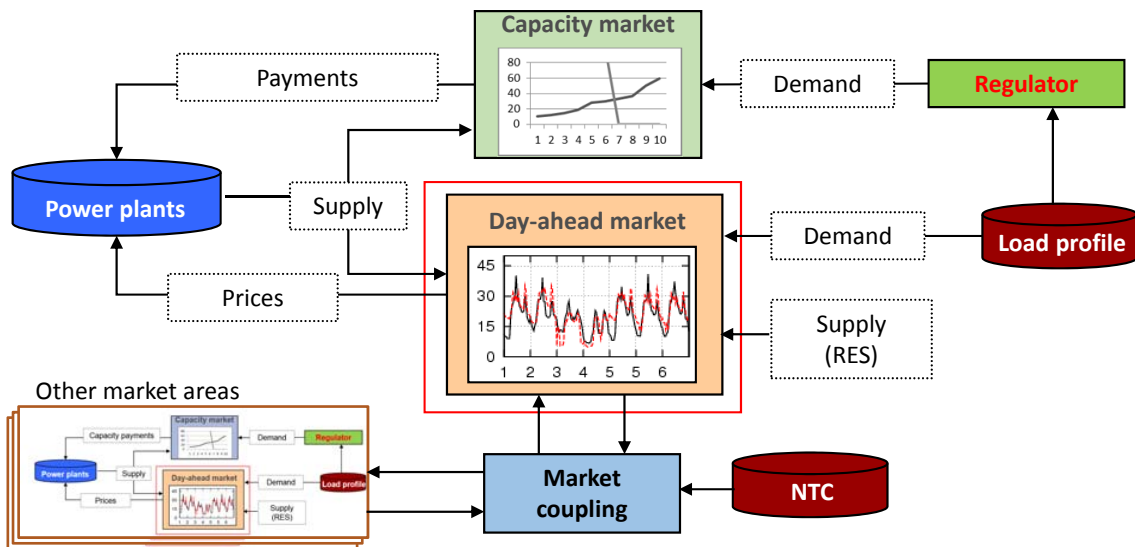


Figure C.1.: Schematic overview of the agent-based simulation model. The different modules such as day-ahead market, capacity market, and market coupling are presented. Also, the main input data, i.e., load profiles, power plants, and net transfer capacities (NTCs) are shown.

(Section C.3.2) and long-term capacity planning with regard to conventional power plants (Section C.3.3). A schematic overview of the model is illustrated in Figure C.1.

C.3.2. Day-ahead market

In order to analyze, in particular, the interactions of the different market areas, each market is implemented as an optional module and interconnected to its neighboring markets via the available transmission capacities. In recent years in Europe, market coupling has made steady progress and, in 2015, a flow-based approach was introduced (European Power Exchange, 2016), replacing the ATC-based approach used before (European Energy Exchange, 2011). As cross-border effects are strongly influenced by the way market coupling is implemented, an algorithm was chosen that resembles the actual market design and can be divided into the following steps:

First, in each area, agents are requested by a national market operator to submit bids for the day-ahead market for each hour of the following day. The bids are based on the variable costs of the generation capacity units but can also include a markup in scarcity hours (Keles, Bublitz, et al., 2016). Additionally, costs for startup are considered in the bids. However, direct ramping constraints are neglected in this study, as we rather focus on the long-term system planning than on the operational optimization. Furthermore, an hourly time resolution is chosen in this study, here ramping constraints are not as relevant as, for example, in a quarter-hourly resolution. Second, all national bids are submitted to a central operator that applies a welfare-maximizing market clearing algorithm subject to the available interconnection capacity as well as the balance of supply and demand in

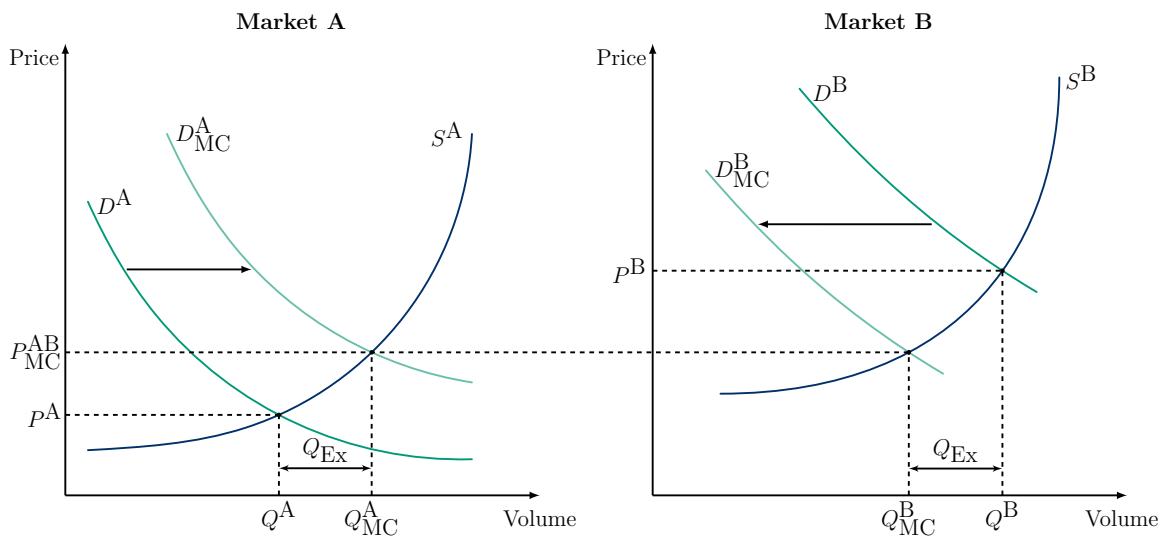


Figure C.2.: As sufficient transmission capacity ($Q_{Ex} \leq \text{transmission capacity}$) between the two interconnected markets is available, prices converge to P_{MC}^{AB} and the total economic welfare increases. However, this does not imply that each market participant is better off. For example, consumers in market A have to pay a higher price than they would pay without market coupling.

each market area.³ As shown in Figures C.3 and C.2, the algorithm leads to a convergence of market prices and, in the case of sufficiently large transmission capacities, to identical prices.

C.3.3. Generation capacity expansion

The model contains an investment planning module for generation capacity expansion, which is executed once a year within the chosen time horizon. The transmission capacity expansion is exogenous input to the model. Thereby, different investment options of flexible power plants are compared according to a certain economic criterion, e.g., the net present value. Potential revenues for power plants can be generated from selling electricity in energy spot markets as well as from participating in different CRMs (e.g., central capacity market, SR) depending on the respective market area configuration. Investment agents in all market areas evaluate different power plant options. Data and assumptions on which the prediction is based are future electricity demand, RES feed-in, and NTCs as well as fuel and carbon emission price developments in the following years (which are all exogenously given, see Section C.4.1). Based on these data, a price forecast is firstly made for future prices in the respective market areas. Each agent a from all market areas calculates the NPV for each available investment option j according to Equation C.1.

³ For further details, for example, the mathematical formulation of the market clearing problem, please refer to Ringler et al. (2017).

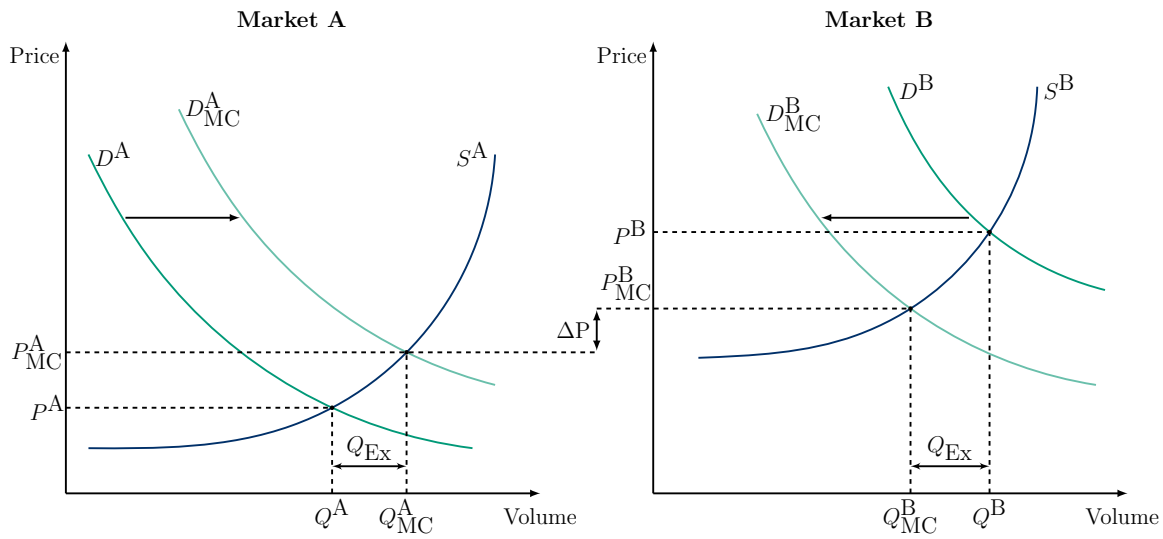


Figure C.3.: As there is lower-cost generation capacity available in Market A, Market B imports electricity in the amount of the exchange quantity Q_{Ex} . Thereby, a smaller part of its local demand D_{MC}^B has to be covered by its own supply S^B and the price in market B decreases. In market A, the situation is exactly the opposite. Generation capacities from market A serve an overall higher demand D_{MC}^A , thus more expensive capacities are required, and the price in market A rises. However, as only insufficient transmission capacity ($Q_{Ex} =$ transmission capacity) is available, no uniform price is reached, but a price difference of ΔP remains.

$$NPV_{j,a} = -I_{0,j} + \sum_{t=1}^{n_j} \frac{-c_{t,j}^{fix} + \sum_{h=1}^{8760} \max\{p_{h,t,a}^{prog} - c_{h,t,j}^{var}, 0\}}{(1+i)^t} \quad \forall j, a \quad (C.1)$$

Calculation of the NPV (per MW)⁴ is based on the investment payment I_0 , the economic lifetime n , interest rate i , fixed costs c^{fix} , price forecast p^{prog} , and variable costs c^{var} .

Investment options are predetermined exogenously (see input data in Table C.1). The options represent different flexible power plant types, such as gas turbines. They include all economic (e.g., investment I_0 or investment horizon n) and technological parameters (e.g., efficiency, net capacity) that vary over the simulation period. In addition, future technological developments such as carbon capture systems are considered in various investment options.

The price forecast for the calculations works analogously to the determination of the spot market price by applying a welfare-maximizing market coupling. However, the

⁴ The NPV is calculated per MW in order to avoid distortions in investment decisions with regard to the different sizes of power plant options.

input data⁵ is simplified in contrast to the day-ahead market coupling calculation. The variable costs c^{var} for each hour h of the year t are deducted from p^{prog} . As a power plant only produces if at least the variable costs are covered, all negative cash flows are excluded (neglecting must-run conditions, start-up costs, strategic bidding, and minimum downtimes). For calculation of the variable costs, fuel prices, and carbon certificate prices are assumed to be the same in all market areas. In contrast to the day-ahead market simulation, for the price forecasting in the investment module, the agents are modeled as price takers, as it is very difficult to estimate future scarcity situations that open the chance for strategic bidding. Therefore, in the investment planning module, we equally distribute historically determined markups to the forecasted prices, instead of generating them by the behavior of the agents.

A list with the NPV values of all power plant options is created for all agents A from all market areas. From this, the option j^* is selected which reaches the highest positive NPV* (per MW) (according to Equation C.2) of all agents.

$$j^* = \max \text{NPV}_{j,a} \quad , \forall j : \text{NPV}_j > 0 \wedge a \in A \quad (\text{C.2})$$

Each investment increases the totally installed capacity and thus influences prices. Consequently, no investor would make an investment with an initial positive NPV, if it affects prices to such an extent that the own new investment becomes unprofitable. Therefore, a new price forecast is calculated after each investment decision for option j^* . Subsequently, j^* is revaluated with the new price forecast. If the NPV* of j^* is still positive, the agent invests in option j^* . If the NPV* of j^* is not positive, a new price forecast is calculated with the option with the second highest NPV, and so on, until an investment is made. If no investment with a positive NPV is available, the algorithm terminates, and no further investments are made in the simulation year. The investment process is repeated for each year of the model horizon.

If a power plant does not operate profitably for four straight years and has a negative outlook for the following year, an economic retirement is carried out endogenously in the model (Keles, Bublitz, et al., 2016).

As noted above, investment decisions as well as the bids to the day-ahead market include agent-individual decisions. In the case of the investment decisions, the agents make their individual price projections for future wholesale electricity prices based on their knowledge about the future merit order. The agents' individual price projections vary according to their knowledge of new investments, which depends on their stochastic order within the investment procedure. The agents' price projections can also deviate from the market prices that are determined in the market simulation. As a consequence, the investment decisions can be non-profitable in an ex-post analysis with market prices. This is a main difference to perfect foresight models where it is assumed that market players always have full information and make only profitable investments. The impact

⁵ Data and assumptions on which the prediction is based are future electricity demand, RES feed-in, and NTCs (according to European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2018a) as well as fuel and carbon emission price developments in the following years (which are all exogenously given, see Section C.4.1). Based on the data for future years, a price forecast is made for prices in the respective market areas.

of individual decisions on the results are under- or overinvestments in specific years and market areas. This is an essential benefit for the analysis of generation adequacy.

In the day-ahead market simulation, the agents calculate price markups for their strategic bids in times of capacity scarcity (see Section C.3.1). Depending on the height of the total price bid, the power plant of an agent can be pushed out of the market, which is again a difference to perfect-foresight models where decisions are always perfect. The impact on the results of the market simulation consists in electricity prices that can be far beyond the marginal costs of the most expensive power plant in the market. Additionally, missing investments and scarce capacities in the results are outcomes of this bounded rationality of the agents.

C.3.4. Modeling capacity remuneration mechanisms

In recent years, some countries have introduced CRMs, thus making it necessary to extend the agent-based simulation model (called PowerACE) with this feature. PowerACE is able to consider SR and other types of CRMs (Bublitz, Renz, et al., 2015; Keles, Bublitz, et al., 2016; Ringler et al., 2017).

For this analysis, only the SR for Belgium and Germany as well as a decentralized capacity market for France and a central capacity market for Italy are applied (see Figure C.4). The payments of the modeled mechanisms are also taken into account for the NPV calculation described in Section C.3.3.

Strategic reserve

Every year, the national transmission system operators in Belgium and Germany organize an auction to procure the necessary capacity for the SR. In order to participate, a generation unit must be available within a certain time, i.e., after a cold start time of less than ten hours. The selection of the generation capacity is determined by the submitted capacity price without considering electricity generation costs. Generators offer their capacities based on their respective annual fixed and opportunity costs. The opportunity costs correspond to the expected lost profits from the other markets, as contracted entities are prohibited from participating in other markets. This restriction remains in effect even after expiry of the contract term, and hence obeys the no-way-back rule. Once a power plant is part of the SR, its operational control is carried out by the transmission system operator. The reserve is used only in extreme situations when no balance between supply and demand can be achieved. In this case, the operator offers the reserve in the day-ahead market at the maximum allowed price. The generation units are activated in the order of their variable costs: First, the unit with the lowest variable costs is dispatched, then the more expensive ones. The owner receives a compensation for the costs additionally incurred during the operation time (e.g., fuel and carbon costs). For further details regarding implementation of the SR, please refer to Bublitz, Renz, et al. (2015).

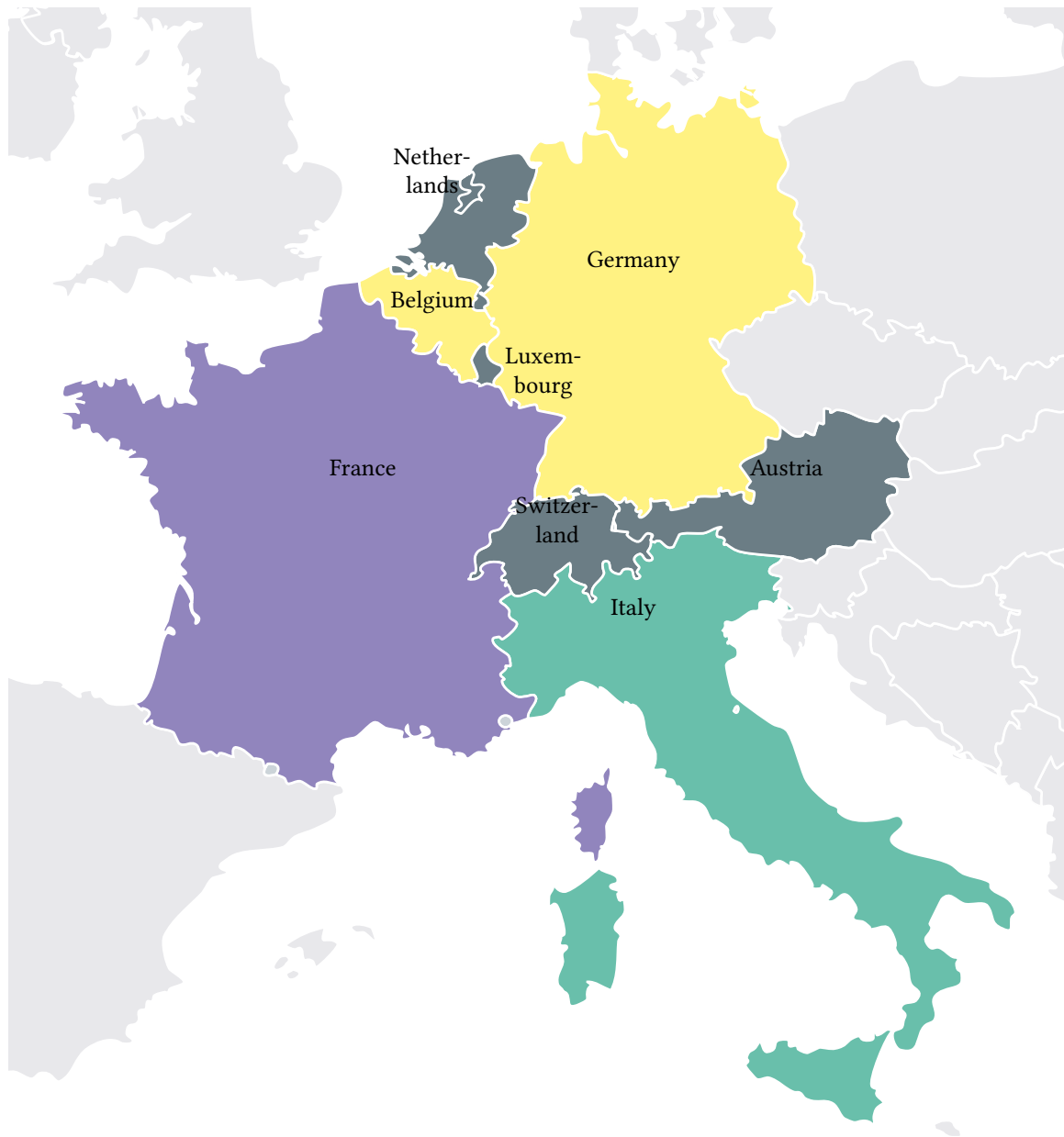


Figure C.4.: In the model, the following countries are included with the already implemented and planned CRMs: central buyer (Italy), decentralized obligation (France), strategic reserve (Belgium, Germany), and no mechanism (Austria, Luxembourg, Switzerland, The Netherlands).

Capacity markets

France The implementation of the French capacity market (Réseau de Transport d'Électricité, 2017), which has been particularly developed for this investigation, is described in detail in Zimmermann et al. (2017) or Kraft (2017). Firstly, the reference capacity demand (based on the future annual peak demand) including an exogenously defined security factor is calculated. Depending on the reference capacity, the capacity obligations of the obligated parties (i.e., supply companies and large consumers) are specified depending on their shares in the total peak demand, so that each obligated party has to cover the amount of its own demand.

Secondly, the supply price of the generation capacities is determined in accordance with the expected incomes on the electricity market for each generation unit based on the annual difference costs. Difference costs are defined as the gap between the yearly income on the energy market and the required income to break even a generation unit's profitability. Finally, annual payments are derived in accordance with the capacity obligations and the difference costs of the supply units.

Italy The central capacity market with capacity options, applied, e.g., in Italy, is based on the Forward Capacity Market, which is currently implemented in the market area of the US system operator ISO New England Inc. (2014), and is adjusted to the Italian market area, which is outlined in Keles, Bublitz, et al. (2016). In the model, with a lead time of four years, the regulator agent determines the conventional capacity requirement which is calculated based on the forecasted peak load in the respective year of execution minus the contribution of RES to the generation adequacy (on the basis of predefined capacity credits). The regulator, as the central agent, buys the whole capacity for the market area in the model including all reserve margins based on a certain demand curve (Cramton and Stoft, 2005). Afterwards, the generation units receive this payment.

C.3.5. Output

One of the main outputs of the model presented in this article are the hourly spot electricity prices for each market area. These electricity prices reflect both the national situation (e.g., market design, demand, and generation mix) and developments in interconnected markets (e.g., welfare effects, cross-border flows). Therefore, determining the profitability of existing and new generation units is also a result of this study.

Given the possibility of varying model parameters (e.g., with certain CRM activated) and input data (e.g., fuel and carbon prices varied), the agent-based simulation model PowerACE is suitable for analyzing a range of different scenarios. Several investigations have been conducted by the authors in the past (e.g., Keles, Renz, et al., 2016) using the PowerACE modeling approach.

In order to analyze cross-border effects, the PowerACE model has been improved with regard to the methodology and the spatial resolution. The main methodological extensions are inter alia the implementation of the French capacity market as well as the hydropower dispatch module (Section C.7.A in the Appendix), in particular for Austria and Switzerland. Furthermore, the long-term price forecast, which is used in particular in the investment

planning module, as well as the investment planning module itself have been improved regarding the consideration of market coupling effects. Geographical extensions include the market areas of Switzerland, Italy, and Austria, whereas, before the extension, the model was limited to the Central Western European (CWE) market area. (see Keles, Bublitz, et al., 2016; Ringler et al., 2017)

C.4. Case study: Switzerland

C.4.1. Input data

In this section, a scenario framework will be defined in accordance with the modeling approach (Section C.3). Assumptions are made for the development of electricity demand, fuel and carbon certificate prices, and the costs of generation technologies.

This requires the selection and processing of large amounts of data (Table C.1) to be used in the scenario runs (Table C.2). The EU Reference Scenario (Europäische Kommission, 2016) was used to derive fuel and carbon prices. All of the flexible fossil power plants in the modeled areas are based on the S&P Global (2016) power plant database. Regarding the market coupling, the trading capacities between the market areas are derived from Rippel et al. (2018) and European Network of Transmission System Operators for Electricity (2018a). Investments in new flexible power plants as well as assumptions of fixed and additional variable costs (in addition to the costs of fuel and carbon certificates) for the power plants are based on Schröder, Kunz, et al. (2013). Due to the high resolution of the model, hourly RES feed-in and electricity demand profiles are used as exogenously given initial data taken from European Network of Transmission System Operators for Electricity (2018b) and Swissgrid (2015). The increase in RES capacity is therefore not modeled endogenously, but given as an annually increasing time-series. The yearly development of the demand and RES capacities is derived from the Europäische Kommission (2016) for EU countries and from Prognos AG (2012) (Scenario C&E) for Switzerland. All profiles are scaled according to the underlying development in the modeled years. Hydropower plants play a crucial role in the Swiss electricity market. The aggregated capacities of hydro river, seasonal hydro storage, and pumped storage power plants, adopted from the Bundesamt für Energie (2018d), remained constant at 16.6 GW in total.

In order to examine the effects of the CRMs in detail, various scenarios and sensitivities are calculated (four are shown in this paper) using the agent-based model for a time horizon from 2015 to 2050 to evaluate the individual market designs for the simulated market areas. These are shown in Table C.2.

C.4.2. Price development

The EOM scenario is characterized by the fact that only EOMs are implemented in all of the modeled markets. This means that all income from flexible power plants is generated by the sale of electrical energy on the wholesale electricity market. The CRM Policies scenario describes the currently implemented and decided market designs in the modeled market

Table C.1.: Overview of the main data used in all scenarios.

| Input data type | Resolution | Switzerland | Other countries |
|------------------------------------|-----------------------------------|---|--|
| Conventional power plants | Plant/unit level | Based on S&P Global (2016), completed by own assumptions | |
| Fuel and carbon prices | Yearly | Europäische Kommission (2016) | |
| Investment options | Yearly | Schröder, Kunz, et al. (2013) | |
| Transmission capacity | Yearly | European Network of Transmission System Operators for Electricity (2018a), Rippel et al. (2018) | |
| Electricity demand and RES feed-in | Hourly aggregated per market area | Prognos AG (2012) (Scenario C&E), European Network of Transmission System Operators for Electricity (2018b), Swissgrid (2015) | Europäische Kommission (2016), European Network of Transmission System Operators for Electricity (2018b) |

areas/countries. It is a close-to-reality representation of the circumstances prevailing at the time of this investigation.

C.4.2.1. Price validation

To verify the results, a short validation based on historical prices is carried out in advance. Table C.3 shows the comparison of real electricity wholesale prices, of the years 2015 and 2016 (European Power Exchange, 2019), and the prices that have been calculated in the PowerACE simulation. In some cases, there are larger deviations. Section C.7.B in the Appendix contains the curves of the sorted prices. Concerning the German price deviation, it has to be mentioned that several market areas around Germany (e.g., Denmark, Poland) have not yet explicitly been modeled in PowerACE. Although the exchange flows with these markets are considered via static exchange, only the hourly volume effects, but not price effects of these flows are taken into account. Calculations with all neighboring market areas of Germany in PowerACE show that the mean value of deviations was below 2 EUR/MWh for Germany and Austria in the years 2015 and 2016. Furthermore, the carbon certificate prices in this study are derived from the EU Reference Scenario (Europäische Kommission, 2016), but in reality, the carbon certificate prices were lower in these years, which also explains some of the higher electricity prices in the simulation. The error between simulated and historical series is quite small for the Swiss and French electricity prices. In general, the price validation delivers sufficiently good results except for Italy. The main reason for the deviation in Italy is that there is no internal splitting of Italy into different price zones in the model as it is the case in reality. Therefore, no domestic grid

Table C.2.: Market designs applied to the different scenarios for each country. Whereas CRM Policies represents a scenario with currently implemented policies, the counterfactual EOM scenario, DE Strategic reserve sensitivity (sensitivity with a strategic reserve of only 2 GW in Germany (DE)) and the dry-year sensitivity (with an assumed dry year in Switzerland in 2035) are used to analyze the effects of CRMs.

EOM = Energy-only market, SR = Strategic reserve, DCM = Decentralized capacity market, CB = Central buyer.

| | CRM Policies | EOM | DE Strategic reserve sensitivity | Dry-year sensitivity |
|-------------|--------------|-----|----------------------------------|----------------------|
| Austria | EOM | EOM | EOM | EOM |
| Belgium | SR | EOM | SR | SR |
| France | DCM | EOM | DCM | DCM |
| Germany | SR (5 GW) | EOM | SR (2 GW) | SR (5 GW) |
| Italy | CB | EOM | CB | CB |
| Netherlands | EOM | EOM | EOM | EOM |
| Switzerland | EOM | EOM | EOM | EOM |

restrictions in Italy are taken into account that would shorten the market in the different zones and lead to higher prices in the model. Higher prices in the different zones in Italy lead to a higher average than in the case of considering Italy as a unique market zone.

Table C.3.: Price validation of the PowerACE model: Comparing day-ahead wholesale historical and simulated yearly arithmetic average prices. Simulated prices are similar in both scenarios for 2015 and 2016 and are stated in EUR/MWh. Source: European Power Exchange (2019)

| [EUR/MWh] | 2015 | | 2016 | |
|-----------------|-------|-------|-------|-------|
| | hist. | sim. | hist. | sim. |
| Switzerland | 40.30 | 43.41 | 37.88 | 38.29 |
| Germany/Austria | 31.63 | 43.51 | 28.98 | 38.48 |
| France | 38.48 | 39.07 | 36.75 | 34.17 |
| Italy-North* | 52.71 | 42.64 | 42.67 | 38.01 |

* The national demand-weighted average price (PUN—Prezzo Unico Nazionale, Italian for national unit price) in Italy was 52.31 EUR/MWh in 2015 and 42.78 EUR/MWh in 2016.

C.4.2.2. Wholesale prices in the scenarios

Looking at the simulated wholesale prices in the EOM (Figure C.5) and in the CRM Policies scenario (Figure C.6), it is immediately visible that the prices in France are clearly below the prices for all other market areas until approximately 2035. The reason for this is

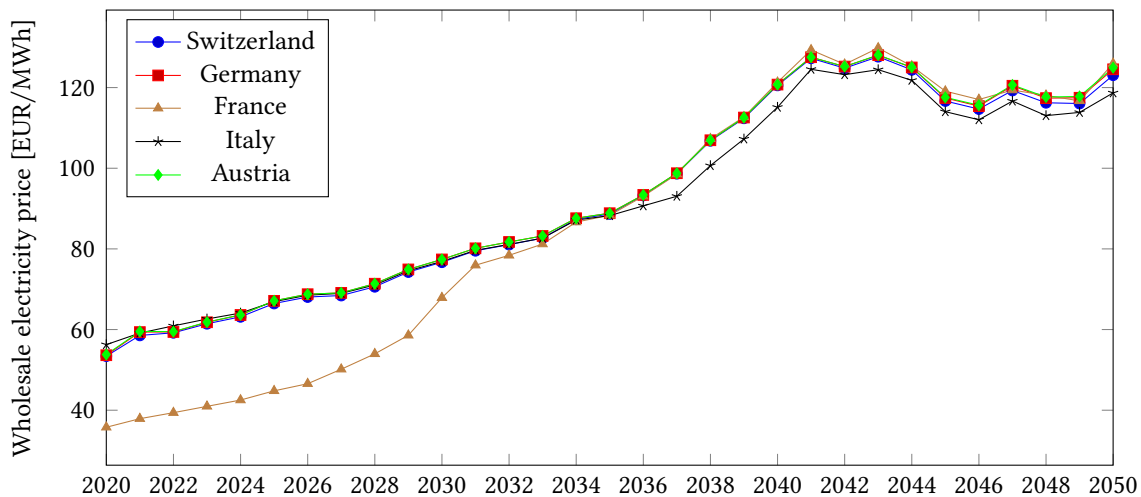


Figure C.5.: The simulated yearly arithmetic average wholesale prices in the EOM scenario show a strong increase. With the decommissioning of nuclear power plants, French prices rise to a similar level as in other market areas. Statistics on prices for all scenarios can be found in Section C.7.D in the Appendix.

the high proportion of nuclear power plants in France, which are not affected by rising carbon certificate prices and set the prices at a lower level in France due to their low marginal costs. Due to the limited trading capacities between the countries, the other market areas can only partly profit from these low prices. Moreover, the price-increasing effects of exchange trades with Spain and Great Britain (which are connected to the French grid and tend to have a higher price level) are missing in the model due to the chosen system boundaries. This leads to large deviations between the French prices and the other market prices until trading capacities between the modeled countries are substantially increased. In addition, few new nuclear power plants are built in France during the time horizon of the analysis (only towards the end of the simulation period), but rather gas-fired power plants, which in terms of prices align with the other market areas. This can be observed in both scenarios. Therefore, from 2035 onwards, prices in the EOM scenario rise significantly due to scarcity prices within several hours caused by less installed capacity and increasing carbon certificate prices. The average prices in the model in the years 2041 and 2043 are thus over 120 EUR/MWh in the EOM scenario. In the following years, however, the average price is observed to fall again, because these prices again incentivize new investments.

In all modeled market areas, prices develop in a similar way. Only Italy has average prices slightly below the other areas considered from 2035 onwards. These differences are due to the still limited exchange capacities to neighboring countries together with high RES production in Italy, so that it is no longer possible to export more electricity in the corresponding hours. E.g., in the year 2043, Italy on the average generates 39 GW from RES in the hours with fully used export capacities. This RES production lowers the average wholesale price. From 2035, the picture is similar for the CRM Policies scenario as

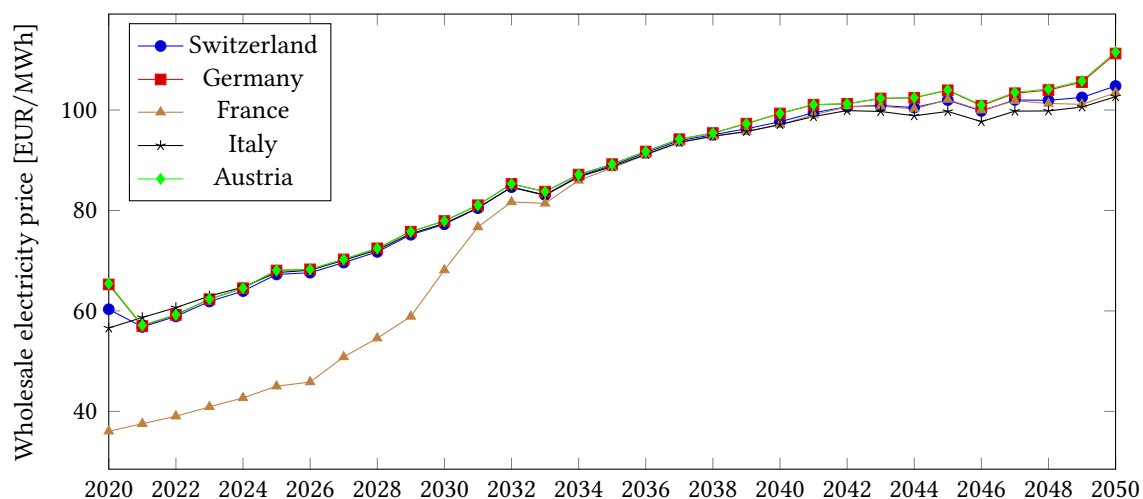


Figure C.6.: The simulated yearly arithmetic average wholesale prices in the CRM Policies scenario also show a strong increase, although the overall level is lower than in the EOM scenario. Statistics on prices for all scenarios can be found in Section C.7.D in the Appendix.

in the EOM scenario, with the difference that the average prices are significantly lower. At the beginning (until 2023), the absolute deviations of the wholesale market prices of the different scenarios are only caused by the introduction of the SR in Germany because the power plants will be taken out of the market. Until 2035, the prices in both scenarios are almost the same, the EOM average prices are even slightly below the average prices of the CRM Policies scenarios. From 2035 onwards, however, prices deviate significantly due to the occurrence of scarcity caused by an insufficient supply in various market areas in the EOM scenario (Figure C.7). The prices remain lower (see Figure C.6) due to sufficient capacities in the CRM Policies scenario.

For Switzerland, this deviation of the average prices is shown in Figure C.7. The maximum difference between the yearly average prices in the EOM scenario and the CRM Policies scenario is more than 27 EUR/MWh in some years after 2035. This high price difference is, of course, due to the higher flexible capacities in France and Italy, which are available at any time. The neighboring countries also profit from the high installed capacity that is signaled by fewer hours in which the market cannot be cleared (Table C.6).

C.4.2.3. Producer and consumer surpluses

Regarding the prices and the capacity development, the picture is ambiguous for Switzerland. On the one hand, less will be invested in the CRM Policies scenario, prices are lower than in the EOM scenario (see Section C.4.3), and Swiss hydropower offers enough capacity at all hours to ensure that the wholesale market can always be cleared (see Section C.4.4). However, on the other hand, compared to the neighboring countries, the EOM scenario does not have many hours in which the market does not provide sufficient supply, but at

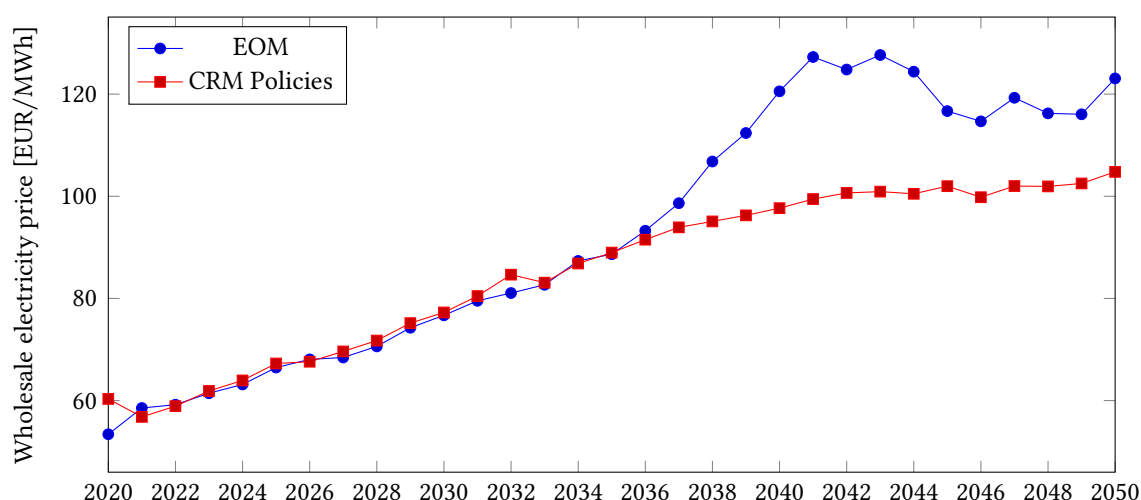


Figure C.7.: In the long term, the simulated yearly arithmetic average wholesale prices for the CRM Policies scenario are lower than in the EOM scenario as Swiss consumers benefit from increased abroad generation capacities. Statistics on prices for all scenarios can be found in Section C.7.D in the Appendix.

significantly higher prices. However, CRMs also cause costs (and could lead to inefficient investments), but this is not relevant to Switzerland because these costs for CRMs are normally allocated within the CRM implementing countries.

As the electricity demand is inelastic in our model runs, the consumer surplus is difficult to determine. It mainly depends on the willingness to pay of individual consumers, which is represented by the value of lost load (VoLL). The VoLL estimates a range from a few 1000 EUR/MWh to several 100 000 EUR/MWh (Schröder and Kuckshinrichs, 2015). If we apply a VoLL of 15 000 EUR/MWh, the differences in the consumer surplus in Switzerland are not very revealing between the scenarios, as they differ only to a very small percentage. This is mainly due to the large difference between the VoLL and the electricity prices in both scenarios. Therefore, we analyze only the deltas of consumer surpluses between the scenarios that are not anymore dependent on the absolute level of the VoLL. It can then be noted that in most of the analyzed years, the consumer surplus is higher in the CRM Policies scenario compared to the EOM scenario (see Table C.4). For Switzerland, the CRM Policies of the neighboring countries generate an additional consumer surplus of about 4 billion EUR in total in the analyzed years.⁶ It is worth mentioning that we do not need to consider any expenses within the calculation of the consumer rent, as Swiss consumers do not have to pay for CRM mechanisms because these are found only in the neighboring countries. Switzerland remains in the EOM design also in the CRM Policies scenario.

In contrast, the producer surplus slightly decreases for domestic production in the CRM Policies scenario compared to the EOM scenario, as wholesale electricity prices are lower

⁶ Because of the data intensity, we can calculate the consumer and producer surpluses for every five years.

Table C.4.: Differences in producer and consumer surpluses (in billion Euro) of the CRM Policies scenario minus the EOM scenario in the years mentioned for Switzerland. In addition, the arithmetic average wholesale prices are given.

| | Arithmetic average price for the scenarios [EUR/MWh] | | Surplus differences CRM Policies - EOM [EUR bn] | |
|------------|--|--------|---|---------------------------|
| | CRM Policies | EOM | Δ Producer surplus | Δ Consumer surplus |
| 2020 | 60.32 | 53.41 | -0.46 | -0.57 |
| 2025 | 67.27 | 66.46 | -1.08 | -0.05 |
| 2030 | 77.26 | 76.69 | 1.01 | -0.03 |
| 2035 | 88.98 | 88.66 | 1.08 | -0.01 |
| 2040 | 97.67 | 120.55 | -0.56 | 1.74 |
| 2045 | 101.98 | 116.68 | -0.02 | 1.11 |
| 2050 | 104.79 | 123.07 | -0.33 | 1.34 |
| Sum | | | -0.37 | 3.54 |

in most of the simulated years in the CRM scenario.⁷ However, there are also a few years in which the EOM scenario provides lower producer rent, especially when low annual average prices occur after a large investment cycle and wholesale prices drop after the market entrance of these investments.

C.4.3. Generation capacities

C.4.3.1. EOM scenario

In the EOM scenario, the total installed conventional capacity across all countries decreases, with the exception of Austria. This can be explained by overcapacities, especially in Germany, and by better counterbalancing effects across the various market areas. For instance, market coupling and expansion of trading capacities allow larger volumes of energy exchanges across countries. However, compared to 2025, there is a short-term increase in capacity in 2030 and 2035 in the EOM scenario model runs (Figure C.8). This can essentially be explained by the closure of large nuclear capacities in France, so that with a (purely hypothetical) assumption of the maximum operating life of nuclear power plants being 50 years, starting in 2027, their total capacity shrinks from over 60 GW to less than 10 GW within 15 years (excluding new investments)⁸ (Zimmermann et al., 2017). This leads to raised prices in the forecast module in consecutive years and in some cases

⁷ The calculation of the producer surplus is done with an hourly resolution and we subtract the variable costs of each power plant that operates in the specific hour. The variable cost of volatile RES and hydropower is assumed as 0 EUR/MWh.

⁸ All investment decisions are made taking into account the already planned investments and political framework known at the time this study was prepared, in particular with regard to nuclear and coal-fired power plant phase-outs.

Table C.5.: Investments in Switzerland in new flexible power plants in the different scenarios in [MW].

| [MW] Year | Gas Combined-Cycle | | Open Cycle Gas Turbine | |
|--------------|--------------------|--------------|------------------------|--------------|
| | EOM | CRM Policies | EOM | CRM Policies |
| 2020–2024 | - | - | - | 800 |
| 2025–2029 | 1200 | - | - | - |
| 2030–2034 | 800 | 1200 | - | - |
| 2035–2039 | 400 | - | - | - |

to anticipated investments in new power plants. However, after 2035, the capacity falls back below the level of before 2030 both in France and in all countries considered. After 2035, the reason of the reduction of the installed conventional capacities is the growth of RES in all countries.

However, Austria is an exception, because of the newly introduced market splitting between Austria and Germany (since October 2018) and the merely static exchange with the Czech Republic, Hungary, and Slovenia without price effects. The latter issue could distort prices to such an extent that investments in Austria appear profitable in the model because of high price forecasts due to low installed capacity. For better illustration, Figure C.8 shows the conventional capacity development without RES while Figure C.9 (in the Appendix) depicts capacity development with dedicated RES development.

Figure C.10 shows the capacity development in Switzerland, including all RES capacities, broken down by the respective generation technologies. While the nuclear power plants will be completely phased out by 2035 due to the assumed maximum lifetime of 50 years, the capacity will be replaced by new investments in combined-cycle gas turbines (CCGTs) (Table C.5) up to a total capacity of 2.4 GW. However, this may change if the nuclear power plants are operated for a longer period of time.

The increase in installed RES capacity in Switzerland is mainly caused by the increase in solar power plants, due to the input data. The installed wind capacity increases from 367 MW in 2020 to 2367 MW in 2050, and the solar capacity grows from 650 MW in 2020 to 13 900 MW in 2050. As a result, the total generation capacity rises from over 21 GW in 2020 to over 36 GW in 2050 in the EOM scenario.

C.4.3.2. CRM Policies scenario

For the study of CRM market designs, availability factors of 6% for wind and 1% for PV were assumed at all hours. In particular in Italy, conventional power plants are considered with a 90% availability in the CRM, and for the capacity market auction, an additional reserve of 3% of the peak load is implemented. For France, a security factor of 1.03 as well as capacity credits for wind (20%) and solar (5%) defined by Réseau de Transport d'Electricité (2017) are applied for the first years. For Germany, the SR ('Kapazitätsreserve') allocates 5 GW. In all market areas, DSM (interruptible load) capacities in the amount of 2% of the maximum peak load for a price of 700 EUR/MWh are assumed (e.g., Paulus and Borggreffe, 2011).

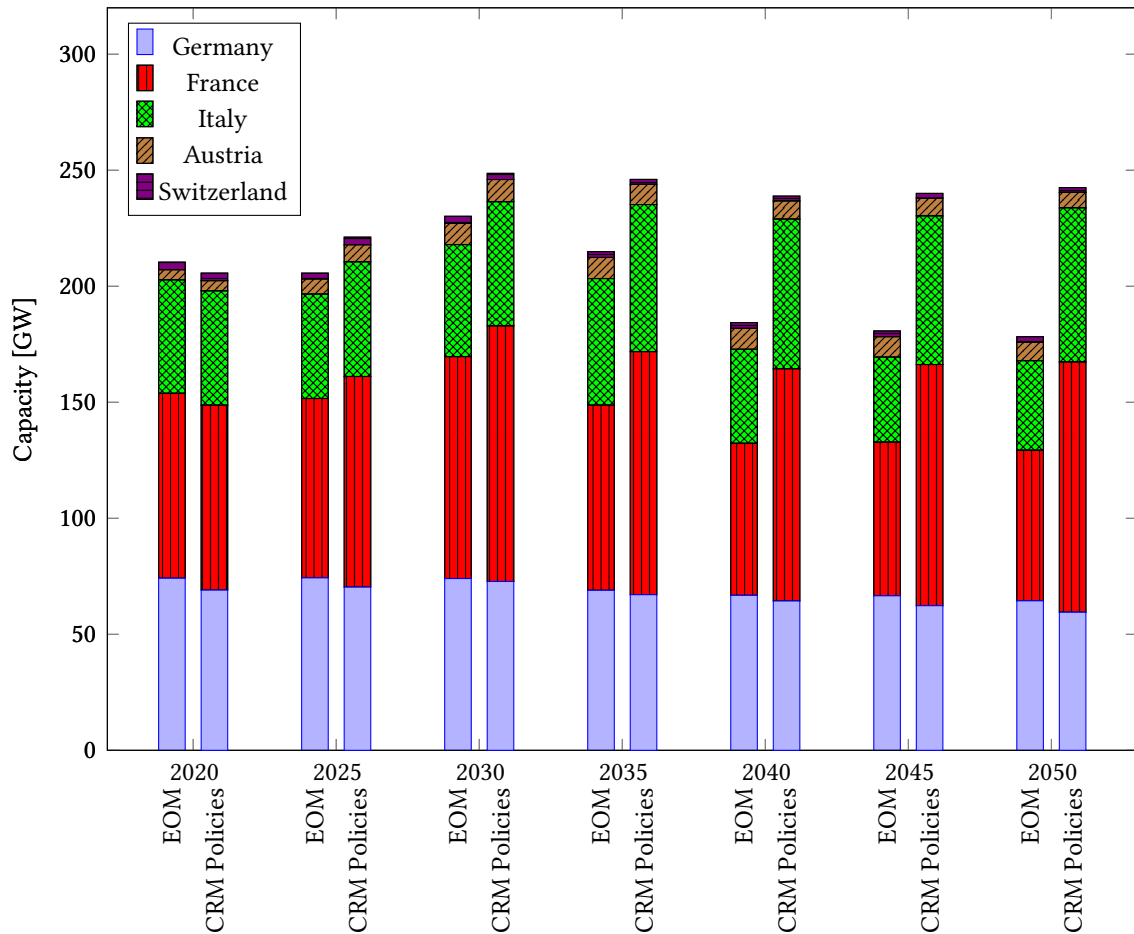


Figure C.8.: The main differences between the EOM and the CRM Policies scenario can be seen in France and Italy. There, the introduction of capacity markets leads to higher capacities from 2025 onwards and to a more constant conventional capacity development than in the EOM scenario.

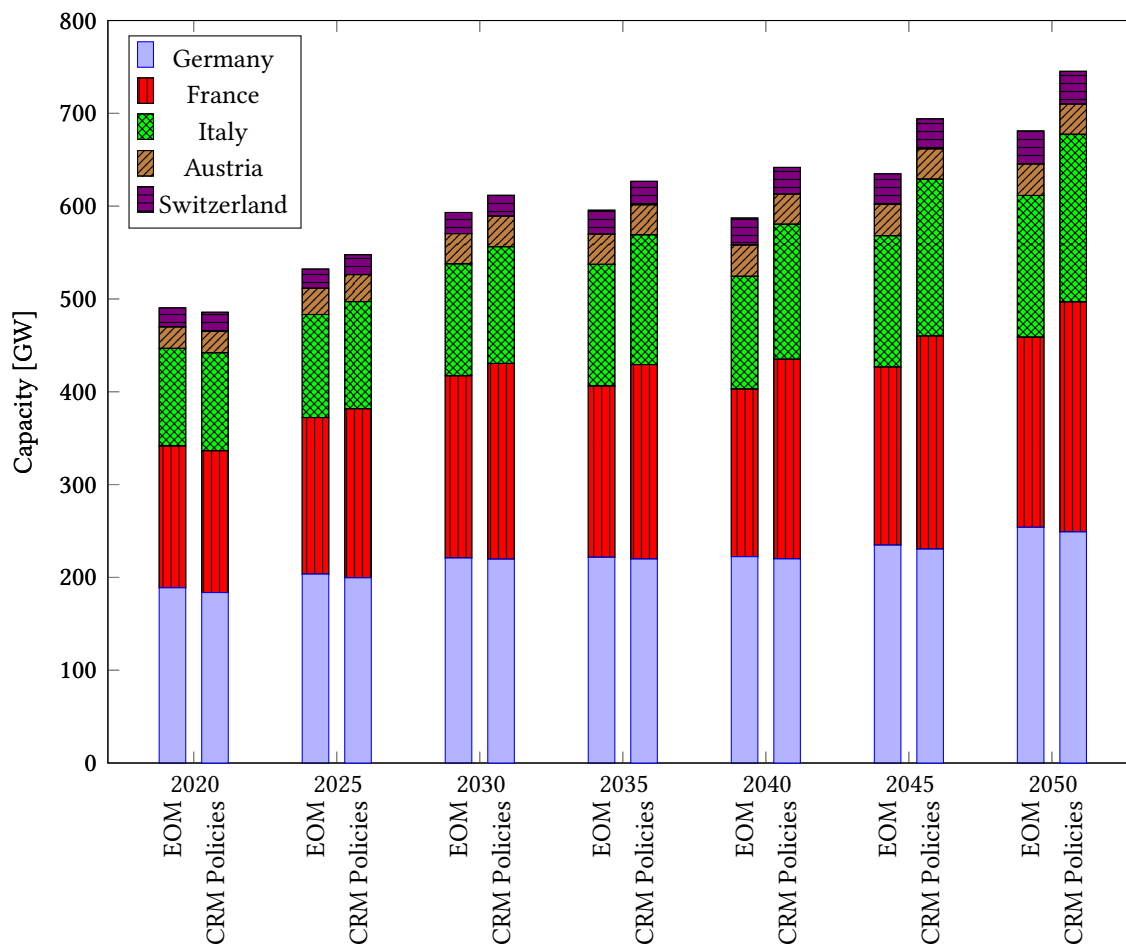


Figure C.9.: Total installed capacity in the EOM and CRM Policies scenarios in Switzerland and its neighboring countries.

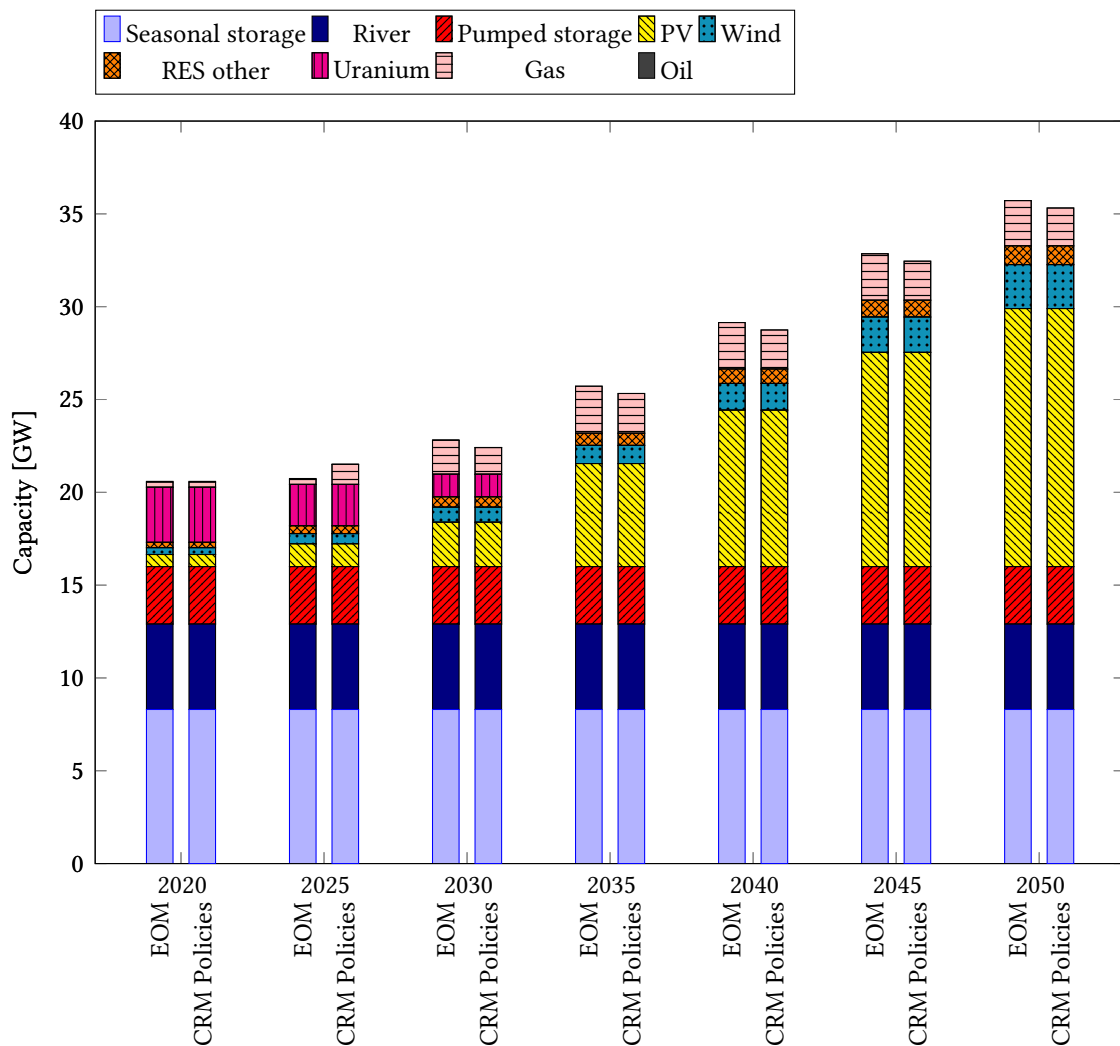


Figure C.10.: Due to the complete decommissioning of nuclear power plants, the capacities are being replaced by new investments in gas-fired combined-cycle power plants and the expansion of renewable energies, especially photovoltaics.

In the CRM Policies scenario, all model results are generated considering already implemented or proposed CRMs. Therefore, the introduction of the capacity markets in France and Italy leads to significantly higher capacities and to a more constant conventional capacity development in these countries compared to the EOM scenario (see Figure C.8). In the scenario with CRMs, the increasing demand for flexible generation capacity is driven by the peak demand plus potential security margins, e.g., defined by the regulatory authority.

RES can have a mitigating effect on the rise of the conventional capacity demand caused by the CRMs. However, due to the fluctuating behavior of RES, they may only participate to a certain extent in the capacity market (or by reducing peak residual demand). This also depends on the respective design or parameterization of the CRMs. However,

Table C.6.: Cumulated hours with the use of DSM or no market clearing in the simulated time horizon from 2020 to 2050 in the EOM scenario.

| | Unit | Switzerland | Germany | France | Italy | Austria |
|--------------------------------|------|-------------|---------|---------|---------|---------|
| <i>EOM scenario</i> | | | | | | |
| DSM usage | [h] | 846.00 | 988.00 | 982.00 | 725.00 | 834.00 |
| No market clearing | [h] | 0.00 | 492.00 | 541.00 | 308.00 | 2.00 |
| Expected load not served [MWh] | | 0.00 | 5337.00 | 5470.00 | 3992.00 | 1127.00 |
| <i>CRM Policies scenario</i> | | | | | | |
| DSM usage | [h] | 14.00 | 165.00 | 0.00 | 0.00 | 88.00 |
| No market clearing | [h] | 0.00 | 42.00 | 0.00 | 0.00 | 17.00 |
| Expected load not served [MWh] | | 0.00 | 1936.00 | 0.00 | 0.00 | 1042.00 |

as a result of the capacity credits, the sum of the required and installed conventional capacity corresponds to almost peak demand in the overall market area due to the CRM configuration.

For illustration, Figure C.8 shows the capacity development in Switzerland and the neighboring countries while Figure C.9 (in the Appendix) depicts the development together with the RES capacities. In Table C.5, the investments in new power plants are listed. Investments are made only in gas-fired power plants (2 GW) in the CRM Policies scenario. However, investments not only in CCGTs, but also in open-cycle gas turbines (OCGTs) are part of the results. The OCGTs outperform CCGTs in terms of initial investments. Therefore, the agents choose the OCGTs if the power plant is mainly built to provide reserves or if it is dispatched only for a small number of hours in the spot market with low average market prices. Figure C.10 shows the total development of Swiss capacities, i.e., including RES. As a result, the total capacity will rise from over 21 GW (in 2020) to almost 36 GW in 2050.

C.4.4. Generation adequacy

The generation adequacy is illustrated here in the form of hours and expected volumes where the electricity spot market cannot be cleared normally. Table C.6 summarizes and aggregates the number of hours in which the spot market in the PowerACE model cannot generate a feasible market result with the usual generation capacities. Hence, either immediately-switchable capacity is necessary for market clearing (DSM) or the market cannot be cleared due to insufficient supply (“No market clearing, therefore price is 3000 EUR/MWh (European Power Exchange, 2019)). However, this does not necessarily indicate blackouts or brownouts, because there is, for instance, still the available control reserve capacity. The availability of DSM potential is assumed to be 2 % of the peak demand in all market areas. Table C.6 indicates the accumulated number of hours with the use of DSM or with no market clearing for both scenarios. Furthermore, the expected energy not covered in the case of an unfeasible market result in the spot market is specified in the same table.

In Switzerland, the lower installed generation capacity in the CRM Policies scenario does not increase the number of hours in which the market cannot be cleared or the hours when DSM is needed to clear the market successfully. On the contrary, the number of hours with DSM dispatch even falls due to higher flexible capacities in the neighboring countries compared to the EOM scenario. In the EOM scenario, the market can be cleared at all hours, which is due to the use of DSM and the high hydropower capacity. In the CRM Policies scenario, only Austria and Germany have many hours in which the market cannot be cleared. However, in Germany, the situation is not as tense, as the SR can still be applied to resolve the situation after an unsuccessful market clearing.

Figure C.10 shows the flexible capacities in Switzerland in the two scenarios. Due to the slightly lower market prices and the higher flexible capacities (stimulated by CRM) in the neighboring countries France and Italy, the total installed capacity in Switzerland is lower (by 400 MW from 2030) in the CRM Policies scenario. However, this does not increase the number of hours, in which the market cannot be cleared, or the hours when DSM is needed to successfully clear the market, as more capacities from the neighboring market areas are available also for the Swiss market.

C.4.5. Sensitivity analysis

C.4.5.1. For the size of the strategic reserve in Germany

In order to consider other possible developments, an additional scenario is added and the results are briefly presented in this chapter. In this scenario, which is referred to as the DE Strategic reserve scenario, the SR in Germany is reduced to 2 GW instead of 5 GW, as the current regulation allocates a maximum of 2 GW until 2025, however, 5 GW at most are legally permissible.

In the scenario, there is hardly any difference in the development of prices (Figure C.11) and capacities (Figure C.12) in Switzerland. It is necessary to compare the results of the model simulations with 2 GW SR in Germany (DE strategic reserve sensitivity) with those of the CRM Policies scenario, as no SR is used in the pure EOM scenario and the results would be, therefore, identical.

With regard to the prices shown in Figure C.11, only marginal differences are identifiable. In the years 2020 to 2022 in particular, a deviation in the prices can be discerned, as the SR in Germany starts in 2020 and capacities are taken out of the market. Moreover, some years later (around 2044), there will be further slight differences in annual average wholesale prices. However, these will be lower than 2.5 EUR/MWh.

These minor differences in prices do not affect capacities and incentivize investments in the scenario. This becomes clear in Figure C.12. At the beginning, compared to the CRM Policies scenario's higher capacity in Germany, this does not lower the capacity in Switzerland, since rather old power plants are allocated to the SR, and old power plants leave the market sooner.

In 2021, the increase in prices in the DE Strategic reserve sensitivity scenario is caused by the fact that in the scenario with 5 GW SR (CRM Policies), investments are made promptly due to the higher capacity taken out of the market and, thus, the market price falls. In the

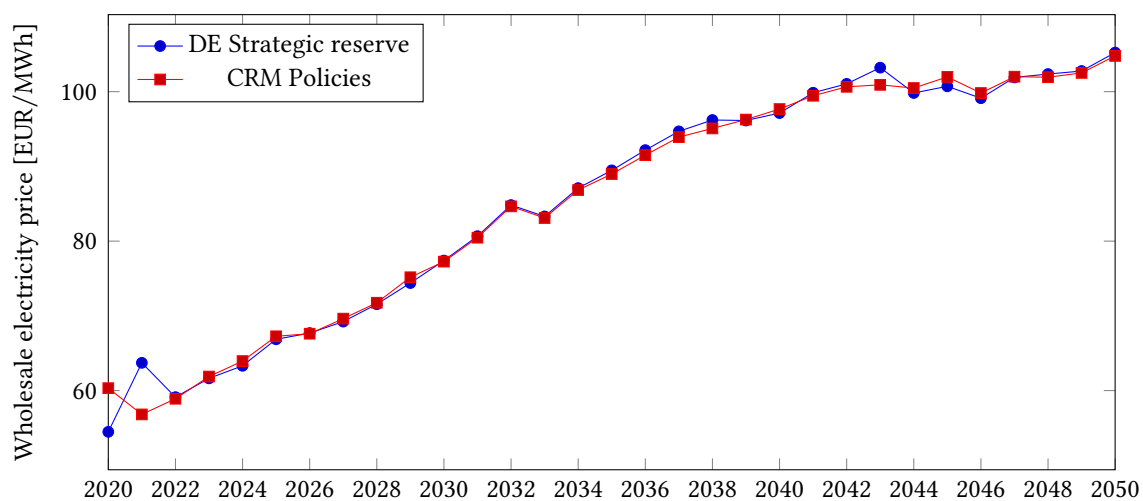


Figure C.11.: Development of the simulated yearly arithmetic average wholesale prices in Switzerland for the CRM Policies scenario and with the reduced SR of 2 GW (DE Strategic reserve scenario), which is currently proposed until 2025. Statistics on prices for all scenarios can be found in Section C.7.D in the Appendix.

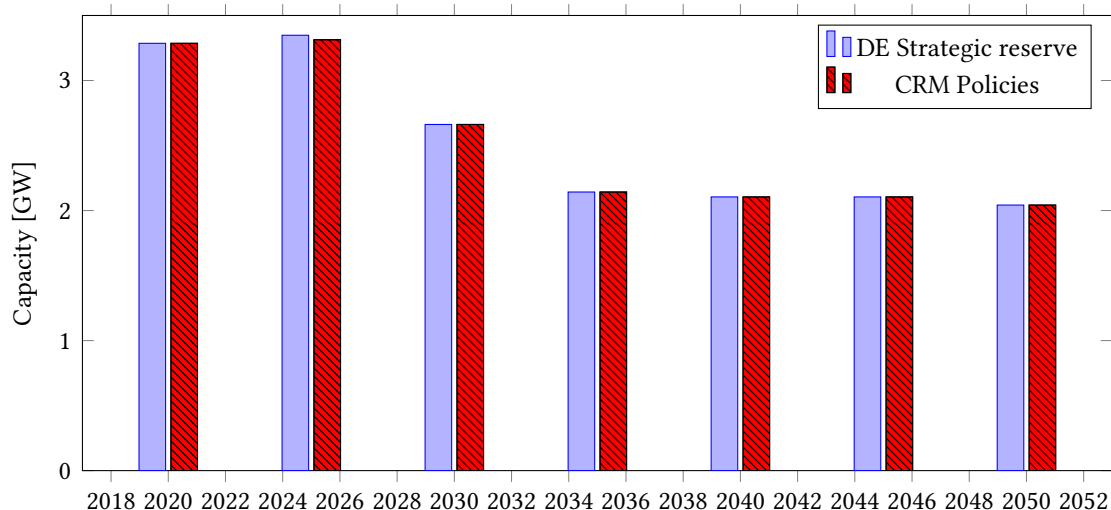


Figure C.12.: Capacity development in Switzerland in the DE Strategic reserve sensitivity scenario and the CRM Policies scenario.

DE Strategic reserve scenario, initially no investments are made, but therefore shortages occur in the market and the prices rise.

Table C.7.: Cumulated hours when using DSM or no market clearing in the simulated time horizon from 2020 to 2050 in the DE Strategic reserve sensitivity scenario with a SR of 2 GW.

| | Unit | Switzerland | Germany | France | Italy | Austria |
|--|-------|-------------|---------|--------|-------|---------|
| <i>DE Strategic reserve sensitivity scenario</i> | | | | | | |
| DSM usage | [h] | 16.00 | 144.00 | 2.00 | 0.00 | 81.00 |
| No market clearing | [h] | 0.00 | 29.00 | 0.00 | 0.00 | 16.00 |
| Expected load not served | [MWh] | 0.00 | 1855.00 | 0.00 | 0.00 | 1097.00 |

Table C.7 shows the number of hours in which DSM is used and the number of hours in which the wholesale market cannot be cleared. According to these figures, no massive differences to the CRM Policies scenario arise, either. Thus, the number of hours in which Switzerland has to use DSM for market clearing increased by two to 16, and the hours in France also increased by two, whereas the hours in Germany and Austria decreased. The increase in France and Switzerland is due to scarcity in the neighboring countries and therefore, more electricity had to be exported. The number of hours without market clearing in Switzerland, France, and Italy remains zero. In Germany, the number drops to 29 (from 42 in the CRM Policies scenario). Due to the withdrawal of the 5 GW of SR, less capacity is available in the market and more hours without market clearing occur. In the case of 2 GW SR, there will be fewer situations where the market cannot be cleared, as there is more capacity left for the day-ahead market dispatch in Germany. However, we assume the dispatch of the SR to be possible only if the day-ahead market has not been cleared. This means that in the case 5 GW, there is a larger volume of capacity to resolve the missing market clearing in the higher number of hours. In Austria, the number of hours decline by one to 16. The decrease in the number of hours of DSM usage and no market clearing in Germany and Austria is mainly due to the fact that more capacity will be available in the years after 2020 and the market can therefore be cleared more often without any support by DSM. The expected energy not served also declines slightly in Germany but rises slightly in Austria. In summary, this sensitivity confirms the results of the CRM Policies scenario.

C.4.5.2. For a dry year in Switzerland

In order to check whether the results still hold in a dry year in Switzerland, the amount of water from the stored hydro power plants was reduced by 25 % for 2035 (in contrast to the CRM Policies scenario), which roughly corresponds to the driest year of the years from 1970 to 2018 (Schweizer Wasserwirtschaftsverband, 2019). The year 2035 was considered because, up to this point, all investments are made in Switzerland, but the remaining period is still long enough to react to this deviation with additional investments. Moreover, this is in a period where the capacity in France decreases massively due to lifetime-related decommissioning of nuclear power plants (Zimmermann et al., 2017).

The results show that in the dry-year sensitivity scenario, there is almost no difference in the development of the Swiss prices (Figure C.13) and no differences in capacity (Figure C.14). The comparison is again carried out using the CRM Policies scenario. The prices in the dry-year scenario are similar until 2034. In 2035, there is a price increase of 1.48 EUR/MWh due to the lower production volume of stored hydropower plants. After 2035, based on the different prices, a changed price forecast results for the day-ahead market and, therefore, leads to different prices due to a slightly different dispatch order of the power plants resulting from differently calculated start-up costs.

Regarding the installed flexible capacity, there is no difference in the development in Switzerland between the dry-year and the CRM Policies scenarios, as shown in Figure C.14.

Table C.8 shows the total number of hours in which DSM is used and the number of hours in which the wholesale market cannot be cleared. Compared to the CRM Policies scenario, no significant differences occur in the dry-year scenario. France and Italy, with the implemented capacity markets, have zero hours with usage of DSM, or the market is always cleared. The numbers for Switzerland remain the same in this sensitivity scenario (compared to the CRM Policies scenario) with 14 hours of DSM usage. Only the results for Germany and Austria slightly differ. The hours of DSM usage in Germany rise by two and in Austria decrease by one. The hours without market clearing increase in both countries (in Germany by three, in Austria by one). However, some amount of the expected load not served shifts from Germany to Austria. Therefore, the expected load not served decreases in Germany and increases in Austria due to, e.g., some investments shifted to other market areas.

Table C.8.: Cumulated hours with the use of DSM or no market clearing in the simulated time horizon from 2020 to 2050 in the dry-year sensitivity scenario with a reduced stored hydropower production in Switzerland in the year 2035.

| | Unit | Switzerland | Germany | France | Italy | Austria |
|--------------------------------------|-------|-------------|---------|--------|-------|---------|
| <i>Dry-year sensitivity scenario</i> | | | | | | |
| DSM usage | [h] | 14.00 | 167.00 | 0.00 | 0.00 | 87.00 |
| No market clearing | [h] | 0.00 | 45.00 | 0.00 | 0.00 | 18.00 |
| Expected load not served | [MWh] | 0.00 | 1868.00 | 0.00 | 0.00 | 1065.00 |

In summary, this scenario—and therefore both sensitivities—confirms the results of the CRM Policies scenario.

C.5. Critical reflection

The scenario analyses presented in this paper are carried out formulating own assumptions or using best-available studies for the uncertain input parameters, such as the development of the electricity demand, prices for carbon certificates, and fuel prices for gas or coal. No market data are accessible for a time horizon up to 2050. This is why the EU Reference Scenario (Europäische Kommission, 2016) is employed as an input source for the investigation. However, this input data are only available in steps of five years, hence the

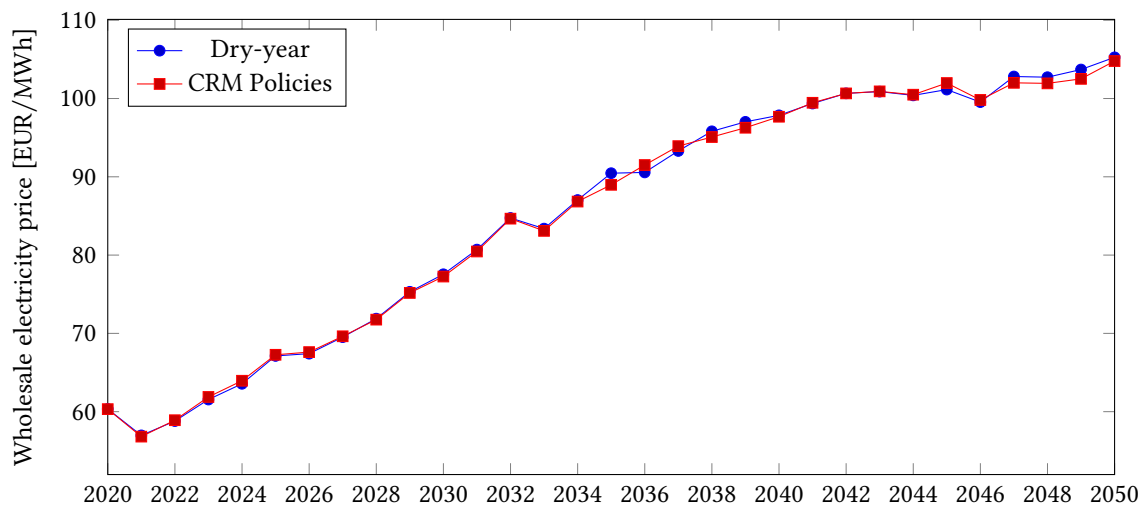


Figure C.13.: Development of the simulated arithmetic yearly average wholesale prices in Switzerland for the CRM Policies scenario and the dry-year sensitivity scenario. Statistics on prices for all scenarios can be found in Section C.7.D in the Appendix.

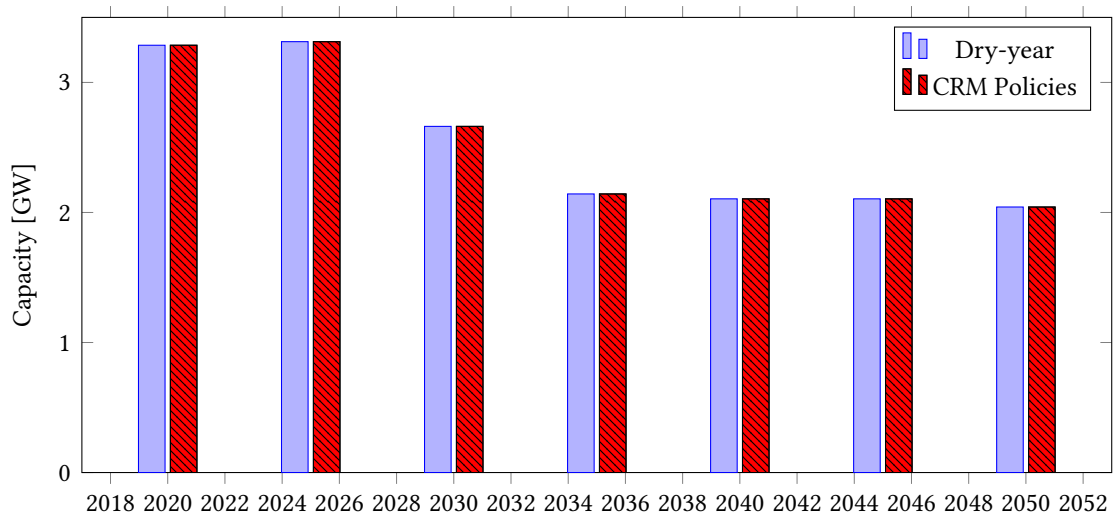


Figure C.14.: Capacity development in Switzerland in the dry-year sensitivity scenario and the CRM Policies scenario.

intermediate years had to be linearly interpolated. Data about technological developments and trends in energy technologies (both conventional and RES) can be found only to a limited extent.

Further simplifications have been made with regard to the electrical grid. The domestic grid is not modeled, neither the transmission nor the distribution grid level, only the interconnector capacities are considered by using NTC values. This means that no grid congestions within a country, or other disturbances in the grid are taken into account, but may play an important role in reality. However, as the study focuses on the balance between supply capacity and demand at the market area scale, the inner-market area bottlenecks play a minor role. In contrast, storage expansion, especially large-scale diffusion of battery storage, can significantly improve generation adequacy but has not been considered in this study. Our approach follows the study by Prognos AG (2012) for Switzerland, which does not envisage any expansion of hydro storage facilities in Switzerland.

In Switzerland, dams are interconnected via multiple hydro power turbines to form so-called cascades. However, these cascade structures are not modeled in detail due to a high computing complexity. As the focus of this study is on generation adequacy and the day-ahead electricity wholesale market (with an hourly resolution), some details have to be neglected. With a minimum lead time of approx. 12 hours in the day-ahead market, hydropower plants based on cascade structures can be dispatched according to the market outcome and can provide full turbine capacity. Therefore, neglecting cascade effects does not reduce the validity of our results. Besides, the model does not dispatch the entire installed hydro storage capacity at any point in time, but rather a maximum percentage of about 80%. Hence, there is sufficient buffer capacity to properly account for cascade effects.

Furthermore, some own assumptions had to be made in the CRM modules, as not all market design details are available for all market areas. For instance, in the French capacity market, the agent-based simulation model does not differentiate between the obligated parties regarding different demand curve patterns, e.g., for sectors or consumers. Besides, the participation of foreign power plants in CRMs is only considered by taking neighboring capacity shares into account in the security margin parameter. Therefore, future research should also focus on further design parameter variations and possible cross-border impacts of alternative designs.

In this paper, strategic underinvestments are not explicitly modeled as they are applied in game theoretic approaches. However, it is not likely that strategic underinvestment can be pursued in market designs with a CRM, which is the main focus of our study. A well-performing CRM will avoid any scarcity of capacity in the market making strategic behavior in this manner unreasonable. Hence, we neglected this kind of strategic behavior in all our scenarios and considered only underinvestment if agents have inaccurate projections and expectations with regard to electricity prices.

C.6. Conclusions and policy implications

As generation adequacy is strongly dependent on investments in flexible generation capacity, it is monitored continuously with great scrutiny by regulators. Cross-border

effects can strongly influence investments in neighboring countries and thereby increase or decrease the level of domestic generation adequacy. Thus, it is essential to assess and anticipate these effects.

In this paper, changes in the market design of neighboring countries and, in particular, their effects on a small market area (asymmetric market constellation) are investigated taking the Swiss electricity market as an illustrative example. Switzerland is largely influenced by surrounding electricity markets and needs to analyze political decisions regarding market design changes and to react to developments in the neighboring countries. The extent of this influence is studied with the help of an agent-based simulation model that is applied to two different scenarios describing possible developments with a time horizon until 2050. The long-term time horizon allows to analyze the generation adequacy not only for the current energy system with a comparably low share of intermittent renewables but also for a time period with very large shares of intermittent sources in the energy system that may not be available when they are needed at peak demand hours. However, the results and subsequent conclusions can be generalized for countries that have large neighboring countries with highly interconnected electricity markets and are not limited to Switzerland as a neighbor.

In addition, Switzerland is very interesting with regard to storage because the relevant facilities have been used intensively in its market area for decades and, therefore, may serve as a good example of applying storage and flexible loads in other markets. Supported by falling battery prices, more investments will be made in battery storage systems in other electricity markets. Hence, our conclusions with regard to cross-border effects and generation adequacy derived from the results can be transferred to other market areas that will install large-scale storage in the upcoming decades. In addition, we have calculated a further sensitivity with a dry year, in which the availability of seasonal storage is reduced by almost 25 %. Our conclusions are still valid even under difficult conditions, which is beneficial for a generalization of the results. The first scenario assumes energy-only markets (EOMs) in all countries regarded, whereas the second one considers implemented capacity remuneration mechanisms (CRMs) in the neighboring countries but not in the Swiss market.

In general, the model results indicate a strong price increase in the Central Western European electricity markets, which is mainly due to rising carbon certificate prices and increasing demand. However, the wholesale prices in the CRM Policies scenario are about 27 EUR/MWh lower in the long term (compared to the EOM scenario). This is caused by the introduction of national CRMs with high targets for domestic generation adequacy, which led to overall higher installed capacities in the entire coupled market area. In the EOM scenario, by contrast, the capacities are scarce, resulting in price peaks.

Regarding the cross-border effects on the country without a CRM, in this case, Switzerland, it is found that higher capacities in the neighboring countries lead to reduced domestic investments. In the CRM Policies scenario, the Swiss market can rely on higher imports from the neighboring countries. Hence, Switzerland remains dependent on neighboring countries, although it has a very limited influence on their market designs. However, it was also found that sufficient capacity is available to serve the electricity demand in each time step in both scenarios. The reasons for this are large interconnector capacities and the high hydropower capacity in Switzerland. This means that although there is an influence

on prices, generation adequacy in Switzerland is not adversely affected by market design changes in neighboring countries.

Regarding the operational revenues of hydropower plants in the Swiss market, it can be concluded that, as this mainly depends on the development of wholesale electricity prices, the situation is more favorable in the EOM scenario than in the CRM Policies scenario. The EOM scenario produces higher wholesale prices reaching an average annual price of 120 EUR/MWh in the long term. However, with low operating costs for hydropower and increasing wholesale electricity prices, it is very likely that the hydropower plants can be operated profitably independently from the CRM policies in the neighboring countries in the future. For this reason and due to the fact that generation adequacy is ensured, a change of the Swiss market design is currently not required in any of the investigated scenarios due to changes in other markets.

References

- Bhagwat, P. C., K. K. Iychettira, and L. J. de Vries (2014). “Cross-border effects of capacity mechanisms”. In: *2014 11th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. IEEE, pp. 1–5. ISBN: 978-1-4799-6095-8. DOI: 10.1109/EEM.2014.6861269.
- Bhagwat, P. C., J. C. Richstein, E. J. Chappin, K. K. Iychettira, and L. J. de Vries (2017). “Cross-border effects of capacity mechanisms in interconnected power systems”. In: *Utilities Policy* 46, pp. 33–47. ISSN: 09571787. DOI: 10.1016/j.jup.2017.03.005.
- Boffa, F., V. Pingali, and D. Vannoni (2010). “Increasing market interconnection: An analysis of the Italian electricity spot market”. In: *International Journal of Industrial Organization* 28.3, pp. 311–322. ISSN: 01677187. DOI: 10.1016/j.ijindorg.2009.10.003.
- Bublitz, A., D. Keles, and W. Fichtner (2017). “An analysis of the decline of electricity spot prices in Europe: Who is to blame?” In: *Energy Policy* 107, pp. 323–336. DOI: 10.1016/j.enpol.2017.04.034.
- Bublitz, A., D. Keles, F. Zimmermann, C. Fraunholz, and W. Fichtner (2019). “A survey on electricity market design: Insights from theory and real-world implementations of capacity remuneration mechanisms”. In: *Energy Economics* 80, pp. 1059–1078. ISSN: 01409883. DOI: 10.1016/j.eneco.2019.01.030.
- Bublitz, A., L. Renz, D. Keles, M. Genoese, and W. Fichtner (2015). “An assessment of the newly proposed strategic reserve in Germany”. In: *2015 12th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. IEEE, pp. 1–5. ISBN: 978-1-4673-6692-2. DOI: 10.1109/EEM.2015.7216660.
- Bucksteeg, M., S. Spiecker, and C. Weber (2019). “Impact of Coordinated Capacity Mechanisms on the European Power Market”. In: *The Energy Journal* 40.2. ISSN: 01956574. DOI: 10.5547/01956574.40.2.mbuc.
- Bundesamt für Energie (2017). *Gesamte Erzeugung und Abgabe elektrischer Energie in der Schweiz 2016*. URL: http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_141738330.pdf&endung=Gesamte%20Erzeugung%20und%20Abgabe%20elektrischer%20Energie%20in%20der%20Schweiz%202016.
- Bundesamt für Energie (2018a). *Gesamte Erzeugung und Abgabe elektrischer Energie in der Schweiz 2017*. URL: http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_4326995.pdf&endung=Gesamte%20Erzeugung%20und%20Abgabe%20elektrischer%20Energie%20in%20der%20Schweiz%202017.
- Bundesamt für Energie (2018b). *Rentabilität der Schweizer Wasserkraft: Resultate einer Datenumfrage bei Betreibern von Schweizer Wasserkraftwerken*. URL: http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_803246652.PDF.
- Bundesamt für Energie (2018c). *Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2017*. URL: http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_893526028.pdf&endung=Schweizerische%20Elektrizit%E4tsstatistik%202017.
- Bundesamt für Energie (2018d). *Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz*. URL: http://www.bfe.admin.ch/themen/00490/00491/index.html?lang=en&dossier_id=01049.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2017). *Strommarkt der Zukunft*. URL: <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/strommarkt-der-zukunft.html>.

-
- Cepeda, M. and D. Finon (2011). “Generation capacity adequacy in interdependent electricity markets”. In: *Energy Policy* 39.6, pp. 3128–3143. DOI: 10.1016/j.enpol.2011.02.063.
- Cramton, P. and S. E. Stoft (2005). “A Capacity Market that Makes Sense”. In: *The Electricity Journal* 18.7, pp. 43–54. ISSN: 10406190. DOI: 10.1016/j.tej.2005.07.003.
- Dehler-Holland, J., F. Zimmermann, D. Keles, and W. Fichtner (2016). “Der Einfluss der Nachbarländer auf den Schweizer Strommarkt”. In: *Proceedings des 14. Symposium Energieinnovationen, 10.02. - 12.02.2016, Graz, Austria*. DOI: 10.5445/IR/1000052978.
- Elberg, C. (2014). *Cross-border effects of capacity mechanisms in electricity markets*. URL: <http://hdl.handle.net/10419/103414>.
- Epstein, J. M. (1999). “Agent-based computational models and generative social science”. In: *Complexity* 4.5, pp. 41–60. ISSN: 1076-2787.
- Europäische Kommission (2016). *EU reference scenario 2016: Energy, transport and GHG emissions: trends to 2050*. Luxembourg: Publications Office of the European Union. ISBN: 978-92-79-52373-1.
- Europäisches Parlament and Rat der Europäischen Union (1996). *Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt: RICHTLINIE 96/92/EG*. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:31996L0092>.
- Europäisches Parlament and Rat der Europäischen Union (2003). “Directive 2003/54/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC”. In: *Official Journal of the European Union* L176, pp. 37–56. URL: <http://data.europa.eu/eli/dir/2003/54/oj>.
- Europäisches Parlament and Rat der Europäischen Union (2009). *Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG: RICHTLINIE 2009/72/EG*. URL: <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:de:PDF>.
- European Energy Exchange (2011). *COSMOS description – CWE market coupling algorithm*.
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (2018a). *Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2018*. URL: <https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/Scenarios%20Data%20Sets/Input%20Data.xlsx>.
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (2018b). *Transparency Platform*. URL: <https://transparency.entsoe.eu/>.
- European Power Exchange (2016). *EUPHEMIA Public Description – PCR Market Coupling Algorithm*. URL: http://www.epexspot.com/document/36580/16_11_28_Euphemia%20Public%20Description.pdf.
- European Power Exchange (2018). *Price Coupling of Regions*. URL: <http://www.epexspot.com/en/market-coupling/pcr>.
- European Power Exchange (2019). *Market data*. URL: <https://www.epexspot.com/>.
- Finon, D. (2014). *Capacity Mechanisms And Cross-Border Participation: The EU Wide Approach In Question*. URL: http://www.ceem-dauphine.org/assets/wp/pdf/CEEM_Working_Paper_6_Finon.pdf.
- Fraunholz, C., F. Zimmermann, D. Keles, and W. Fichtner (2017). “Price-based versus load-smoothing pumped storage operation: Long-term impacts on generation adequacy”. In:

- 2017 14th International Conference on the European Energy Market (EEM). IEEE, pp. 1–6. ISBN: 978-1-5090-5499-2. DOI: 10.1109/EEM.2017.7981921.
- Genoese, M., F. Genoese, and W. Fichtner (2012). “Model-based analysis of the impact of capacity markets on electricity markets”. In: *2012 9th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. DOI: 10.1109/EEM.2012.6254704. URL: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6254704>.
- Glachant, J.-M., N. Rossetto, and J. Vasconcelos (2017). *Moving the electricity transmission system towards a decarbonised and integrated Europe: Missing pillars and roadblocks*. DOI: 10.2870/17199. URL: <http://hdl.handle.net/1814/46624>.
- Gore, O., E. Vanadzina, and S. Viljainen (2016). “Linking the energy-only market and the energy-plus-capacity market”. In: *Utilities Policy* 38, pp. 52–61. ISSN: 09571787. DOI: 10.1016/j.jup.2015.12.002.
- Guerci, E., M. A. Rastegar, and S. Cincotti (2010). “Agent-based Modeling and Simulation of Competitive Wholesale Electricity Markets”. In: *Handbook of Power Systems II*. Ed. by S. Rebennack, P. M. Pardalos, M. V. F. Pereira, and N. A. Iliadis. Berlin and Heidelberg: Springer, pp. 241–286. ISBN: 978-3-642-12685-7. DOI: 10.1007/978-3-642-12686-4\{textunderscore}9.
- Hawker, G., K. Bell, and S. Gill (2017). “Electricity security in the European Union—The conflict between national Capacity Mechanisms and the Single Market”. In: *Energy Research & Social Science* 24, pp. 51–58. ISSN: 22146296. DOI: 10.1016/j.erss.2016.12.009.
- Hirth, L., J. Mühlenpfordt, and M. Bulkeley (2018). “The ENTSO-E Transparency Platform – A review of Europe’s most ambitious electricity data platform”. In: *Applied Energy* 225, pp. 1054–1067. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2018.04.048.
- Hongling, I., J. Chuanwen, and Z. Yan (2008). “A review on risk-constrained hydropower scheduling in deregulated power market”. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 12.5, pp. 1465–1475. ISSN: 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2007.01.018.
- ISO New England Inc. (2014). *Introduction to New England’s Forward Capacity Market*. URL: <https://www.iso-ne.com/static-assets/documents/2014/08/iso101-t4-mkt-fcm.pdf>.
- Kallabis, T., C. Pape, and C. Weber (2016). “The plunge in German electricity futures prices – Analysis using a parsimonious fundamental model”. In: *Energy Policy* 95, pp. 280–290. DOI: 10.1016/j.enpol.2016.04.025.
- Keles, D., A. Bublitz, F. Zimmermann, M. Genoese, and W. Fichtner (2016). “Analysis of design options for the electricity market: The German case”. In: *Applied Energy* 183, pp. 884–901. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.08.189.
- Keles, D., L. Renz, A. Bublitz, F. Zimmermann, M. Genoese, W. Fichtner, H. Höfling, F. Sensfuß, and J. Winkler (2016). *Zukunftsfähige Designoptionen für den deutschen Strommarkt: Ein Vergleich des Energy-only-Marktes mit Kapazitätsmärkten*. Series of Produktion und Energie / Karlsruher Institut für Technologie, Institut für Industriebetriebslehre und industrielle Produktion, Deutsch-Französisches Institut für Umweltforschung. Karlsruhe, Germany: KIT Scientific Publishing. ISBN: 9783731504535.
- Kraft, E. (2017). *Analysis and Modelling of the French Capacity Mechanism*. Wiesbaden: Springer Fachmedien. ISBN: 978-3-658-20092-3. DOI: 10.1007/978-3-658-20093-0.
- Lambin, X. and T.-O. Léautier (2019). “Cross-border Effects of Capacity Remuneration Schemes in Interconnected Markets: Who is Free-riding?” In: *The Energy Journal* 40.01. ISSN: 01956574. DOI: 10.5547/01956574.40.6.xlam.

-
- Lorenczik, S. (2017). *Essays on market design and strategic behaviour in energy markets*. URL: <http://kups.ub.uni-koeln.de/id/eprint/7896>.
- Mastropietro, P., P. Rodilla, and C. Batlle (2015). “National capacity mechanisms in the European internal energy market: Opening the doors to neighbours”. In: *Energy Policy* 82, pp. 38–47. DOI: 10.1016/j.enpol.2015.03.004.
- Meyer, R. and O. Gore (2015). “Cross-border effects of capacity mechanisms: Do uncoordinated market design changes contradict the goals of the European market integration?” In: *Energy Economics* 51, pp. 9–20. ISSN: 01409883. DOI: 10.1016/j.eneco.2015.06.011.
- Neuhoff, K., J. Diekmann, F. Kunz, S. Rüster, W.-P. Schill, and S. Schwenen (2016). “A coordinated strategic reserve to safeguard the European energy transition”. In: *Utilities Policy* 41, pp. 252–263. ISSN: 09571787. DOI: 10.1016/j.jup.2016.02.002.
- Ochoa, C. and O. Gore (2015). “The Finnish power market: Are imports from Russia low-cost?” In: *Energy Policy* 80, pp. 122–132. DOI: 10.1016/j.enpol.2015.01.031.
- Ochoa, C. and A. van Ackere (2015a). “Does size matter? Simulating electricity market coupling between Colombia and Ecuador”. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 50, pp. 1108–1124. ISSN: 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2015.05.054.
- Ochoa, C. and A. van Ackere (2015b). “Winners and losers of market coupling”. In: *Energy* 80, pp. 522–534. ISSN: 03605442. DOI: 10.1016/j.energy.2014.11.088.
- Osorio, S. and A. van Ackere (2016). “From nuclear phase-out to renewable energies in the Swiss electricity market”. In: *Energy Policy* 93, pp. 8–22. DOI: 10.1016/j.enpol.2016.02.043.
- Paulus, M. and F. Borggrefe (2011). “The potential of demand-side management in energy-intensive industries for electricity markets in Germany”. In: *Applied Energy* 88.2, pp. 432–441. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2010.03.017.
- Pérez-Arriaga, I. J. and C. Batlle (2012). “Impacts of Intermittent Renewables on Electricity Generation System Operation”. In: *Economics of Energy & Environmental Policy* 1.2. ISSN: 21605882. DOI: 10.5547/2160-5890.1.2.1.
- Prognos AG (2012). *Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050: Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz 2000 – 2050*. URL: http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_564869151.pdf&endung=Die%20Energieperspektiven%20f%FCr%20die%20Schweiz%20bis%202050.
- Réseau de Transport d'Electricité (2017). *Mécanisme de Capacité*. URL: https://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/meca_capa/meca_capa.jsp.
- Ringler, P., D. Keles, and W. Fichtner (2017). “How to benefit from a common European electricity market design”. In: *Energy Policy* 101, pp. 629–643. DOI: 10.1016/j.enpol.2016.11.011.
- Rippel, K. M., T. Wiede, M. Meinecke, and R. König (2018). *Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2030 (Version 2019): Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*. URL: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/%C3%9CNB-Entwurf_Szenariorahmen_2030_V2019.pdf.
- S&P Global (2016). *World Electric Power Plants Database*. URL: <http://www.platts.com/products/world-electric-power-plants-database>.
- Schröder, A., F. Kunz, J. Meiss, R. Mendelevitch, and C. von Hirschhausen (2013). *Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050*. URL: https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.424566.de/diw_datadoc_2013-068.pdf.

- Schröder, T. and W. Kuckshinrichs (2015). “Value of Lost Load: An Efficient Economic Indicator for Power Supply Security? A Literature Review”. In: *Frontiers in Energy Research* 3, p. 55. ISSN: 2296-598X. DOI: 10.3389/fenrg.2015.00055. URL: <https://www.frontiersin.org/article/10.3389/fenrg.2015.00055>.
- Schweizer Wasserwirtschaftsverband (2019). *Schwankungen Produktion: Production volatility*. URL: <https://www.swv.ch/fachinformationen/grafikmaterial/schwankungen-produktion/>.
- Simon, H. A. (1986). “Rationality in Psychology and Economics”. In: *The Journal of Business* 59.4, pp. 209–224. ISSN: 00219398. URL: <http://www.jstor.org/stable/2352757>.
- Steeger, G., L. A. Barroso, and S. Rebennack (2014). “Optimal Bidding Strategies for Hydro-Electric Producers: A Literature Survey”. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 29.4, pp. 1758–1766. ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/TPWRS.2013.2296400.
- Swissgrid (2015). *Energieübersicht Schweiz 2015*. URL: <https://www.swissgrid.ch/de/home/operation/grid-data.html>.
- Tesfatsion, L. (2003). “Agent-based computational economics: Modeling economies as complex adaptive systems”. In: *Information Sciences* 149.4, pp. 262–268. ISSN: 00200255. DOI: 10.1016/S0020-0255(02)00280-3.
- Ventosa, M., Á. Baillo, A. Ramos, and M. Rivier (2005). “Electricity market modeling trends”. In: *Energy Policy* 33.7, pp. 897–913. DOI: 10.1016/j.enpol.2003.10.013.
- Weidlich, A. and D. J. Veit (2008). “A critical survey of agent-based wholesale electricity market models”. In: *Energy Economics* 30.4, pp. 1728–1759. ISSN: 01409883. DOI: 10.1016/j.eneco.2008.01.003.
- Yakowitz, S. (1982). “Dynamic programming applications in water resources”. In: *Water Resources Research* 18.4, pp. 673–696. ISSN: 00431397. DOI: 10.1029/WR018i004p00673.
- Zimmermann, F., D. Keles, and W. Fichtner (2017). “Agentenbasierte Analyse der Auswirkungen des französischen Kapazitätsmarkts”. In: *10. Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT), Vienna, Austria, 15. - 17.02.2017*. URL: <https://publikationen.bibliothek.kit.edu/1000065978>.

C.7. Appendix

C.7.A. Bidding strategies for hydro storage power plants

In Switzerland, hydropower accounts for the largest share of electricity generation (Bundesamt für Energie, 2018b). Analyses of the Swiss electricity market require an adequate representation of hydropower plants in an electricity market model. Approximately 16.1 GW of the hydropower generation capacity (with a peak demand in 2017 of 10.9 GW due to Bundesamt für Energie (2018c)) and a total storage capacity of 8.8 TWh (with 62.9 TWh total electricity consumption in 2017 due to Bundesamt für Energie (2018c), see Figure C.15) are available. The hydropower generation capacity (including power plants under construction) is divided into 4.6 GW of run-of-river, 3.1 GW of pumped storage plants, and 8.3 GW of seasonal hydro storage plants (Bundesamt für Energie, 2018d).

Determination of a schedule that maximizes the revenue of seasonal hydropower storages is a complex problem for which different approaches of varying degrees of detail exist (Hongling et al., 2008). In contrast to the operation of a thermal power plant that is based on its variable costs, arising mainly from the use of fossil fuels and emission allowances, the operation of storage power plants depends on opportunity costs, which have to be determined first. As these costs depend on the future development of several uncertain factors, such as weather-dependent inflows, but also on demand and fuel costs (Yakowitz, 1982), both a short-term (days to months) and a medium-term time (one to five years) horizon must be considered (Steeger et al., 2014).

Due to the high share of hydropower in Switzerland, it can be assumed that it does not act as a mere price-taker, but actively influences market prices, which further complicates the determination of an optimal schedule. The combination of the long-considered periods of time, the multitude of influencing variables, as well as the fact that the optimal schedule must be determined for every simulated day lead to the fact that an implementation would exorbitantly increase the computing time of the model. Therefore, different approaches to the hydropower technologies have been applied.

The run-of-river power plants were integrated into the model based on a static generation profile (Bundesamt für Energie (2017) data from the year 2015) due to the regular values for monthly generation and inflexible production over the years. Meanwhile, the pumped-storage plants are modeled as described by (Fraunholz et al., 2017) for an available storage volume of 10% of the total volume (Bundesamt für Energie, 2018c). The pumped storage power plants are modelled via a heuristic, which is based either on a forecast for load (used in this study) or for the electricity price (in most cases load and prices are strongly correlated). For 24 hours (one day), a preliminary operation for every single hour is calculated on the basis of the forecast, only taking into account the turbine or pump capacity, but neglecting the storage limitations. In the next step, the preliminary operation is adjusted on the basis of the storage capacity and the natural water inflow. In the case of a storage underflow, the turbine operation is reduced or the pumping capacity increased and in the case of an overflow, this is done vice versa.

Due to its transparency, a linear regression approach (Equation C.3) is chosen in order to model the seasonal hydropower in Switzerland. This custom heuristic, in which an optimal use cannot be guaranteed, but which resembles the historical generation, takes

into account the simulated developments and at the same time only marginally extends the computing time. For this purpose, the hourly historical production time series of seasonal hydro storage power plants from European Network of Transmission System Operators for Electricity (2018b) for the years 2015 to 2017 are used for this regression.

The regression was applied for each season of the year $t \mapsto s \in S$:

$$\begin{aligned}
 hydroGen_t = & \beta_s^0 + \sum_m \left(\beta_{m,s}^{load} load_{m,t} + \beta_{m,s}^{RES} RES_{m,t} \right) \\
 & + \sum_{m \neq CH} \beta_{m,s}^{NE} netExchange_{CH \rightarrow m,t} \\
 & + \sum_{i=1}^{23} \beta_s^i hour_t \quad \forall t \quad (C.3) \\
 & + \beta_{CH,s}^{Storage} V \\
 & + \epsilon_t
 \end{aligned}$$

with

Parameters

| | |
|------------------------------------|---|
| $load_{m,t}$ | : Normalized physical load |
| $RES_{m,t}$ | : Normalized renewable feed-in |
| $netExchange_{CH \rightarrow m,t}$ | : Net electricity exchange between Switzerland and market m |
| $hour_t$ | : Dummy for the hour of the day |
| day_t | : Dummy for the type of day (weekday or weekend) |
| V | : Storage volume in Switzerland |

Sets

| | |
|--|----------------------|
| $s \in S$ | : Season of the year |
| $m \in \{Austria(AT), Switzerland(CH), Germany(DE), France(FR), Italy(IT)\}$ | : Markets |

The following influencing factors are examined with the assessment of the regression: Demand, RES feed-in, weekday or weekend, exchange flows with neighboring market areas, storage level and hour of the day.

Coefficients for these factors are individually estimated for each season. In order to take account of changing generation volumes of RES (especially wind and PV) and possible adjustment of demand, the parameters in the regression model are not estimated using absolute values of RES feed-in or consumption but normalized values. This assumes that the expansion of RES does not reduce the total operation of hydropower but could induce a shift in the yearly profile. Therefore, we do not integrate the absolute values of RES but the “relative” normalized ones into the regression. As conventional capacities also leave the market, RES will mainly replace these leaving conventional capacities. Even if RES capacities increase sharply or demand falls, with (assumed) constant seasonal storage capacity, the total power generation of seasonal storage facilities remains at a similar level, as due to our assumptions the available inflow and the storage volume do not change over the simulation period. With marginal costs of almost 0 EUR/MWh, there is no reason why

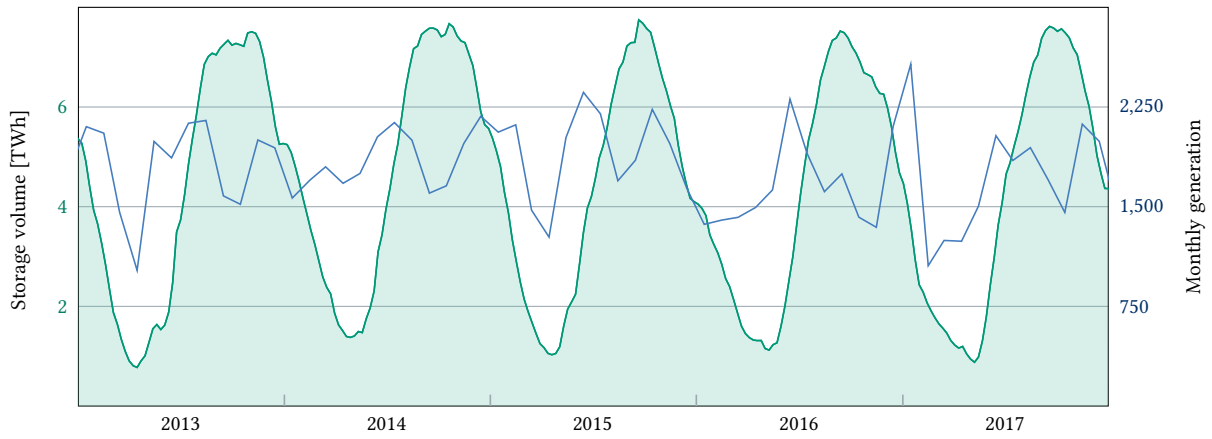


Figure C.15.: Historical storage volume (green) and corresponding monthly generation through water turbines (without pumped storage)

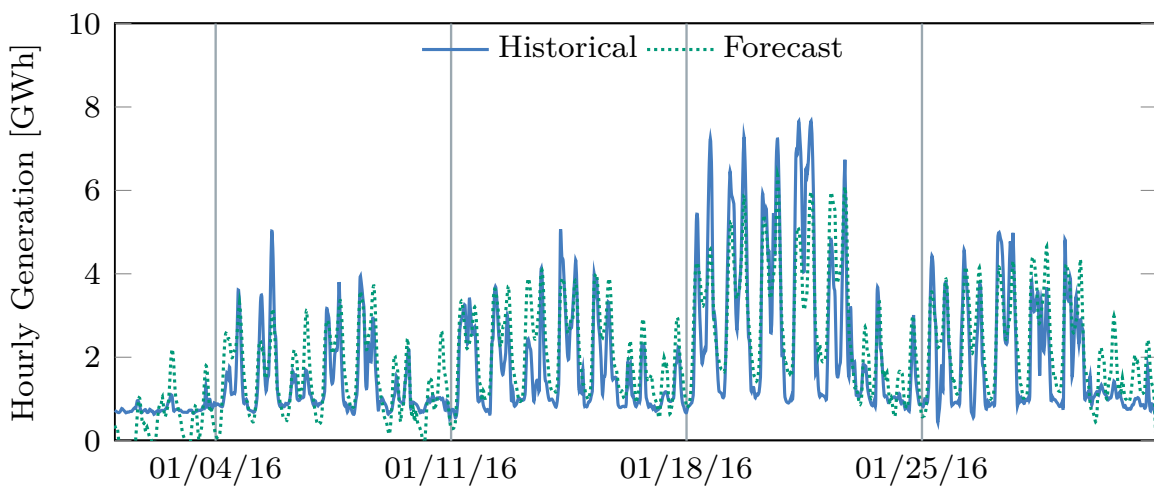


Figure C.16.: Historical and fitted operation curves of the seasonal hydro storage power plants.

the available energy in the hydropower dams should not be used. Equation C.3 describes the regression model. Table C.10 documents the individual regression coefficients for each season.

The developed regression model and its coefficients are integrated into the agent-based model. Based on the regression model, the hourly operation of the seasonal hydropower plants is calculated. In addition, the storage levels are tracked at any time and in the event of overflow or underrun, the operation is adjusted accordingly. Taken from the model results, Figure C.16 shows the hourly operation in winter simulated with the regression model compared with the real operation. As the values of the regression can also become less than the minimum production or even negative ($\leq hydroGen_{min}$) or exceed the possible use ($\geq hydroGen_{max}$), two more limits are introduced (Equation C.4).

$$hydroGen_{min} \leq hydroGen_t \leq hydroGen_{max} \quad (C.4)$$

In addition, further bids will be made to ensure that all the capacity required is available when needed. These bids are offered at a high price in the market (above the most expensive thermal power plant) so that they are only used in particularly scarce situations and at the same time to ensure that annual generation does not become too high. In order to compare the evolution of the simulated storage in 2016 with the historical storage level, the following is visualized in Figure C.17.

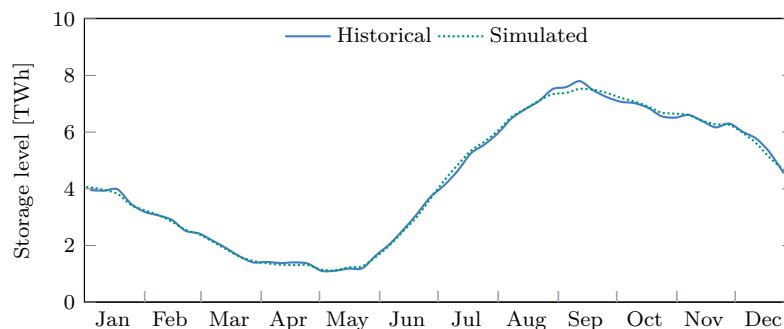


Figure C.17.: Level of the stored water in storages of Switzerland historically and in the simulation for the year 2016.

C.7.B. Additional figures

Figures C.18 and C.19 show the German and Swiss price duration curve for two exemplary years illustrating the goodness of fit of model results (only the very high and the very low prices are not very accurate).

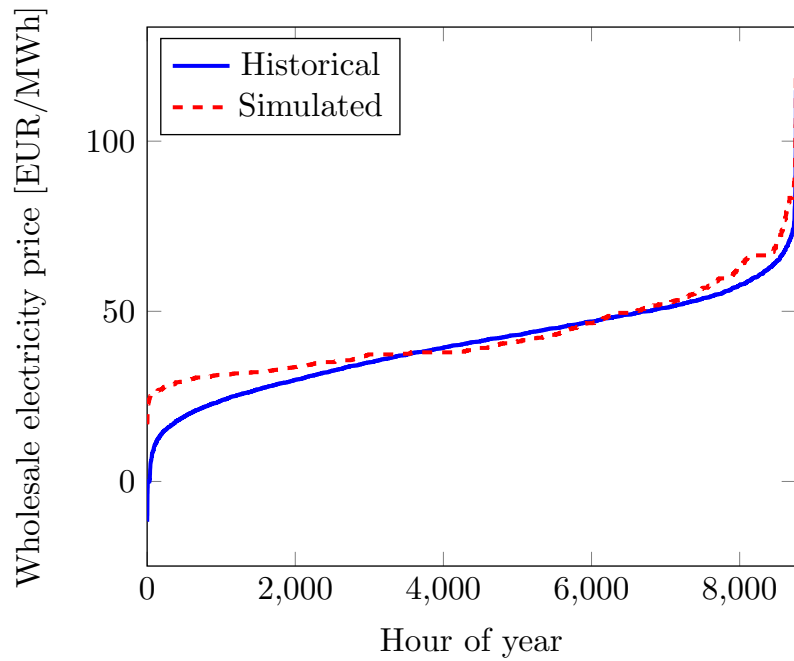


Figure C.18.: Exemplary ordered wholesale electricity market prices curve with the historical prices of European Power Exchange (2019) and the simulated prices for the market area of Switzerland in 2015.

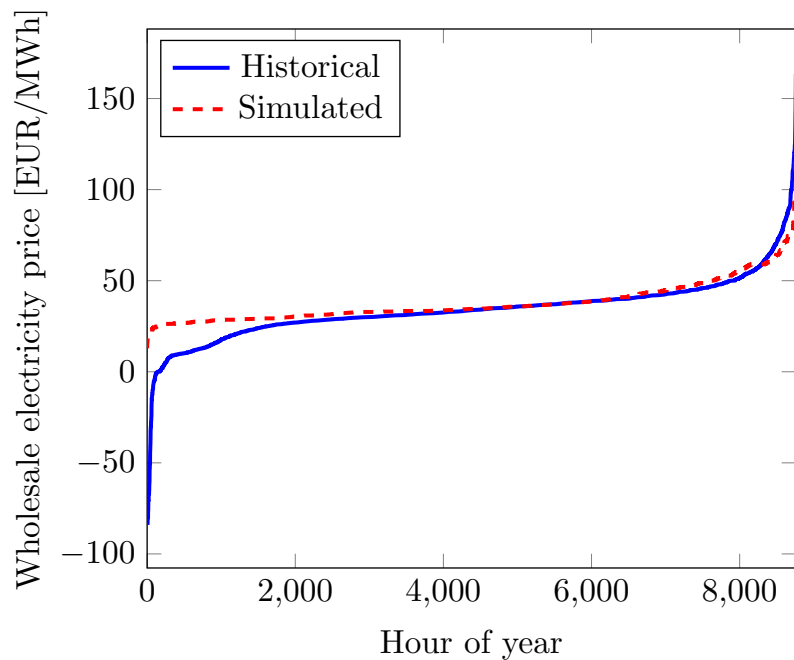


Figure C.19.: Exemplary ordered wholesale electricity market prices curve with the historical prices of European Power Exchange (2019) and the simulated prices for the market area of Germany in 2017.

C.7.C. Regression results

Table C.10.: Results of the regression model.

| | Spring | | Summer | | Autumn | | Winter | |
|------------------------|----------|---------|----------|---------|----------|---------|----------|---------|
| | Estimate | p-Value | Estimate | p-Value | Estimate | p-Value | Estimate | p-Value |
| β^0 | -3055.30 | 0.00 | -2590.32 | 0.00 | -5492.26 | 0.00 | -4413.64 | 0.00 |
| $\beta_{CH}^{Storage}$ | 0.09 | 0.12 | 0.00 | 0.81 | 0.20 | 0.00 | 0.14 | 0.00 |
| β_{DE}^{load} | -167.40 | 0.52 | 804.49 | 0.02 | -1277.39 | 0.00 | 1214.66 | 0.00 |
| β_{IT}^{load} | 1790.62 | 0.00 | 1008.49 | 0.00 | 4910.04 | 0.00 | 3698.31 | 0.00 |
| β_{AT}^{load} | -50.24 | 0.87 | 1524.15 | 0.00 | -911.18 | 0.00 | -1883.26 | 0.00 |
| β_{FR}^{load} | 286.56 | 0.18 | 2646.13 | 0.00 | 3116.91 | 0.00 | 2425.81 | 0.00 |
| β_{CH}^{load} | 4499.44 | 0.00 | 1991.39 | 0.00 | 2291.99 | 0.00 | 2667.61 | 0.00 |
| β_{DE}^{RES} | -116.84 | 0.00 | -1021.53 | 0.00 | -247.18 | 0.00 | 62.77 | 0.05 |
| β_{IT}^{RES} | 404.13 | 0.00 | 97.66 | 0.09 | 112.59 | 0.03 | -94.74 | 0.19 |
| β_{AT}^{RES} | -115.73 | 0.10 | 16.22 | 0.79 | -359.64 | 0.00 | -402.61 | 0.00 |
| β_{FR}^{RES} | -647.59 | 0.00 | 1083.81 | 0.00 | -348.66 | 0.00 | -396.45 | 0.00 |
| β_{CH}^{RES} | 165.33 | 0.10 | -1275.55 | 0.00 | 416.83 | 0.00 | -636.80 | 0.02 |
| β^{day} | -138.07 | 0.00 | -168.58 | 0.00 | -132.65 | 0.00 | -32.66 | 0.40 |
| β^1 | -3.81 | 0.96 | 95.52 | 0.23 | 90.69 | 0.24 | -48.47 | 0.58 |
| β^2 | -34.62 | 0.64 | 70.11 | 0.39 | 145.66 | 0.06 | -6.35 | 0.94 |
| β^3 | -74.37 | 0.32 | -65.74 | 0.43 | 57.47 | 0.46 | -0.50 | 1.00 |
| β^4 | -177.28 | 0.02 | -360.92 | 0.00 | -291.58 | 0.00 | -152.46 | 0.09 |
| β^5 | -229.52 | 0.01 | -442.28 | 0.00 | -502.69 | 0.00 | -529.90 | 0.00 |
| β^6 | -7.06 | 0.94 | 168.08 | 0.12 | -404.29 | 0.00 | -617.49 | 0.00 |
| β^7 | -10.04 | 0.92 | 496.31 | 0.00 | -284.82 | 0.00 | -488.87 | 0.00 |
| β^8 | -226.43 | 0.03 | 301.86 | 0.01 | -367.98 | 0.00 | -442.42 | 0.00 |
| β^9 | -545.62 | 0.00 | -19.01 | 0.88 | -506.21 | 0.00 | -433.35 | 0.00 |
| β^{10} | -679.40 | 0.00 | -105.21 | 0.39 | -466.28 | 0.00 | -623.01 | 0.00 |
| β^{11} | -744.33 | 0.00 | -260.98 | 0.03 | -500.32 | 0.00 | -618.75 | 0.00 |
| β^{12} | -870.76 | 0.00 | -432.90 | 0.00 | -715.45 | 0.00 | -783.78 | 0.00 |
| β^{13} | -898.47 | 0.00 | -521.07 | 0.00 | -791.37 | 0.00 | -876.77 | 0.00 |
| β^{14} | -885.22 | 0.00 | -646.32 | 0.00 | -848.68 | 0.00 | -711.47 | 0.00 |
| β^{15} | -821.78 | 0.00 | -762.39 | 0.00 | -862.33 | 0.00 | -666.76 | 0.00 |
| β^{16} | -669.07 | 0.00 | -632.03 | 0.00 | -992.57 | 0.00 | -794.42 | 0.00 |
| β^{17} | -466.30 | 0.00 | -137.89 | 0.18 | -684.73 | 0.00 | -607.35 | 0.00 |
| β^{18} | -31.46 | 0.73 | 398.74 | 0.00 | -60.35 | 0.55 | -382.03 | 0.00 |
| β^{19} | 201.34 | 0.02 | 416.56 | 0.00 | -23.18 | 0.80 | -303.17 | 0.00 |
| β^{20} | 102.08 | 0.21 | 179.67 | 0.05 | -370.24 | 0.00 | -490.31 | 0.00 |
| β^{21} | -26.70 | 0.73 | 225.86 | 0.01 | -338.67 | 0.00 | -495.46 | 0.00 |
| β^{22} | -10.79 | 0.89 | -50.66 | 0.54 | -243.20 | 0.00 | -367.96 | 0.00 |
| β^{23} | -2.43 | 0.97 | 16.93 | 0.83 | -98.09 | 0.20 | -196.59 | 0.03 |
| β_{DE}^{NE} | -0.32 | 0.00 | -0.11 | 0.00 | -0.37 | 0.00 | -0.32 | 0.00 |
| β_{AT}^{NE} | -0.52 | 0.00 | -0.05 | 0.23 | -0.70 | 0.00 | -0.26 | 0.00 |
| β_{FR}^{NE} | -0.30 | 0.00 | -0.14 | 0.00 | -0.27 | 0.00 | -0.44 | 0.00 |
| β_{IT}^{NE} | -0.24 | 0.00 | -0.09 | 0.00 | -0.38 | 0.00 | -0.28 | 0.00 |

C.7.D. Price statistics

Table C.12.: Statistics on German wholesale electricity prices for the different scenarios and sensitivities.

| Germany [EUR/MWh] | | | | | | | | |
|----------------------|-----------------------------|--------|----------|--------------------------------|-----------------------------|--------|----------|--------------------------------|
| Year | Arith- metric average | Median | Variance | Demand- weighted average | Arith- metric average | Median | Variance | Demand- weighted average |
| CRM Policies | | | | EOM | | | | |
| 2020 | 65.27 | 50.72 | 26809.01 | 70.62 | 53.64 | 50.10 | 500.79 | 55.96 |
| 2025 | 68.05 | 60.91 | 477.63 | 70.23 | 67.12 | 59.45 | 447.03 | 69.24 |
| 2030 | 77.91 | 71.45 | 489.18 | 79.84 | 77.39 | 70.85 | 466.50 | 79.35 |
| 2035 | 89.23 | 84.10 | 598.47 | 91.24 | 88.85 | 81.50 | 644.97 | 90.92 |
| 2040 | 99.32 | 96.58 | 4151.57 | 101.94 | 120.75 | 96.78 | 63611.28 | 128.57 |
| 2045 | 103.93 | 95.82 | 3427.83 | 106.45 | 117.42 | 96.71 | 42141.75 | 123.30 |
| 2050 | 111.25 | 103.86 | 14293.12 | 115.06 | 124.54 | 104.37 | 53181.54 | 131.45 |
| DE Strategic reserve | | | | Dry-year sensitivity | | | | |
| 2020 | 55.50 | 50.72 | 2343.51 | 58.26 | 65.33 | 50.72 | 26852.12 | 70.68 |
| 2025 | 67.56 | 59.72 | 445.94 | 69.70 | 67.65 | 59.65 | 468.58 | 69.81 |
| 2030 | 78.02 | 71.85 | 484.95 | 79.94 | 78.21 | 71.85 | 499.56 | 80.17 |
| 2035 | 89.65 | 84.88 | 596.04 | 91.66 | 90.74 | 85.50 | 613.12 | 92.84 |
| 2040 | 97.75 | 94.88 | 1895.05 | 100.01 | 97.62 | 92.77 | 1903.21 | 99.92 |
| 2045 | 101.85 | 95.81 | 1240.32 | 103.98 | 101.85 | 95.43 | 1246.07 | 104.01 |
| 2050 | 109.72 | 105.15 | 7649.51 | 112.93 | 109.62 | 103.63 | 9682.28 | 113.06 |

Table C.13.: Statistics on French wholesale electricity prices for the different scenarios and sensitivities.

| France [EUR/MWh] | | | | | | | | |
|----------------------|----------------------------|--------|----------|--------------------------------|----------------------------|--------|----------|--------------------------------|
| Year | Arith- metic average | Median | Variance | Demand- weighted average | Arith- metic average | Median | Variance | Demand- weighted average |
| CRM Policies | | | | EOM | | | | |
| 2020 | 36.04 | 22.97 | 639.35 | 39.32 | 35.77 | 22.98 | 609.05 | 38.97 |
| 2025 | 45.00 | 25.89 | 1099.55 | 48.92 | 44.80 | 25.89 | 1077.73 | 48.66 |
| 2030 | 68.13 | 69.05 | 991.27 | 70.77 | 67.89 | 68.43 | 969.18 | 70.59 |
| 2035 | 88.47 | 82.06 | 579.54 | 90.72 | 88.34 | 81.13 | 647.07 | 90.79 |
| 2040 | 97.09 | 94.28 | 773.29 | 100.02 | 121.30 | 96.78 | 66440.39 | 136.17 |
| 2045 | 102.09 | 95.43 | 1257.92 | 105.22 | 119.12 | 96.45 | 47796.97 | 130.77 |
| 2050 | 103.44 | 102.91 | 2501.04 | 107.11 | 125.98 | 103.40 | 62725.66 | 140.09 |
| DE Strategic reserve | | | | Dry-year sensitivity | | | | |
| 2020 | 36.07 | 22.97 | 635.26 | 39.34 | 36.26 | 22.93 | 659.99 | 39.60 |
| 2025 | 44.97 | 25.89 | 1082.92 | 48.86 | 45.06 | 25.85 | 1105.30 | 49.00 |
| 2030 | 68.37 | 69.51 | 997.53 | 71.02 | 68.52 | 69.47 | 1014.50 | 71.21 |
| 2035 | 89.04 | 84.56 | 591.71 | 91.35 | 90.04 | 84.88 | 608.24 | 92.36 |
| 2040 | 96.75 | 94.28 | 775.26 | 99.65 | 96.58 | 91.32 | 780.00 | 99.51 |
| 2045 | 100.81 | 95.43 | 1202.06 | 103.78 | 100.77 | 95.41 | 1208.45 | 103.76 |
| 2050 | 103.29 | 103.40 | 2639.76 | 107.01 | 102.46 | 102.62 | 2630.41 | 106.19 |

Table C.14.: Statistics on Swiss wholesale electricity prices for the different scenarios and sensitivities.

| Switzerland [EUR/MWh] | | | | | | | | |
|-----------------------|-----------------------------|--------|----------|--------------------------------|-----------------------------|--------|----------|--------------------------------|
| Year | Arith- metric average | Median | Variance | Demand- weighted average | Arith- metric average | Median | Variance | Demand- weighted average |
| CRM Policies | | | | EOM | | | | |
| 2020 | 60.32 | 50.73 | 15108.03 | 65.15 | 53.41 | 50.72 | 442.70 | 55.45 |
| 2025 | 67.27 | 60.41 | 487.05 | 69.24 | 66.46 | 59.45 | 475.92 | 68.41 |
| 2030 | 77.26 | 71.27 | 524.49 | 78.86 | 76.69 | 70.58 | 503.15 | 78.35 |
| 2035 | 88.98 | 83.46 | 579.05 | 90.78 | 88.66 | 81.35 | 643.30 | 90.60 |
| 2040 | 97.67 | 96.58 | 953.17 | 100.00 | 120.55 | 96.78 | 63629.59 | 131.94 |
| 2045 | 101.98 | 95.67 | 1392.61 | 104.41 | 116.68 | 96.45 | 42232.25 | 125.06 |
| 2050 | 104.79 | 103.40 | 2585.09 | 107.50 | 123.07 | 103.83 | 53331.72 | 132.85 |
| DE Strategic reserve | | | | Dry-year sensitivity | | | | |
| 2020 | 54.48 | 50.73 | 970.48 | 56.89 | 60.34 | 50.73 | 15108.34 | 65.18 |
| 2025 | 66.86 | 59.45 | 467.90 | 68.82 | 66.93 | 59.45 | 485.87 | 68.92 |
| 2030 | 77.40 | 71.84 | 523.64 | 78.99 | 77.59 | 71.57 | 537.10 | 79.21 |
| 2035 | 89.47 | 84.88 | 590.02 | 91.30 | 90.58 | 85.50 | 604.89 | 92.48 |
| 2040 | 97.13 | 94.63 | 860.77 | 99.37 | 97.00 | 92.49 | 866.35 | 99.25 |
| 2045 | 100.72 | 95.43 | 1280.77 | 102.97 | 100.70 | 95.42 | 1286.94 | 102.97 |
| 2050 | 105.23 | 104.85 | 2688.34 | 107.96 | 104.36 | 103.40 | 2669.01 | 107.09 |

Table C.15.: Statistics on Italian wholesale electricity prices for the different scenarios and sensitivities.

| Italy [EUR/MWh] | | | | | | | | |
|----------------------|-----------------------------|--------|----------|--------------------------------|-----------------------------|--------|----------|--------------------------------|
| Year | Arith- metric average | Median | Variance | Demand- weighted average | Arith- metric average | Median | Variance | Demand- weighted average |
| CRM Policies | | | | EOM | | | | |
| 2020 | 56.60 | 52.46 | 329.19 | 59.14 | 56.26 | 52.46 | 308.81 | 58.78 |
| 2025 | 67.63 | 61.56 | 468.47 | 70.32 | 66.92 | 60.06 | 457.73 | 69.60 |
| 2030 | 77.41 | 71.35 | 515.49 | 79.90 | 76.91 | 70.85 | 495.93 | 79.42 |
| 2035 | 88.74 | 82.97 | 572.89 | 91.12 | 88.25 | 81.35 | 568.79 | 90.65 |
| 2040 | 97.10 | 94.28 | 813.56 | 99.66 | 115.13 | 96.78 | 49298.74 | 123.55 |
| 2045 | 99.72 | 95.41 | 1555.10 | 102.48 | 114.02 | 95.81 | 41450.32 | 121.40 |
| 2050 | 102.66 | 103.11 | 2821.22 | 105.69 | 118.69 | 103.11 | 47949.82 | 126.68 |
| DE Strategic reserve | | | | Dry-year sensitivity | | | | |
| 2020 | 56.28 | 52.19 | 322.09 | 58.81 | 56.59 | 52.46 | 341.96 | 59.16 |
| 2025 | 67.30 | 61.26 | 452.48 | 69.96 | 67.37 | 61.18 | 471.01 | 70.06 |
| 2030 | 77.60 | 71.89 | 516.64 | 80.08 | 77.77 | 71.85 | 530.25 | 80.30 |
| 2035 | 89.28 | 84.88 | 585.49 | 91.67 | 90.35 | 85.50 | 601.14 | 92.91 |
| 2040 | 96.78 | 94.28 | 807.27 | 99.30 | 96.65 | 91.76 | 812.94 | 99.19 |
| 2045 | 98.91 | 95.41 | 1479.60 | 101.56 | 98.96 | 95.20 | 1486.41 | 101.66 |
| 2050 | 103.22 | 103.40 | 2893.31 | 106.27 | 102.64 | 103.12 | 2903.55 | 105.76 |

Table C.16.: Statistics on Austrian wholesale electricity prices for the different scenarios and sensitivities.

| Austria [EUR/MWh] | | | | | | | | |
|----------------------|-----------------------------|--------|----------|--------------------------------|-----------------------------|--------|----------|--------------------------------|
| Year | Arith- metric average | Median | Variance | Demand- weighted average | Arith- metric average | Median | Variance | Demand- weighted average |
| CRM Policies | | | | EOM | | | | |
| 2020 | 65.44 | 50.73 | 26804.73 | 71.35 | 53.81 | 50.72 | 500.61 | 56.34 |
| 2025 | 68.06 | 61.04 | 477.61 | 70.42 | 67.13 | 59.45 | 447.14 | 69.42 |
| 2030 | 77.91 | 71.45 | 489.13 | 80.06 | 77.39 | 70.85 | 466.42 | 79.55 |
| 2035 | 89.23 | 84.10 | 598.47 | 91.53 | 88.85 | 81.50 | 644.97 | 91.20 |
| 2040 | 99.32 | 96.58 | 4151.56 | 102.44 | 120.75 | 96.78 | 63611.27 | 129.16 |
| 2045 | 104.00 | 95.82 | 3421.65 | 107.10 | 117.57 | 96.71 | 42123.25 | 123.92 |
| 2050 | 111.56 | 103.92 | 14259.78 | 116.26 | 124.93 | 104.44 | 53129.61 | 132.53 |
| DE Strategic reserve | | | | Dry-year sensitivity | | | | |
| 2020 | 55.67 | 50.73 | 2342.74 | 58.71 | 65.49 | 50.73 | 26847.95 | 71.39 |
| 2025 | 67.57 | 59.72 | 445.94 | 69.88 | 67.66 | 59.65 | 468.58 | 70.00 |
| 2030 | 78.03 | 71.85 | 484.90 | 80.15 | 78.22 | 71.85 | 499.50 | 80.39 |
| 2035 | 89.65 | 84.88 | 596.04 | 91.95 | 90.74 | 85.50 | 613.12 | 93.13 |
| 2040 | 97.75 | 94.88 | 1895.04 | 100.49 | 97.62 | 92.77 | 1903.20 | 100.40 |
| 2045 | 101.90 | 95.81 | 1235.09 | 104.56 | 101.90 | 95.43 | 1240.88 | 104.61 |
| 2050 | 109.93 | 105.15 | 7626.71 | 113.94 | 109.87 | 103.71 | 9656.02 | 114.20 |

D. State or market: Investments in new nuclear power plants in France and their domestic and cross-border effects

Bibliographische Informationen

Florian Zimmermann^a, Dogan Keles^b

^a *Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Hertzstraße 16, 76187 Karlsruhe, Deutschland*

^b *Technical University of Denmark (DTU), Energy System Analysis Section, Gebäude 358, 2800 Kgs. Lyngby, Dänemark*

Überblick

| | |
|---|-----|
| D.1. Introduction | 263 |
| D.2. State of the art | 266 |
| D.3. Agent-based simulation model | 267 |
| D.3.1. Overview of PowerACE | 268 |
| D.3.2. Investments in generation capacity | 269 |
| D.3.3. Capacity remuneration mechanisms | 273 |
| D.4. Results | 273 |
| D.4.1. Research design | 275 |
| D.4.2. Capacity development | 276 |
| D.4.3. Price development | 278 |
| D.4.4. Cross-border impacts | 279 |
| D.4.5. Carbon emissions | 282 |
| D.5. Discussion and limitations | 284 |
| D.5.1. Required investments in nuclear power plants in France | 284 |
| D.5.2. Cross-border effects due to state-driven investments in France | 286 |
| D.5.3. Limitations | 287 |
| D.6. Conclusion and policy implications | 289 |
| References | 293 |
| D.7. Appendix | 299 |
| D.7.A. Modeling capacity remuneration mechanisms | 299 |
| D.7.B. Input data for the simulation model | 301 |

D. State or market: Investments in new nuclear power plants in France

| | |
|---------------------------------------|-----|
| D.7.C. Additional results | 312 |
| D.7.D. Sensitivity analysis | 323 |

Dies ist die akzeptierte Version des Artikels, der in *Energy Policy* 173 (2023) unter <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2023.113403> veröffentlicht ist.

Abstract

France wants to become carbon-neutral by 2050. Renewable energies and nuclear power are expected to make the main contribution to this goal. However, the average age of nuclear power plants is approaching 37 years of operation in 2022, which is likely to lead to increased outages and expensive maintenance. In addition, newer nuclear power plants are flexible to operate and thus compatible with high volatile feed-in from renewables. Nevertheless, it is controversially discussed whether nuclear power plants can still be operated competitively and whether new investments will be made in this technology. Using an agent-based simulation model of the European electricity market, the market impacts of possible nuclear investments are investigated based on two scenarios: a scenario with state-based investments and a scenario with market-based investments. The results of this investigation show that under our assumptions, even with state-based investments, carbon neutrality would not be achieved with the estimated nuclear power plant capacity. Under purely market-based assumptions, large amounts of gas-fired power plants would be installed, which would lead to an increase in France's carbon emissions. State-based investments in nuclear power plants, however, would have a dampening effect on neighboring spot market prices of up to 4.5 % on average.

D.1. Introduction

In France, carbon emissions in the energy sector are low (291 Mt in 2019) compared to other similarly developed countries, such as Germany (663 Mt in 2019) (Eurostat, 2021). A major reason are the 61.3 GW of installed nuclear power capacity in 2020 (International Atomic Energy Agency, 2021), which accounts for a significant share of the country's electricity (70.6 % of the electricity produced in France) and heat production. Nevertheless, carbon emissions will have to fall even further, as France has committed to the climate neutrality target (see French Government, 2017, 2020).

The French government has set energy policy objectives with the *Plan Climat* (French Government, 2017) and the national climate plan (French Government, 2020). For example, carbon emission neutrality is to be achieved across all sectors by 2050. Furthermore, the plan provides that the share of nuclear power in electricity generation is to be reduced to 50 % by 2035 (still maintaining a high proportion of nuclear power plants for electricity generation) (French Government, 2020).

The power plant fleet in France will reach the limits of its technical lifetime in the near future. Coal-fired power plants are already scheduled for decommissioning by 2022. The nuclear reactors are approaching an age of 37 years on average (as of March 2022) and produce electricity without carbon emissions. Figure D.1 shows the nuclear capacity development in France for an assumed technical lifespan of 50 years. The first power plants subject to concrete measures for decommissioning were Fessenheim I and II; both units were shut down mid 2020.

The relatively old power plant fleet causes some challenges. The susceptibility to faults, partly due to the use of non-compliant spare parts and a lack of spare part availability, and the power plant failure rate are increasing in France (Wealer, von Hirschhausen, et al.,

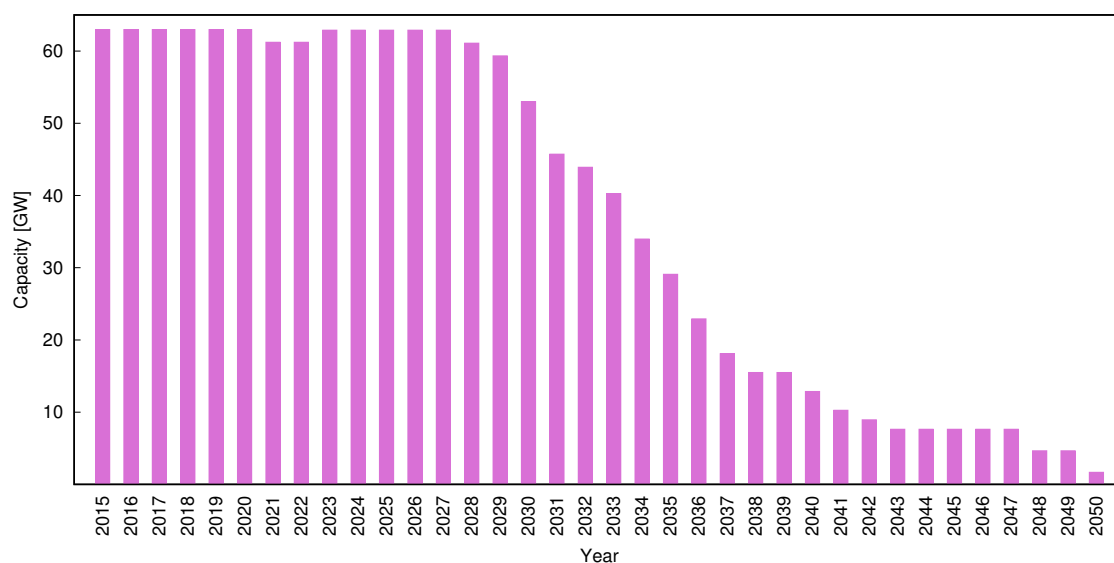


Figure D.1.: Nuclear installations in France and possible shut down with an estimated lifespan of 50 years. Construction year based on S&P Global (2016) and own research.

2021, and Autorité de Sûreté Nucléaire, 2021, p. 297). Due to the units' age, maintenance intensity is expected to continue to increase, which will also raise the costs (Autorité de Sûreté Nucléaire, 2021, p. 297).

Due to the increased integration of intermittent renewable energy sources (RES), such as wind and photovoltaics, higher standards are required for the complementary power plants, especially in terms of flexibility. The Nuclear Energy Agency (2012) states that old nuclear power plants are not suited to provide great flexibility and cannot be operated economically below 50 % of the nominal load over a longer period of time. However, new power plants could be operated much more flexibly. Therefore, the extension of the lifetime of operating nuclear power plants appears not to be a suitable solution in order to support the electricity system with flexibility in the future.

In 2017, the French government took the opportunity to introduce a capacity market in order to, among others, incentivize investments in new flexible power plants and reduce risks for investors in order to stabilize generation adequacy. However, investments in nuclear power plants seem to pose considerable risks in terms of height and completion. These risks are particularly evident in the construction of new power plants in Flamanville, which is currently the only reactor under construction in France, Hinkley Point (United Kingdom), and Olkiluoto (Finland). For example, the expected investments can be almost six times higher (Bloomberg, 2020; World Nuclear News, 2012) than originally planned and there are delays in construction of more than 10 years (TVO, 2008, 2021).

Also, Roques et al. (2006) or Boccard (2014) raise the fundamental question of whether nuclear power plant investments can be economically advantageous in today's market environment. Both see economic challenges in operating nuclear power plants in competition with RES.

Nevertheless, nuclear power plants are an essential pillar of the French energy system

strategy for meeting the target of carbon neutrality (French Government, 2017, 2020). Furthermore, the French government announced plans to build six new nuclear power plants and to extend the technical lifetime of the existing plants as far as possible (Reuters, 2022).

The French government's announcement, together with the challenges and risks identified raise the question of how much the market would contribute to stimulating the necessary investments in order to achieve the goal of carbon neutrality. Research question (RQ) 1 therefore reads as follows: Can the current market design in France trigger the required investments in nuclear power plants or is additional support necessary?

However, decisions on investments in France (either market-based or state-supported) not only affect the domestic market, but can also be expected to generate relevant effects on neighboring countries due to the closely coupled spot electricity markets in central Europe. A market characterized by low-carbon technologies (i.e., nuclear power) that can supply electricity almost independently of the EU emission trading scheme can have an impact on neighboring market areas that are characterized by higher shares of carbon-intensive production technologies (e.g., coal, gas), such as Germany, and thus high spot market prices.

These so-called cross-border effects of different technologies and market regulations on prices or investments in coupled markets have been studied broadly in the literature (see, e.g., Bhagwat, Iychettira, et al., 2014; Bhagwat, Richstein, Chappin, and de Vries, 2016; Bhagwat, Richstein, Chappin, Iychettira, et al., 2017). Some studies focus on European countries, such as Switzerland (Keles, Dehler-Holland, et al., 2020; Zimmermann, Bublitz, et al., 2021), Germany (Annan-Phan and Roques, 2018; Rinne, 2019), or Italy (Bianco and Scarpa, 2018), all of them having large trading capacities of electricity with France. However, there are hardly any studies focusing on the cross-border effects of existing and, particularly, new nuclear investments on the neighboring markets, especially considering the interplay with and strong increase in renewable power in these markets. France serves here as an extraordinary example. Given the impact of non-market-driven investments, the distortions in neighboring markets are of particular interest. RQ 2 therefore reads as follows: What are the spill-over effects resulting from nuclear investments in France on strongly coupled electricity markets in different investment scenarios?

The two research questions will be examined in more detail in this paper. In the next part (Section D.2), we will give a short overview of which scientific studies have already been carried out of the problems pointed out. In the following, we introduce the underlying methodology (Section D.3). In order to answer the questions, this is followed by a detailed presentation of the results (Section D.4) of the scenarios investigated focusing on investments in flexible power plants, price development, cross-border flows, and carbon emissions. Subsequently, Section D.5 discusses the key findings and, moreover, contains a critical analysis of the results and an assessment of the study's limitations. Finally, conclusions will be drawn and policy measures will be derived from the findings (Section D.6).

D.2. State of the art

Basically, there is a large literature on energy system analysis and on investments in new power plants, especially in the context of increasing RES shares to achieve decarbonization targets. For instance, Hainsch et al. (2021) examine different decarbonization pathways for Europe and the implications for the electricity system.

The question of investments in nuclear power plants has been investigated less frequently in the past. For example, a paper on achieving a carbon-free power system in 2035 was prepared for Finland, with the investigation of investments in RES, but with exogenous nuclear scenarios (Koivunen et al., 2020).

Far more questions are being addressed with regard to the decommissioning of nuclear power plants. This development had been accelerated especially after the Fukushima accident. As a result, a number of case studies were produced on the effects of a nuclear phase-out. For example, there are papers for Belgium (de Frutos Cachorro et al., 2019, 2020; Kunsch and Friesewinkel, 2014; Laleman and Albrecht, 2016), Germany (Bruninx et al., 2013), Japan (Hayashi and Hughes, 2013; Komiyama and Fujii, 2015), Switzerland (Pattupara and Kannan, 2016), Sweden (Andersson and Håden, 1997; Kan et al., 2020), or for larger regions, such as North America, Europe, and Japan (Glomsrød et al., 2015). The analytical investigations of the papers are diverse, covering, e.g., generation capacity investments, generation mixes, greenhouse gas emissions, or electricity prices.

Studies examining 100 % RES scenarios (e.g., International Energy Agency and Réseau de Transport d'Électricité, 2021) implicitly assume a nuclear phase-out if previously installed capacity has existed. An overview of different studies regarding 100 % RES in the electricity system can be found in Heard et al. (2017), who are rather skeptical about the economic feasibility of these scenarios. However, Brown et al. (2018) come to a much more optimistic conclusion about the technical and economic feasibility.

Nuclear phase-out scenarios for France have also been studied, for instance, by Malischek and Trüby (2016) highlighting the resulting costs to the national economy. To estimate the need for network expansion, the European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) regularly studies comprehensive policy-related scenarios (e.g., European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2020). These studies are all based on studies of local TSOs. For France, the transmission system operator Réseau de Transport d'Électricité (2021) prepares long-term scenarios with the aim of converting the energy supply into a carbon-neutral system. For this purpose, a total of six scenarios were examined with variation of the shares of solar, wind onshore as well as offshore, and nuclear power. One of these scenarios was completely designed without nuclear capacities, but with 100 % RES in 2050. Other scenarios assume a remaining nuclear capacity of 16-24 GW in 2050. New installations vary from 0-28 GW of installed nuclear capacity in these scenarios. An overview of the assumptions of the nuclear capacity development in different studies can be found in Table D.17 in the Appendix. However, as in Koivunen et al. (2020) for Finland, the focus is not on the economic investments in flexible, especially nuclear power plants, but rather on the technical feasibility and security of supply.

Another approach is to retrofit the existing nuclear fleet in France with the aim of a robustly and cost-optimally determined path proposed by Perrier (2018). Maïzi and Assoumou (2014) investigate investments in France under three different nuclear policy

scenarios (normal shut-down, lifetime extension, retrofit) but without explicit consideration of the coupled neighboring markets.

Shirizadeh and Quirion (2021) examine the cost-optimal electricity mix in France under different carbon price paths including investments in new nuclear capacities. The cost-optimal electricity mix and the security of supply in France were studied by Alimou et al. (2020). However, both studies completely neglect the neighboring countries and the relevant interdependencies. The impact on the security of supply of different penetration rates of RES in France was also studied by Krakowski et al. (2016). Again, the cost-minimal expansion was calculated (i.e., not necessarily the market-driven investments) without the detailed modeling of the neighboring countries.

The studies that do not take into account neighboring countries neglect important effects. The close coupling of markets and the high interconnectivity between France and neighboring countries can lead to significant cross-border effects, which have been investigated in several studies. Theoretical investigations have been carried out by, e.g., Bhagwat, Iychettira, et al. (2014), Bhagwat, Richstein, Chappin, and de Vries (2016), Bhagwat, Richstein, Chappin, Iychettira, et al. (2017), and Lambin and Léautier (2019), or Léautier (2016). In case studies, cross-border effects have been analyzed between the French and Swiss energy markets with a focus on prices (Dehler-Holland et al., 2016; Keles, Dehler-Holland, et al., 2020) or in future scenarios without (Pattupara and Kannan, 2016) and with consideration of CRMs (Zimmermann, Bublitz, et al., 2021). Cross-border effects between Germany and France based on wind generation have been studied by Annan-Phan and Roques (2018). The level of influence of nuclear power plants in France or, in particular, their absence from the market (due to maintenance or outage) on German electricity prices is addressed by (Rinne, 2019). The influences between France and Italy, taking into account different nuclear reactor decommissioning plans, are further explored in Bianco and Scarpa (2018). Glomsrød et al. (2015) examine electricity price changes in neighboring countries due to the German nuclear phase-out.

While most publications highlight a nuclear phase-out and look at the aspects from different perspectives, there is no analysis of the premise of how markets behave with a governmental nuclear policy or a market-driven investment activity. We will study the effects of governmental policy or market-driven investments on the domestic and neighboring markets based on the example of France, as it is an extraordinary case of nuclear power investments together with RES power expansion at the same time.

D.3. Agent-based simulation model

In this section, the methodology based on a power market model for the French electricity market and the neighboring countries is presented. The research questions require an investigation of investment decisions in flexible power plants in the electricity sector with a high degree of technical detail. Therefore, the choice of methodology according to the categorization by Herbst et al. (2012) falls into the area of bottom-up models, which allow a high level of detail, such as different power plant technologies, their respective efficiency, and the detailed demand and renewable generation profiles.

Since the investment decisions are to be investigated under specific market conditions, the optimization models, which are widely used in energy economic research, turn out to be rather unsuitable for dealing with this issue, since they usually formulate tight constraints and determine an optimal set under—mostly—minimum costs.

However, this paper addresses the behavior of investors in liberalized electricity markets with the possibility of stranded investments (not under optimal conditions). This study requires the consideration of possible market failures, for which fundamental optimization models are not suitable. Therefore, we decided to use power market models deploying agent-based simulation. This approach is highly suitable for the investigation of price developments and investment decisions in different market areas (Ventosa et al., 2005).

Subsequently, the agent-based electricity market model PowerACE was extended and applied with a focus on France including capacity markets in the respective market areas.

D.3.1. Overview of PowerACE

The PowerACE model has already been used in other analyses and has been described in detail in, e.g., Bublitz, Renz, et al. (2015), Keles, Bublitz, et al. (2016), Ringler et al. (2017), and Zimmermann, Bublitz, et al. (2021).

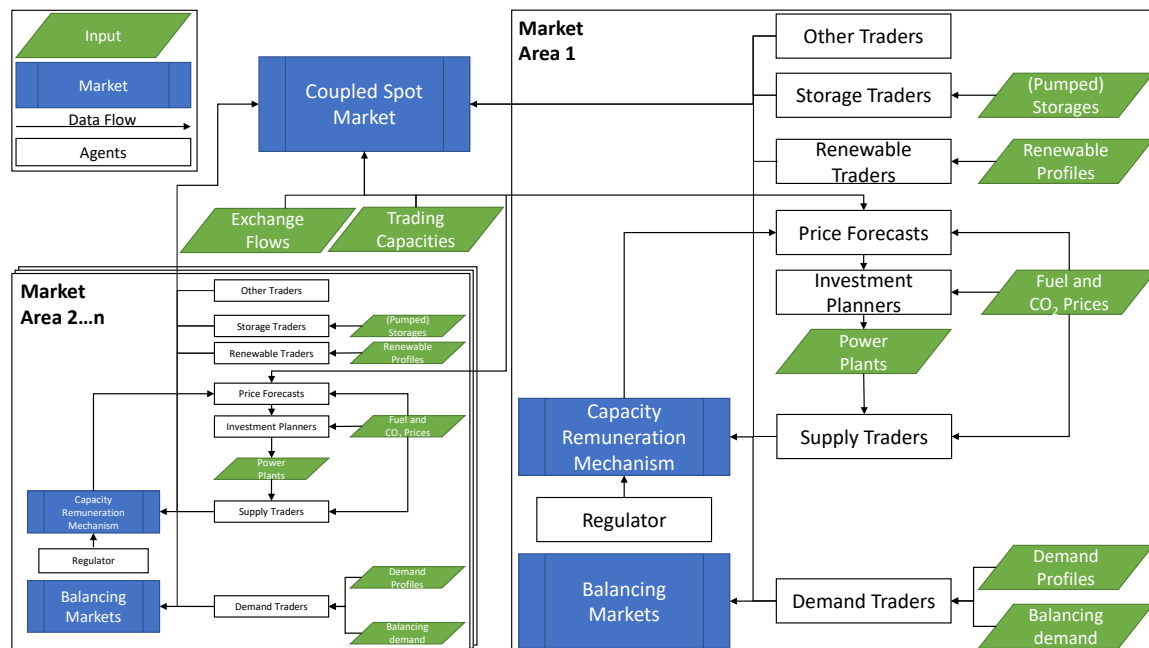


Figure D.2.: Schematic overview of the main parts of the electricity market simulation model PowerACE.

The main difference in the investigation (compared to the above-mentioned studies) is the spatial expansion of the market areas¹. If one market is going to introduce or has

¹ The new version of the model includes the market areas of Austria, Belgium, Czech Republic, Denmark, France, Germany, Great Britain, Italy, Luxembourg, the Netherlands, Poland, Portugal, Spain, and Switzerland.

already implemented a capacity remuneration mechanism (CRM), this is implemented in the model as well.

The model simulates the day-ahead spot market with an hourly resolution including a welfare-maximizing market coupling approach. This optimization is subject to limited net transfer capacities (NTC) between all simulated market areas (based on Ringler et al., 2017).

The bids for the day-ahead market are prepared by different types of agents representing the market participants (depicted in Figure D.2). Thus, for each country, one demand agent exists to procure the complete hourly electricity demand of all sectors. One agent offers the total supply of RES to the market. Several agents represent power plant operators that offer power plants to the market mainly based on variable costs, i.e., fuel and carbon prices, the techno-economic parameters of the power plants, and a mark-up to cover fixed costs and investment expenditures. There are also agents for pumped storage or battery storage that create load-balancing hourly bids for charging and discharging (or pumping and turbinning).

Main input data are hourly renewable energy production profiles, conventional power plants (including their techno-economic characteristics), hourly electricity demand, yearly net transfer capacities, start-up costs, fuel prices and prices for carbon emission certificates. The implementation of the French CRM is described in more detail in D.7.A, as well as the implementation of hydropower specifics (especially for Switzerland) is described in more detail in Zimmermann, Bublitz, et al. (2021).

D.3.2. Investments in generation capacity

Conventional power plants are decommissioned due to age or based on the countries' nuclear or coal phase-out strategies (e.g., Germany). This results in a need for new capacities. Therefore, supply agents evaluate the feasibility of investing in new flexible power plants within the selected time horizon in each simulated year. Investment options j are exogenously specified using techno-economic data on their efficiency, construction time, capital expenditures I_0 , annual fixed costs c^{fix} , and fuel-independent variable costs c^{var} . Investment decisions are based on a net present value (NPV) calculation (Equation D.1, based on Zimmermann, Bublitz, et al. (2021)) for each market area a using expected future cash flows from various market segments and the capital as well as fixed costs c^{fix} . Potential cash flows of the power plants can arise both from selling electricity on spot markets and participating in CRMs, depending on the respective market area configuration.

The cash flows from the sale of electricity are calculated using a model-endogenous electricity price forecast p^{prog} for the respective wholesale spot markets. Since the last available endogenous spot market prices of the model do not account for all information, such as a model-exogenous expansion of RES, future electricity demands, NTC development, rising fuel and carbon prices, or even power plant decommissioning, model-endogenous price forecast p^{prog} similar to the spot market simulation module is performed to estimate future development from the model's decision time point of view. This imperfect foresight shall provide for realistic decisions (with over- or under-investments). In addition, estimated revenues from the CRMs CF^{CRM} are also included in the calculation of the NPV.

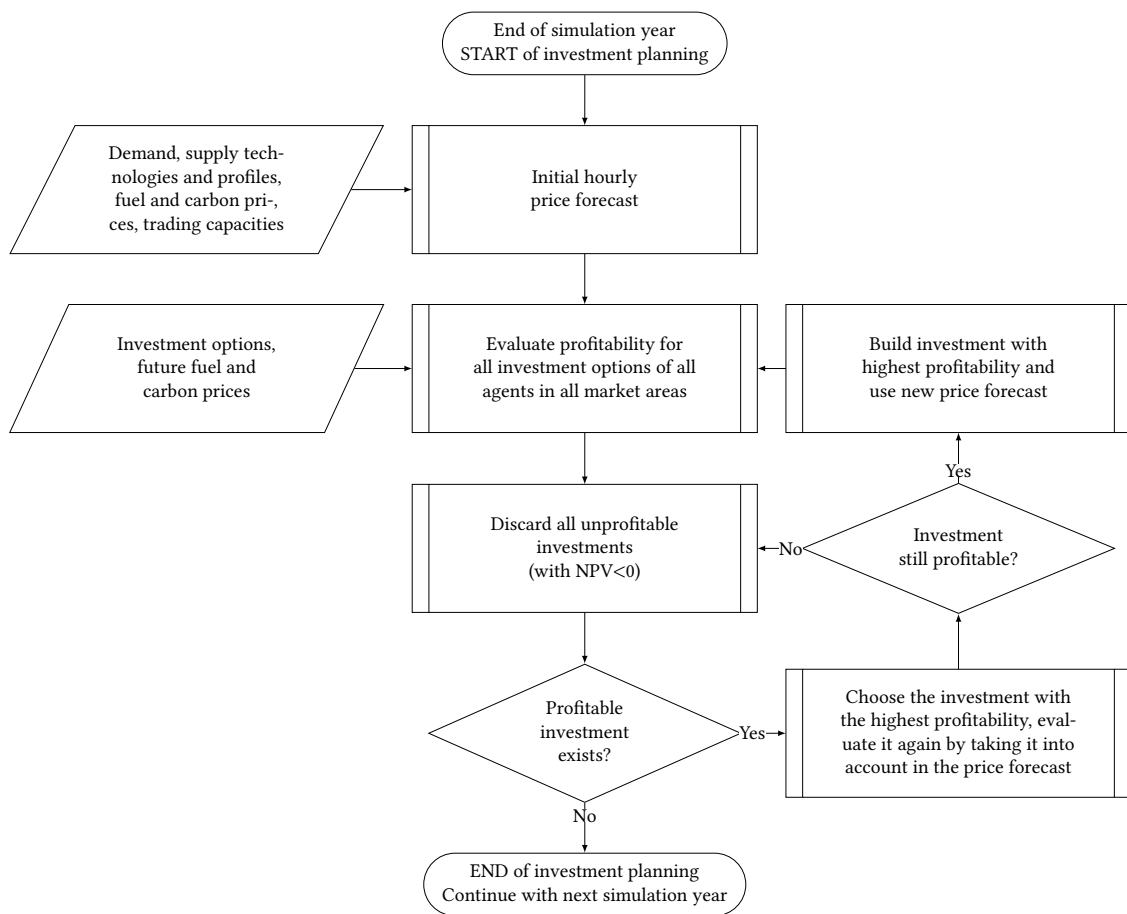


Figure D.3.: Simplified schematic process overview of investment planning in PowerACE.

All investment options j are evaluated over all market areas using the NPV method (Equation D.1) considering interest rate i throughout half of the technical lifetime n or a maximum of up to 20 years.

$$\text{NPV}_{j,a} = -I_{0,j} + \sum_{t=1}^{n_j} \frac{CF_{t,a,j}^{\text{CRM}} - c_{t,j}^{\text{fix}} + \sum_{h=1}^{8760} \max\{p_{h,t,a}^{\text{prog}} - c_{h,t,j}^{\text{var}}, 0\}}{(1+i)^t} \quad \forall j, a \quad (\text{D.1})$$

Once a specific NPV has been determined for each power plant option in each market area (based on the data previously described), the option with the highest positive NPV is invested in. An additional price forecast is calculated, which takes into account the power plant to be invested in, and the NPV is determined again. If the NPV is still positive, the investment is made in this option in the corresponding market area. The additional price forecast is intended to prevent the power plant from cannibalizing its own positive cash flows. This procedure is repeated until no investment option with a positive NPV exists for the year under consideration in any market area (Figure D.3). (Zimmermann, Bublitz, et al., 2021)

In the European context, electricity market coupling plays an important role that can lead to cross-border effects. These effects can have a strong impact on market prices and therefore also substantially affect the profitability of investments in a liberalized market environment.

In order to take cross-border effects into account and to consider interdependencies between different market areas, the electricity price forecast deploys a similar methodology as the spot market simulation. The following optimization problem based on Ringler et al. (2017) (described in Equations D.2-D.6) is carried out annually when evaluating new power plant investments. However, some simplifications are made in order to save computing time. The optimization problem is solved every two years for each hour h of the year to receive the hourly price forecast for each market area m :

Target function:

$$\max_h : \sum_{m \in M} \left[\left(\sum_{d \in D_{m,h}} p_d \cdot Q_d \cdot q_d \right) - \left(\sum_{s \in S_{m,h}} p_s \cdot Q_s \cdot q_s \right) \right] \quad \forall h \in H \quad (\text{D.2})$$

subject to:

$$0 \leq q_s \leq 1 \quad \forall s \in S_{m,h} \quad \forall m \in M \quad \forall h \in H \quad (\text{D.3})$$

$$0 \leq q_d \leq 1 \quad \forall d \in D_{m,h} \quad \forall m \in M \quad \forall h \in H \quad (\text{D.4})$$

$$\begin{aligned} & \sum_{d \in D_{m,h}} (Q_d \cdot q_d) + \sum_{in \in M'_{m,h}} (E_{m \rightarrow in}) \\ = & \sum_{s \in S_{m,h}} (Q_s \cdot q_s) + \sum_{out \in M'_{m,h}} (E_{out \rightarrow m}) \end{aligned} \quad \forall m \in M \quad \forall h \in H \quad (D.5)$$

$$0 \leq E_{out \rightarrow in,h} \leq E_{out \rightarrow in,h}^{max} \quad \forall out, in \in M \quad \forall h \in H \quad (D.6)$$

where

Decision variables

q : Acceptance rate

$E_{out \rightarrow in}$: Exchange flow from market area out to market area in

Parameters

p : Bid price

Q : Bid volume

$E_{out \rightarrow in}^{max}$: Maximum exchange flow from market area out to market area in

Indices

h : Considered hour

d : Demand bid

s : Supply bid

m : Market area

out : Exporting market area

in : Importing market area

Sets

M : Simulated market areas (remain constant over the whole simulation)

M'_m : Market areas connected to market areas m

D_m : Demand bids of market area m

S_m : Supply bids of market area m

H : Hours of the price forecast time horizon

The price forecast is calculated for a maximum of 10 years in the future, as otherwise, the uncertainties would be in unfavorable imbalance with the additional calculation time.

When the end of the period under consideration is reached, the values are constantly extrapolated. During the price simulation, the development of the installed power plant capacities (investments and decommissioning) is considered up to 5 years into the future in order to neither overestimate nor underestimate future capacity requirements.

The variable costs, however, will be adjusted even after these 5 years based on the fuel and carbon price scenario. In addition, the hourly average of the startup costs and the realized mark-up per market area are added to the variable costs. Finally, to reduce the complexity of the model, a new price time series is calculated for every two years in the future. For the years not considered, the following year's forecast is used for the NPV calculations in order not to be subject to a conservative expansion of the power plants.

D.3.3. Capacity remuneration mechanisms

Market designs in countries are subject to ongoing changes and adjustments, often against the backdrop of improving RES integration. To ensure long-term generation adequacy (e.g., Bublitz, Keles, et al., 2019), some countries have implemented CRMs. Due to the strong focus of the study on investment in flexible power plant options, CRMs need to be adequately modeled, as payments from CRMs can make a significant contribution to covering and refinancing the capital and fixed costs of power plants. The agent-based simulation model considers strategic reserves (SR) as well as decentralized and centralized CRMs, which are described in detail in D.7.A or by Zimmermann, Bublitz, et al. (2021) and Keles, Bublitz, et al. (2016).

Figure D.4 provides an overview of the corresponding modeled CRM types in the modeled countries. France has already implemented a decentralized capacity market. Poland, Great Britain, and Italy (Bublitz, Keles, et al., 2019), and from 2025 Belgium (Elia Group, 2021) have installed a centralized capacity mechanism. In Belgium until 2024 and in Germany, a SR is applied. All other countries consider an energy-only market over the entire runtime. This is particularly relevant for Spain and Portugal, as CRMs (for incentivizing investments) have been abolished or postponed in these countries. Therefore, CRMs in these countries are neglected in this study (ACER and CEER, 2021; Bublitz, Keles, et al., 2019).

D.4. Results

The research design is described in Section D.4.1 and the main results of the study are presented in Section D.4². In Section D.5, a discussion of the most important results is presented.

² Under Zimmermann and Keles (2022), the data of the results presented and additional results are available.

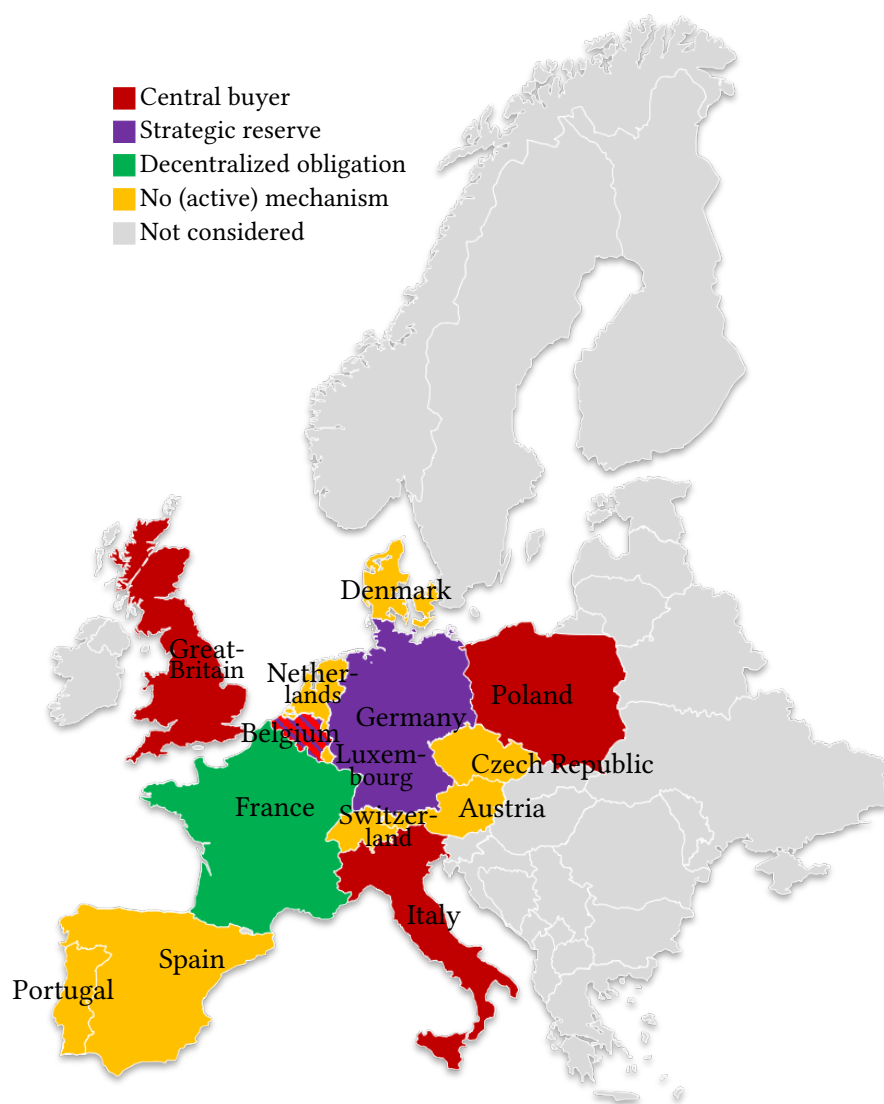


Figure D.4.: Simulated market areas based on ACER and CEER (2021), Bublitz, Keles, et al. (2019), and Elia Group (2021).

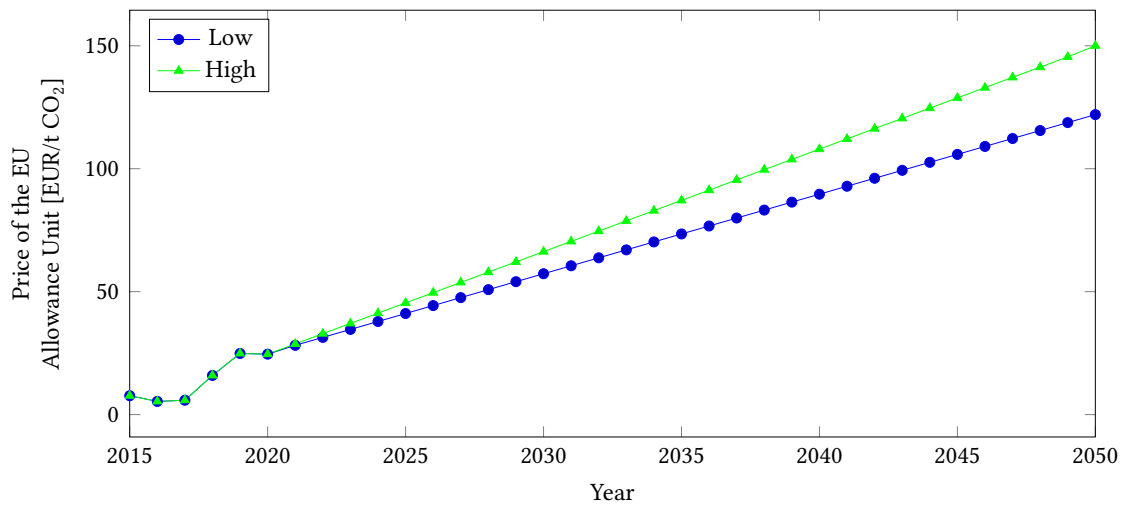


Figure D.5.: Exploratory development of the carbon price paths. Historically, it is based on the average of the EEX prices until 2019. The prices are linearly interpolated between the historical prices in 2019 and 2050 to the target value of European Network of Transmission System Operators for Electricity (2020) (122 EUR/t_{CO₂}) as carbon Low. The High sensitivity is analogously linearly interpolated to the target value of 150 EUR/t_{CO₂}.

D.4.1. Research design

The model provides detailed results regarding the long-term development of power plant capacity until 2050 (including the underlying decisions, which take into account the respective national market design), and their impact on electricity wholesale prices, particularly in France. Furthermore, cross-border flows, based on the market coupling results, are examined in order to analyze impacts on the neighboring countries resulting from the investments in the different investigated scenarios. Finally, the effects on greenhouse gas emissions are investigated.

We analyze two (exploratory) main scenarios: the first scenario triggers economically driven model-endogenous investments (Market Scenario) and scenario two assumes politically driven or supported model-exogenous investments in nuclear power plants in France (Policy Scenario)³. In addition, two sensitivities of carbon certificate price developments (Low and High, shown in Figure D.5) are examined with respect to each scenario in order to evaluate the effects of carbon price developments on the results. Basically, the applied PowerACE model allows investments in nuclear power plants in all markets that have installed capacities so far and have not announced any phase-out plans. In this study, these are the Czech Republic, France, Great Britain, and the Netherlands. Furthermore, investments in gas-fired power plants are allowed in all market areas, which according to the so-called EU taxonomy, allows financing via sustainable financial products (Europäische Kommission, 2022) but also complies with the French legislature (French Republic,

³ The exogenous nuclear capacity assumption for the Policy Scenario is shown in Table D.17.

Table D.1.: Overview of the main data and sources used in all scenarios.

| Input data type | Resolution | Sources |
|------------------------------------|-----------------------------------|--|
| Conventional power plants | Plant/unit level | Based on S&P Global (2016), completed by own assumptions, e.g., regarding the coal phase-out |
| Fuel and carbon prices | Yearly | European Network of Transmission System Operators for Electricity (2020) |
| Investment options | Yearly | Schröder et al. (2013) |
| Trading capacity | Yearly | See Table D.18, D.19, and D.20 |
| Electricity demand and RES feed-in | Hourly aggregated per market area | European Network of Transmission System Operators for Electricity (2020) |

2019). The main input data used in this study are shown in Table D.1 and described in detail in Appendix D.7.B.

D.4.2. Capacity development

The increase on the entire RES capacities in all of the modeled countries (from 462 GW in 2020 to 1130 GW in 2050) strongly increases the total power plant capacity across all scenarios (illustrated in Figure D.6).

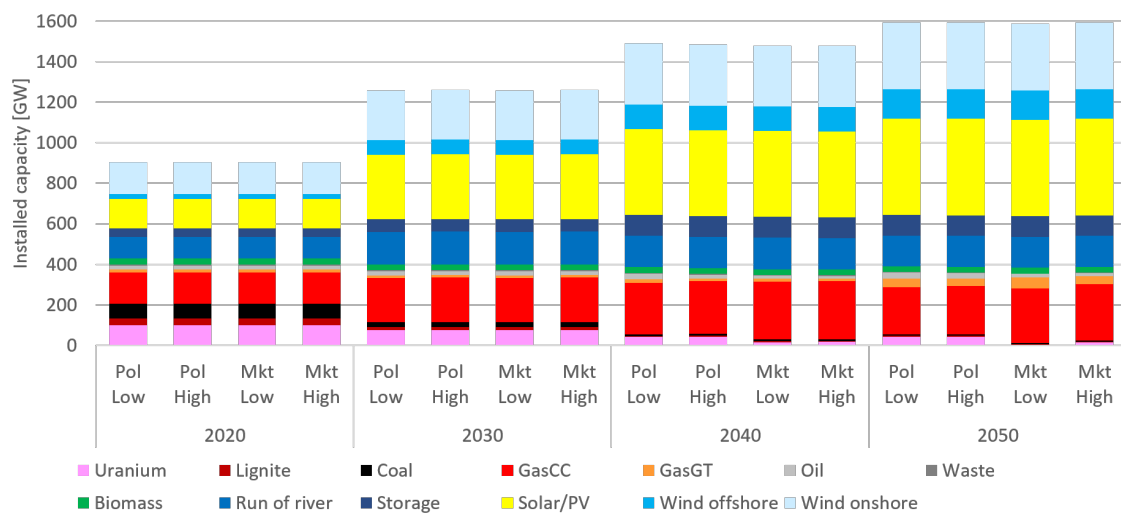


Figure D.6.: Simulated capacity development by generation type inclusive flexible and RES power plant capacities of all considered market areas for the Policy Scenario (Pol) and the Market Scenario (Mkt) as well as Low and High carbon price path

However, since the RES capacities are exogenous, no model-endogenous changes will be considered⁴.

In the 2030s, many nuclear capacities are decommissioned due to their age (based on the assumed technical lifetime⁵) and thus large differences in the development of the flexible power plants' capacities appear in the developed scenarios. The nuclear capacity in the entire modeled area, thereby, decreases from 101 GW in 2020 to less than 4 GW in 2050 in the Market Low Scenario. Therefore, investments in gas-fired power plants (both combined-cycle gas turbines (CCGT) and open-cycle gas turbines (OCGT)) replace the major part of the decommissioned power plants. The results show a similar level of aggregated total capacity, independently of the scenario.⁶

The power generation capacity in France including RES, shown in Figure D.7, increases from about 143 GW in 2020 to 288 GW by 2050. In the Policy Scenario, the capacity fluctuations are very small compared to those in the Market Scenario. In particular, around 2040, many nuclear power plants are rapidly decommissioned (due to technical lifetime assumptions). There is, depending on the sensitivity, a capacity gap between the scenarios of up to 10 GW (in 2040). Only in 2050, all scenarios are on par and the difference between the scenarios is less than 80 MW in France caused by the CRM.

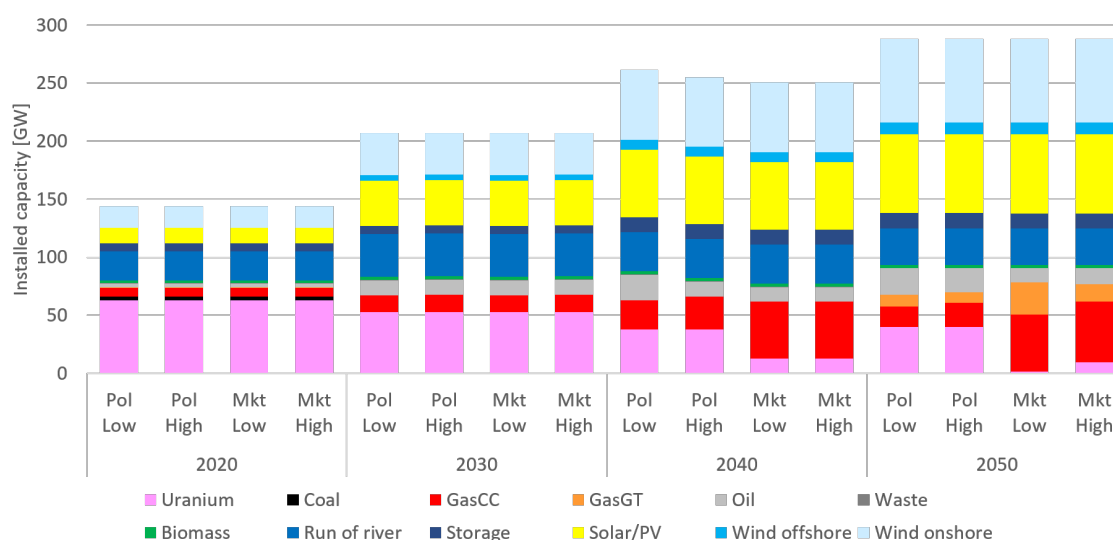


Figure D.7.: Simulated total capacity development by flexible and RES generation types in France for the Policy Scenario (Pol) and the Market Scenario (Mkt) as well as Low and High carbon price path

The scenarios differ considerably with regard to nuclear power plants in France. The capacity in the Policy Scenario is up to 38 GW higher than in the Market Scenario. 23

⁴ In order to highlight the differences more clearly, Figure D.13 in the Appendix shows the development of the flexible power plants only.

⁵ In our scenarios, technical lifetimes for nuclear power plants are assumed to be 50 years, coal 45 years, gas turbines between 30-50 years, depending on type, and oil between 45-50 years. Values are based on the input data, which is provided in Table D.1.

⁶ Refinancing of late-stage power plant investments is not always possible during the simulation period.

nuclear power units of 1.7 GW are added to the market (total 38.5 GW) in the Policy Scenario. The first unit is commissioned in 2033, the last one in 2050. In total, 14 nuclear units are newly installed in the 2030s. However, even at high carbon prices, no additional investments are made in nuclear power plants in the Policy Scenario in France.

In the Market Scenario with the high carbon price development, investments in nuclear reach 8 GW in 2050, while in the Low development, there are no new investments in nuclear power plants in France. Hence, a higher carbon price path provides additional incentives for France to invest in nuclear power plants.⁷

D.4.3. Price development

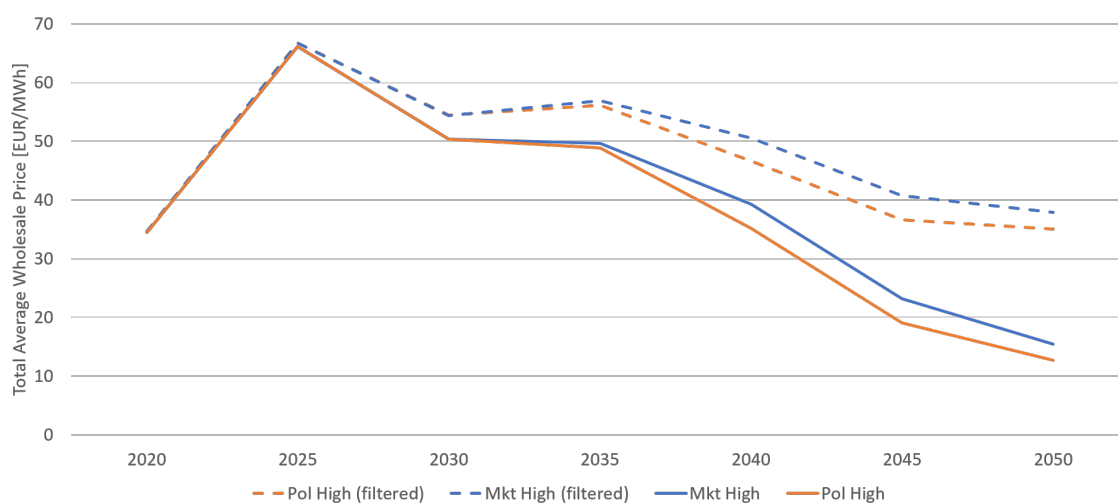


Figure D.8.: Unweighted annual average wholesale spot market prices for France and the neighboring market areas for the Policy Scenario (Pol) and the Market Scenario (Mkt) in the High sensitivity; the lines depict average prices for the scenarios. The dashed lines show the average prices for the different scenarios when the negative prices are filtered out and set to zero. The year 2020 shows historical values based on European Network of Transmission System Operators for Electricity (2022b). None of the prices take into account levies for Grid, RES, or CRM.

A relevant indicator for evaluating the impact of investments in generation capacity are spot market prices for wholesale electricity⁸ shown in Figure D.8⁹. These prices do not take into account costs for RES, CRMs, or other levies. In particular, RES will need to be dispatched in a different way than in 2022. Basically, the spot market prices increase

⁷ Overall, only France and the Czech Republic invest in new plant and will have nuclear power plant capacity left by 2050. Hinkley Point C is neglected. No major impact on our studies is expected in the case of neglect due to the small share of nuclear in the total capacity in Great Britain.

⁸ Wholesale markets contribute only a part to the refinancing of investments, another part is contributed by CRMs (when introduced).

⁹ Figure D.11 shows the Low sensitivity

on average in all considered countries by more than 30 EUR/MWh from 2020's historical values and reach their peak in 2025. Afterward, the prices continuously decrease until 2050. The price decline is mainly due to the increasing installed RES capacity, which bids on the wholesale market with negative prices. The graph also shows the effect of negative prices on the average price. Negative prices result from an excess of generation over demand in combination with must-run conditions of flexible power plants (e.g., by providing balancing energy). Assuming that the negative prices are set to zero, this results in a higher average price in each scenario, which is shown as dashed lines in the graph. Thus, prices would be about 22 EUR/MWh higher across all scenarios and sensitivities in 2050.

In the box plots, Figure D.9 shows that the average wholesale spot market prices for France and the neighboring countries are lower in the sensitivities of the Policy Scenario¹⁰. Basically, the prices seem to be synchronized in large parts, which is due to the market coupling and the further expansion of trading capacities. Once the exogenous (policy-driven) investments are added to the French market (from 2035), this leads to the lowest average prices in 2050 compared to the respective sensitivities of the Market investment scenario due to the independence of the nuclear power plants from the rising carbon certificate prices. In the comparison between the scenarios, the Policy Scenario shows a noticeably lower variation, especially in France in 2050. Moreover, the figure shows that the average of the annual spot market prices in France also corresponds to the trend across all neighboring market areas. This might imply that France has a major impact on prices in surrounding market areas and could even have an impact on large parts of Europe.¹¹

Figure D.10 compares the development of annual spot market prices in France¹². Over the entire period, the lowest average prices occur in the Policy Low Scenario at the height of 36.39 EUR/MWh on average and thus barely 2.50 EUR/MWh below the price of the Market Low Scenario in the period between 2020-2050. The highest prices can be found in the High Market investment scenario with an average of 40.72 EUR/MWh. Average spot market prices in the Policy Scenario are about 2.50 EUR/MWh (6 %) lower than in the Market Scenario.¹³

D.4.4. Cross-border impacts

The development of the French nuclear installations has an evident impact on the energy systems of the neighbors of France. The summed cross-border flows with France and the neighboring countries can be found in Table D.2. Overall, France's trade volume increases. With the exception of Italy, the trade volumes increase by at least 45 % to almost 190 % due to the expansion of transmission lines between markets. France was a net exporter (44.2 TWh) of electricity in 2020 and remains so regardless of the scenario. By 2030, the exchange flows of the sensitivities differ only slightly, but not those of the scenarios.

¹⁰ The Appendix contains the corresponding graph in Figure D.12 for the Low carbon price path with the similar result.

¹¹ The assumption of a priority feed-in of RES together with must-run conditions for the reserve supply leads to negative prices.

¹² The average prices for France and neighboring market areas can be found in Appendix D.7.C.2

¹³ The revenues of each type of power plants are shown in Appendix D.7.C.4 for France.

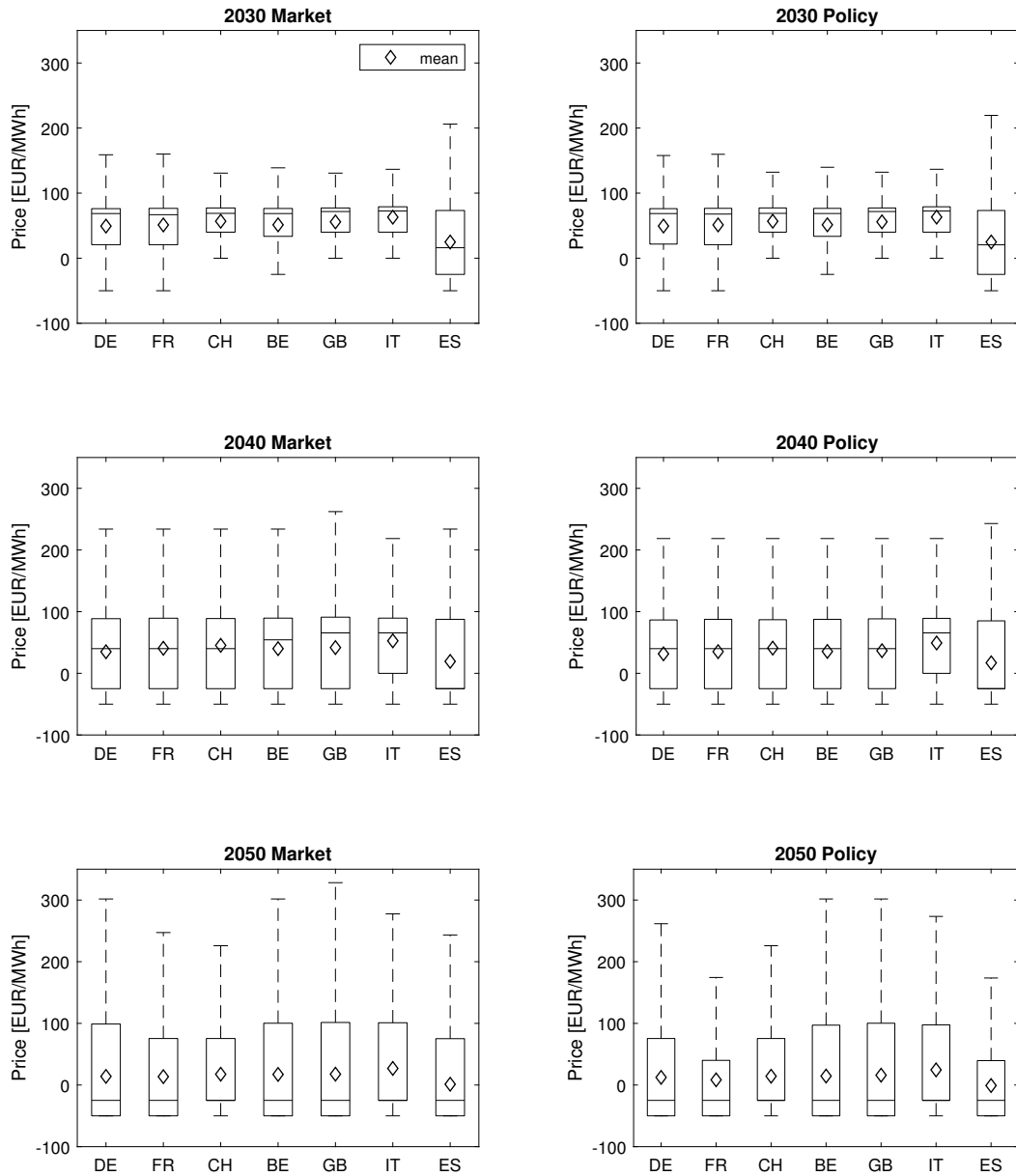


Figure D.9.: Box plots of wholesale prices between 2030 and 2050 for all market areas surrounding France for the Policy Scenario (Pol) and the Market Scenario (Mkt) in the High sensitivity; for a better visualization, the outliers are not shown. The average is indicated as diamond. None of the prices take into account levies for Grid, RES, or CRM.

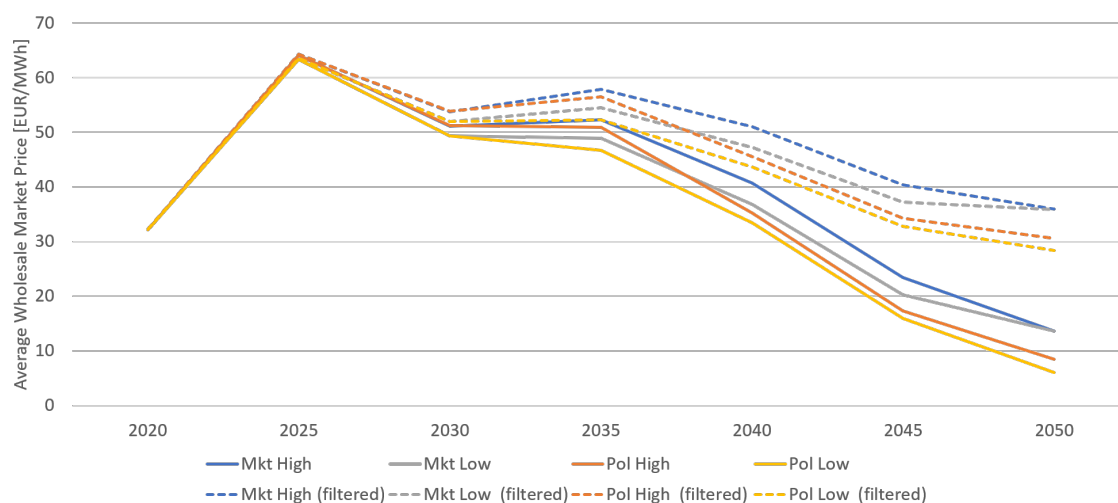


Figure D.10.: Average wholesale prices between 2020 and 2050 in France for the Policy Scenario (Pol) and the Market Scenario (Mkt) as well as Low and High carbon price path; the lines depict average prices for the scenarios. The dashed lines show the average prices for the different scenarios when the negative prices are filtered out and set to zero. The year 2020 shows historical values based on European Network of Transmission System Operators for Electricity (2022b). None of the prices into account levies for Grid, RES, or CRM.

Table D.2.: Yearly accumulated net export flows of France; historical value for 2020 based on European Network of Transmission System Operators for Electricity (2022b), commercial flows.

| [TWh] | High | | Low | |
|-------|--------|--------|--------|--------|
| | Market | Policy | Market | Policy |
| 2020 | 44.2 | 44.2 | 44.2 | 44.2 |
| 2025 | 77.7 | 77.7 | 78.2 | 78.3 |
| 2030 | 57.6 | 57.7 | 58.4 | 58.3 |
| 2035 | 6.8 | 16.7 | 4.8 | 13.7 |
| 2040 | 6.8 | 25.7 | 5.0 | 27.1 |
| 2045 | 17.1 | 34.3 | 16.5 | 38.3 |
| 2050 | 29.5 | 41.7 | 27.6 | 42.1 |

Despite the fact that France remains a net exporter in all cases and all simulated years, the flow volumes change from 2035 onward: With policy-driven investments, imports of electricity are considerably lower than in the case of market-based investments. In transfer years, i.e., in 2035 and 2040, when age-related decommissionings of nuclear power plant units in France proceed, France imports a large amount of electricity from Germany and Spain (accompanied by the lowest net exports surplus in France), which is clearly visible in 2040.

For the countries to which France is a net exporter, such as Switzerland, these exports are notably higher in the Policy Scenario, especially in the years 2035-2045. Switzerland and Italy thus remain net importers in all cases examined. Italy is highly import-dependent and imports up to 12 times more electricity from neighboring markets than it exports (Table D.21). Italy's self-sufficiency increases due to an expansion of RES, and less electricity needs to be imported into Italy. Belgium supplies France in 2035 in the Market Scenario, but at high carbon prices less, at low carbon prices more. Spain changes from (net) importer of French electricity to exporter to France due to a high future RES capacity assumed. Great Britain also reduces its import dependence on France through RES additions. In the medium term, Germany changes from a net exporter to an importer from France. Flow direction changes, however, when the nuclear power plants in France are shut down. Therefore, in the Market Scenario, Germany exports up to 2 TWh per annum more to France than in the Policy Scenario.

Looking at the prices of the neighboring market areas of France, it could be observed that the Policy Scenario leads to a market price reduction on average in Germany of 1.31 EUR/MWh (-3.5 %), in Belgium of 1.71 EUR/MWh (-4.2 %), in Switzerland of 1.76 EUR/MWh (-4 %), in Spain of 1.08 EUR/MWh (-4.5 %), in Great Britain of 1.57 EUR/MWh (-3.6 %), and in Italy of 1.42 EUR/MWh (-2.7 %).

The correlation of the hourly simulated prices of the market areas neighboring France is shown in Table D.3 for the Policy Low Scenario¹⁴. Initially, the correlation in 2020 (real historical values) is highest. Afterward, all scenarios show a decreasing correlation compared to the year 2020 with an interim peak in 2040. For all directly (adjacent) coupled markets, the correlation increases with the highest value until 2040 (i.e., as long as trading capacities are still being expanded). With constant 2040 trade capacities and the increasing RES, the overall correlation decreases slightly.

D.4.5. Carbon emissions

Table D.4 shows the summed changes in carbon emissions for all simulated market areas. It is important to note that the modeling of carbon emissions is exploratory. They do not follow a preset target, but are driven by the applied carbon price path and the corresponding decisions of the market participants. All scenarios are compared to the same value (i.e., the emission level in the respective country in 2020). In all scenarios, carbon emissions of the electricity sector are reduced by more than half by 2050 compared to 2020. With higher carbon prices, the emissions are in sum lower. However, at higher carbon prices, the model cannot invest in additional renewable power plants, but only in flexible power plants

¹⁴ All other scenarios are compiled in Appendix D.7.C.2.

Table D.3.: Correlation coefficient between hourly market prices of the neighboring market areas of France in the year shown based on the Policy Low Scenario. 2020 values based on historical day-ahead auction market prices taken from European Network of Transmission System Operators for Electricity (2022b).

| Correlation coefficient | | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|--------------------------------|----|--------------|--------------|--------------|--------------|
| CH | FR | 0.94 | 0.91 | 0.93 | 0.91 |
| CH | DE | 0.85 | 0.87 | 0.91 | 0.85 |
| FR | DE | 0.88 | 0.93 | 0.89 | 0.78 |
| CH | IT | 0.90 | 0.85 | 0.86 | 0.79 |
| FR | IT | 0.87 | 0.76 | 0.79 | 0.76 |
| DE | IT | 0.76 | 0.73 | 0.75 | 0.65 |
| FR | ES | 0.78 | 0.53 | 0.66 | 0.60 |
| FR | BE | 0.94 | 0.96 | 0.94 | 0.91 |
| CH | BE | 0.91 | 0.90 | 0.92 | 0.90 |
| CH | ES | 0.77 | 0.48 | 0.59 | 0.51 |
| DE | ES | 0.63 | 0.46 | 0.53 | 0.33 |
| DE | BE | 0.90 | 0.96 | 0.93 | 0.85 |
| ES | BE | 0.71 | 0.49 | 0.58 | 0.49 |
| IT | BE | 0.83 | 0.75 | 0.76 | 0.70 |
| IT | ES | 0.76 | 0.46 | 0.56 | 0.52 |
| GB | FR | 0.76 | 0.90 | 0.90 | 0.84 |
| GB | ES | 0.58 | 0.43 | 0.54 | 0.42 |
| GB | DE | 0.67 | 0.88 | 0.88 | 0.79 |
| GB | CH | 0.73 | 0.82 | 0.86 | 0.81 |
| GB | IT | 0.70 | 0.67 | 0.71 | 0.62 |
| GB | BE | 0.76 | 0.91 | 0.95 | 0.92 |
| Sum | | 16.62 | 15.66 | 16.45 | 14.96 |

or, as the only carbon-neutral investment option, nuclear power plants. Therefore, the differences between the sensitivities are relatively small with regard to carbon emissions.

Table D.4.: Change in cumulated carbon emissions in all simulated market areas compared to 2020's emissions for the different scenarios and sensitivities; differences are indicated between the scenarios for the same carbon sensitivity.

| 2020 =1 | Market | | Policy | | Difference | Difference |
|------------|--------|------|--------|------|------------|------------|
| | Low | High | Low | High | High [%] | Low [%] |
| 2020 | 1.00 | 1.00 | 1.00 | 1.00 | 0 | 0 |
| 2025 | 0.92 | 0.90 | 0.92 | 0.90 | 0 | 0 |
| 2030 | 0.63 | 0.61 | 0.64 | 0.61 | 0 | 0 |
| 2035 | 0.59 | 0.58 | 0.56 | 0.55 | -5 | -5 |
| 2040 | 0.53 | 0.52 | 0.46 | 0.45 | -14 | -13 |
| 2045 | 0.47 | 0.46 | 0.39 | 0.39 | -16 | -14 |
| 2050 | 0.42 | 0.39 | 0.34 | 0.34 | -18 | -12 |

In the Policy Scenario, total emissions in France are between 66 and 67 % lower than in the Market Scenario over the 2020-2050 period (see Table D.5). The differences between the sensitivities of the Policy Scenario are very small: In 2050, emissions of both sensitivities are almost equal.

Since only few carbon-neutral power plants are added in the Market Scenario, and old nuclear plants are decommissioned, emissions of the French electricity sector increase 6 times over those of 2020 in this scenario. Even with the more ambitious carbon price paths, emissions increase in the Market Scenario so that in 2050 clear differences between the sensitivities are recognizable at a very high level. The Policy Scenario emits up to 87 % less carbon emissions in 2050 than the Market Scenario in France. In the Policy Scenario, carbon emissions almost double in the years from 2030 to 2035.¹⁵

D.5. Discussion and limitations

In the following sections, we intensively discuss the two research questions and the limitations of the study.

D.5.1. Required investments in nuclear power plants in France

In France, the structure of the power plant fleet changes substantially between the scenarios considered. In the Policy case, permanently high nuclear capacities are installed, while in the Market case, nuclear capacities decrease sharply in the years after 2030. Within 10 years, more than half of the installed capacity would be decommissioned without investing in an additional nuclear power plant during that time. Only at the end of the simulation period, a few investments in nuclear power plants occur in the Market Scenario and the

¹⁵ Further results can be found in Appendix D.7.D.

Table D.5.: Change in cumulated carbon emissions in France compared to 2020's emissions for the different scenarios and sensitivities; differences are indicated between the scenarios for the same carbon sensitivity.

| 2020 =1 | Market | | Policy | | Difference | Difference |
|------------|--------|------|--------|------|------------|------------|
| | Low | High | Low | High | Low [%] | High [%] |
| 2020 | 1.00 | 1.00 | 1.00 | 1.00 | 0 | 0 |
| 2025 | 1.11 | 1.10 | 1.11 | 1.09 | 0 | -1 |
| 2030 | 1.10 | 1.05 | 1.09 | 1.05 | -1 | 0 |
| 2035 | 3.62 | 3.74 | 1.80 | 1.92 | -50 | -49 |
| 2040 | 6.01 | 6.12 | 1.27 | 1.26 | -79 | -79 |
| 2045 | 5.83 | 5.84 | 1.02 | 0.91 | -83 | -84 |
| 2050 | 5.81 | 4.53 | 0.77 | 0.78 | -87 | -83 |

High sensitivity case. Therefore, a stable capacity level of nuclear power plants seems to be possible only via government investment incentives in France¹⁶.

A higher carbon price path stimulates more nuclear investments. However, this does not apply to both scenarios. While in the Policy Scenario, there are no differences between the carbon price paths with regard to investments in nuclear power plants (43.6 GW in 2050), differences are visible in the Market Scenario: In the High sensitivity, up to 14.8 GW of nuclear power plants will be installed in 2050 in the countries investigated, while in the Low sensitivity only about a quarter (3.6 GW) will be installed. New large nuclear power units can be installed due to legislation of the (French Republic, 2019). Furthermore, Krall et al. (2022) show that, i.e., Small Modular Reactors produce by a factor of 2 to 30 higher volumes more nuclear waste compared to large reactors. Hence, large-scale deployment of these small reactors seems questionable under the fact that no final repository for nuclear waste has been found in France yet.

Throughout all scenarios, the resulting generation gaps are generally compensated for by substantial gas investments. Also Maïzi and Assoumou (2014) show that investments are mainly made in fossil-fired power plants without the specification of a carbon reduction target, but only applying rising carbon prices.

Our results show that the higher the carbon price path is assumed, the lower the total investment in gas-fired power plants in 2050. However, a carbon price in 2050 of 150 EUR/tCO₂ does not seem to be sufficient to decarbonize the electricity system totally. This contrasts with the findings by Shirizadeh and Quirion (2021), which consider different carbon price scenarios and claim that at 100 EUR/tCO₂ the energy sector would become nearly carbon-neutral. They also observe that the availability of new nuclear power plants would be far less important to achieve carbon neutrality, which could not be shown in our study for France. However, we have not endogenously considered RES and storage expansion. Despite this, our results are in line with Shirizadeh and Quirion (2021) who state that government support for investment in new nuclear power plants is

¹⁶ Under the assumed conditions, the market will clearly miss the nuclear capacity targets shown in French Government (2017)

probably unavoidable, as the competitiveness of nuclear power in the liberalized market is questionable, and is consistent with Kan et al. (2020), who reached a similar conclusion for Sweden. Further, the focus of this study is not on the number but on the total capacity and the provision of secure power, for which gas-fired power plants are representative of the cheapest secure generation capacity to be built. Whether large or small units of nuclear power are added will not change our findings. Solely the total capacity of nuclear is relevant for our conclusions.

Overall, it can be stated that the answer to RQ1 "Can the current market design in France trigger the required investments in nuclear power plants or is additional support necessary?" on the basis of the results presented allows only one conclusion. Under the assumptions made, it is very doubtful whether, without additional government intervention, the goal of generating 50 % of electricity in France (according to French Government, 2018) from nuclear power plants in 2035 and following could be achieved (assuming there is no lifetime extension of nuclear power plants). These doubts are confirmed by Wealer, Bauer, et al. (2021). Even in the policy-driven scenario, the installed nuclear capacities are not sufficient to close the remaining quantities. Additional gas-fired power plants are necessary to cover the complete demand in France, especially during peak load hours.

The investigation does not intend to answer how the state support for nuclear power plants could be designed. Support based on CRMs is possible and already considered in line with the version that has already been introduced in France. However, we could not find any indication that proves that the introduced CRMs are sufficient to incentivize nuclear investments rather than investments in other generation technologies.

With regard to carbon emissions, there are major differences between the scenarios. As soon as new nuclear capacity is added, carbon emissions decrease considerably in the Policy Scenario compared to the Market Scenario. Maïzi and Assoumou (2014) obtain similar findings.

On the contrary, in the Market Scenario, almost completely gas-fired power plants are added. The carbon emissions of the power sector strongly increase in France in all of the investigated scenarios as RES are not yet sufficient to cover large parts of the electricity generation. In 2040, they are over 6 times higher than in 2020, even in the High carbon price sensitivity. Even in the Policy Scenario, carbon emissions almost double between 2030 and 2035, which is why an extension of the lifetime of some power plants could be considered temporarily until the RES share is high enough. The results confirm the findings by Kunsch and Friesewinkel (2014), who found for Belgium that a rapid phase-out of nuclear generation primarily benefits fossil fuels and leads to undesirable disadvantages in terms of carbon emissions. Therefore, in France, the carbon neutrality target in the electricity sector will not be met, regardless of the investigated scenarios.

D.5.2. Cross-border effects due to state-driven investments in France

The second research question focuses on the cross-border effects in strongly coupled electricity markets. Overall, in all considered countries, spot market prices decrease. High nuclear capacities (i.e., Policy Scenario) have a lowering effect on the electricity prices of neighboring market areas (Figure D.9). Therefore, cross-border effects are observed in

neighboring market areas. At high carbon prices, nuclear power plants have an additional price dampening effect, with the exception of Germany.

The price effects have also an impact on the cross-border flows, since electricity flows usually from the lower-priced to the higher-priced market area until the trading capacity is saturated or the price between the market areas is balanced (e.g., Zimmermann, Bublitz, et al., 2021). The trading capacity that allows exchanges between countries is assumed to increase over time (see Tables D.18, D.19, and D.20). Therefore, flows across market borders and, consequently, the total electricity exchange volume as well as the net export/import of France with neighboring countries increase, in some cases, to almost double the value compared to 2020. Overall, France is and remains a net exporter of electricity but the volume decreases. However, in the Market investment scenario, substantially more electricity is imported to France than in the Policy Scenario (see Table D.2). Neighboring countries with high RES capacity can be self-supplying to a higher degree (i.e., Italy) or even become net exporters of electricity to France (i.e., Spain).

Due to higher exchanges between market areas, cross-border effects (i.e., prices, cross-border flows) increase, particularly between direct (neighboring) coupled markets. However, the effects of the scenarios on the correlation can be well analyzed between the years 2040 and 2050, since there is no expansion of trading capacity, only an expansion of RES and flexible power plants. Overall, the correlation between all countries decreases between these years independent of the scenario. Therefore, effects originating from a single market area on other markets seem to decrease (shown in Table D.3 and in Appendix D.7.C.2). The effect may vary due to different levels of RES addition. The dominant RES technology in a market area may play a role: For example, in Spain, solar PV generation is considerably higher compared to Germany or the UK, where wind generation is increasing strongly. In both cases, correlation between these countries shrinks. The offset of the solar feed-in peak, which occurs due to different sunrises and sunsets in the market areas, can further affect correlations due to high shares of solar/PV in 2050.

Additionally, the carbon price and the continued reliance on fossil fuels, along with high trading capacities, lead to high correlations of prices particularly between directly coupled areas. Due to higher nuclear generation in France in the Policy Scenario, directly coupled markets also show a higher sum of correlations across all years than in the Market Scenario.

D.5.3. Limitations

Despite the careful modeling, our work has some important limitations that should be briefly mentioned here. For analyses that are conducted in the future, and especially for studies that extend to the year 2050, some assumptions are required that are subject to uncertainties, but are essential for such a scenario analysis. Therefore, a commonly accepted scenario framework of the European Transmission System Operators (European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2020) was used as the main input source for this study, and partly, own assumptions were made. The own assumptions were, as far as possible, supported with historical data, such as European Network of Transmission System Operators for Electricity (2022b) or Eurostat (2020), in order to derive estimations for the future (i.e., RES feed-in or demand time series). Some data are not

available for each year until the end of the simulation, so necessary values are inter- or extrapolated.

Since there is no model-derived RES addition in our approach, no adjustments of RES capacity due to scarcity prices on the spot market could be carried out. We also consider only one weather year. Furthermore, the assumed technologies of RES or flexible power plants are subject to a development that can only be predicted to a limited extent. Future work could address a model-endogenous expansion of RES, which might change the share of RES in production and, therefore, carbon emissions. However, in terms of the necessary highly flexible capacity and the need for renewal of nuclear investments in France, this might play a minor role and rather reduce investment incentives due to the merit order effect. Other investment obstacles could lead to problems, such as construction delays of more than ten years for nuclear power plants, as mentioned in the introduction Section D.1, are neglected for the scenarios. In the Policy Scenario, a delay is not explicitly considered because the premise is to maintain the national target of about 50 % nuclear power generation (French Government, 2018), and this target is exogenously specified (Table D.17). The commissioning of the power plants in our scenarios is scheduled for 2033 at the earliest, which would still allow almost ten years of construction (in 2022). Moreover, it can be assumed that in the event of delays, existing power plants will be given longer lifetimes where possible. In the market scenario, the issue of construction delay is not explicitly considered. However, on the one hand, since there are very few new installations in this scenario and also only towards the end of the simulation period, there would theoretically still be time to undertake investments well in advance. On the other hand, delays in construction time strengthen our conclusion that investments in nuclear power plants can only be driven by government intervention or other mechanisms since delays in construction time imply additional risks and thus further hinder market-driven investments.

The inner-country electricity grid was neglected, except for the interconnection capacities between market areas based on the assumption of European Network of Transmission System Operators for Electricity (2020), which implicitly considers a domestic grid expansion.

The assumed construction of gas-fired power plants remains questionable against the background of the decarbonization of the entire electricity system. For carbon neutrality, CO₂ would have to be captured. However, particularly new gas power plants would be able to combust hydrogen or use synthetic gases, which makes power plants carbon-free in the case of the use of green hydrogen.

Another important role is hydropower, which could not be considered in detail due to the underlying complexity (i.e., cascade structures). In some market areas, hydro reservoir power plants have been considered static based on historical production. This approach is sufficient for the scope of this study, as the contribution of reservoirs on the investment decisions examined is rather small for most of the analyzed market areas. Therefore, hydro reservoirs are modeled only for Switzerland with larger details, where the contribution to domestic generation adequacy is the highest. Therefore, the key findings of the results of this paper are not negatively affected by this.

Regarding the geographical resolution, all neighboring market areas of France were modeled, which is the main subject of this study. However, since not all countries connected

to the ENTSO-E transmission grid have been modeled, some smaller effects caused by other countries cannot fully be accounted for in the results.

D.6. Conclusion and policy implications

This exploratory study shows whether investments in nuclear power plants are incentivized by the market (this includes both revenues on the spot market and on the CRM) or investments are only made with political support and assessed against the background of the government's carbon-neutral targets. Based on the results of the study, implications for political action can be derived.

In 2017, the French government set energy policy targets to achieve carbon neutrality in 2050. The French government expressed concrete plans for a nuclear power plant investment program using public financing to build at least six new nuclear power plants. (Reuters, 2019, 2022; Wakim, 2019).

From a systemic perspective, such a program sounds favorable. Our results show that, without government support, the necessary amount of generation capacity to cover demand seems to be installed (mainly driven by the CRM), but decarbonization targets would be difficult to achieve if substantial nuclear capacity was decommissioned due to aging (see Figure D.1). However, there are substantial doubts regarding the profitability of the state-supported investments. Essentially, the nuclear plants generate revenues from the spot market and cover only a comparatively small share of CRM. At some point, emissions for the electricity sector in France would heavily increase when nuclear power plants were fully replaced by gas-fired power plants using preferably fossil fuels. In the scenario with market-based investments, an increase in emissions in France's electricity sector occurs to the greatest extent, with up to 87 % (in 2050) compared to a policy-driven scenario or even up to six times more emissions compared to 2020 levels. Consequently, mainly gas-fueled power plants are likely to benefit from the Market Scenario.

However, even in the scenario with policy-driven nuclear investments, emissions would increase to almost double the 2020 level in the mid-term. Such a temporary increase could be prevented if more carbon-neutral energy will be supported by the French government or gas-fired power plants can be fully fired with green (carbon-neutral/free) gases, especially from 2030 onwards (which would even lead to complete decarbonization in the end), but both can be doubted at such an early stage. Additionally, the sensitivity analyses show that with substantially higher RES generation volumes, the temporary increase in emissions can be mitigated, and, especially in the European context, considerably lower emission volumes can be achieved. As a result, the differences in emissions across France and neighboring market areas between the scenarios are notably reduced. Our results regarding market-driven investments in nuclear power are robust, which means that only in the state-supported scenario we obtain essentially large amounts of new investments in nuclear power in France.

The scenario with market-based investment decisions shows that sheer private economic decisions do not support any substantial investments in nuclear power plants. Only with high carbon certificate prices, as assumed towards 2050, a few market-driven investments in nuclear capacities are carried out. But the results show further that even

the nuclear investments in the Policy Scenario do not seem to be sufficient to achieve full decarbonization since other technologies are still needed (e.g., peaking plants) to fully meet the demand in France. In this scenario, emissions in France would fall to around three quarters and in all considered market areas to more than one-third in 2050 of the 2020 value. In summary, the current market design does not help to incentivize sufficient nuclear capacity, and additional support (e.g., from the government¹⁷) would be necessary for France. Otherwise, carbon neutrality is difficult to achieve.

Nevertheless, cross-border effects were observed to occur in all scenarios to various extents: In a policy-driven investment scenario, average spot market prices are lower in France and neighboring countries compared to a market-driven investment scenario. The larger capacity of nuclear power plants thus has a dampening effect on electricity prices and the neighboring countries also benefit from this. In all of the market areas investigated, spot market prices develop very similarly due to market coupling. All scenarios and sensitivities continue to show the strong dependence of spot market prices for electricity on the carbon price in all market areas. As a result of the increase in trading capacities caused by the expansion of interconnection lines, cross-border effects originating from a single market area decrease even though the total effect might be growing.

The total exchange volumes between France and its neighbors will almost double during the simulation period, and France will remain a net exporter in all scenarios. However, in particular, in the market-driven investment scenario, France's electricity export surplus will decrease considerably once a large amount of nuclear capacity is removed from the market. Regarding neighboring countries, Spain will become a large net exporter to France in the future due to its high installed RES capacity. At the same time, Italy will be less dependent on imports from France.

In terms of policy measure improvements, the adopted scenario from the European Network of Transmission System Operators for Electricity (2020) seems far from sufficient to achieve the carbon targets. Therefore, further investments should be made in carbon-neutral power plants, e.g., nuclear, geothermal, or biomass, as these can be options to achieve the goal. In order to replace the requested amount of nuclear power plant capacity, this means that the French government will have to launch a public support program. In addition to the scenarios assumed in this paper, however, further investments in nuclear power plants, substantial lifetime extensions of existing power plants (i.e., >50 years, which is considered by the French government (Reuters, 2022)), or decarbonization measures are needed to achieve the (EU and French) target of net zero emissions in 2050.

But power plant investments should also be accompanied by other measures. For example, further expansion of RES (as shown in the sensitivities with substantially more RES generation) and storage capacity, demand flexibility, conversion of oil and gas turbines

¹⁷ Alternatively, the French government could try to incentivize investments, e.g., via a targeted capacity mechanism/payment, a tender for nuclear capacity, fixed feed-in tariffs, or contracts for differences. Targeted capacity payments or tenders for nuclear capacity could be used for dedicated incentivization. Furthermore, similar to RES feed-in tariffs, a fixed feed-in tariff could also be introduced for nuclear capacity. Contracts for differences would also be a suitable instrument to guarantee a fixed feed-in tariff and, at the same time, to cap the costs of the mechanism by allowing profits at higher market prices to be captured. However, all these options would have to be verified regarding their compatibility with European law, as, e.g., technology neutrality would not be guaranteed.

and the underlying infrastructure to carbon-neutral fuels, or carbon capture and storage can be further (additional) measures to achieve carbon neutrality.

Further increasing carbon certificate prices could also contribute to some extent to the reduction of carbon emissions, as shown in Section D.4.5. However, the results show that the share of RES seems to have a higher influence on the carbon reduction than the final price of the carbon certificates (A higher carbon price might, in turn, incentivize more RES, which is not investigated in this study.).

Another measure might be the expansion of transmission grids and interconnection capacities, which ensures higher trading capacities between market areas. Furthermore, as the trading capacity increases, spot market prices converge more, but the interdependence of markets decreases from 2040 to 2050 due to increased RES expansion while the trading capacity remains equal. An intensive exchange of electricity between markets, particularly in scarcity situations, can also have a positive impact on generation adequacy and can stabilize or even increase the level.

Finally, this study provides an up-to-date overview of the impacts of incentives-based investments in new power plant capacity, especially in nuclear power, in western Europe in the current political framework. However, the study does not claim to be a comprehensive work of the topic. Following on from this paper, investigations could address generation adequacy, corresponding levels of required investment incentives, and other investment support. In particular, the question of additional support could be investigated in combination with the state-driven investment scenario. In addition, storage and demand flexibility (by using, e.g., electrolyzers for the production of green hydrogen and fuels or e-mobility) are other important flexibilities in order to lower peak demand, which would be beneficial to analyze.

In order to switch to green fuels, a regulatory phase-out pathway of fossil methane may be an option, for example, with an increasing addition of green hydrogen, e-methane, or bio-methane in the gas system.

For the identification of more comprehensive political measures, the modeling framework could be extended to the Scandinavian countries in order to be able to consider the geographical conditions regarding (pumped) storage (potentials) and hydrogen production there. Generally, the full integration of hydrogen, both supply and demand side, and other flexibility options could provide additional insights. Despite the improvements and limitations highlighted in some places in this paper, this paper provides many useful findings and contributes to an increase in insights.

Data availability

Parts of the data used are available at <http://dx.doi.org/10.5445/IR/1000152294>.

References

- ACER and CEER (2021). *Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2019: Electricity Wholesale Markets Volume*. URL: https://nra.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Market%20Monitoring%20Report%202019%20-%20Electricity%20Wholesale%20Markets%20Volume.pdf.
- Alimou, Y., N. Maïzi, J.-Y. Bourmaud, and M. Li (2020). “Assessing the security of electricity supply through multi-scale modeling: The TIMES-ANTARES linking approach”. In: *Applied Energy* 279, p. 115717. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.115717.
- Andersson, B. and E. Hådén (1997). “Power production and the price of electricity: an analysis of a phase-out of Swedish nuclear power”. In: *Energy Policy* 25.13, pp. 1051–1064. DOI: 10.1016/S0301-4215(97)00085-2.
- Annan-Phan, S. and F. A. Roques (2018). “Market Integration and Wind Generation: An Empirical Analysis of the Impact of Wind Generation on Cross-Border Power Prices”. In: *The Energy Journal* 39.3. ISSN: 01956574. DOI: 10.5547/01956574.39.3.spha.
- Autorité de Sûreté Nucléaire (2021). *ASN Report: on the state of nuclear safety and radiation protection in France in 2020*. URL: <https://www.french-nuclear-safety.fr/Information/Publications/ASN-s-annual-reports/ASN-Report-on-the-state-of-nuclear-safety-and-%20radiation-protection-in-France-in-2020>.
- Bhagwat, P. C., K. K. Iychettira, and L. J. de Vries (2014). “Cross-border effects of capacity mechanisms”. In: *2014 11th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. IEEE, pp. 1–5. ISBN: 978-1-4799-6095-8. DOI: 10.1109/EEM.2014.6861269.
- Bhagwat, P. C., J. C. Richstein, E. J. Chappin, and L. J. de Vries (2016). “The effectiveness of a strategic reserve in the presence of a high portfolio share of renewable energy sources”. In: *Utilities Policy* 39, pp. 13–28. ISSN: 09571787. DOI: 10.1016/j.jup.2016.01.006.
- Bhagwat, P. C., J. C. Richstein, E. J. Chappin, K. K. Iychettira, and L. J. de Vries (2017). “Cross-border effects of capacity mechanisms in interconnected power systems”. In: *Utilities Policy* 46, pp. 33–47. ISSN: 09571787. DOI: 10.1016/j.jup.2017.03.005.
- Bianco, V. and F. Scarpa (2018). “Impact of the phase out of French nuclear reactors on the Italian power sector”. In: *Energy* 150, pp. 722–734. ISSN: 03605442. DOI: 10.1016/j.energy.2018.03.017.
- Bloomberg (2020). *EDF’s Ability to Make Nuclear Power Affordable Still in Doubt*. URL: <https://www.bloomberqint.com/business/edf-s-ability-to-make-nuclear-power-affordable-still-in-doubt>.
- Boccard, N. (2014). “The cost of nuclear electricity: France after Fukushima”. In: *Energy Policy* 66, pp. 450–461. DOI: 10.1016/j.enpol.2013.11.037.
- Brown, T. W., T. Bischof-Niemz, K. Blok, C. Breyer, H. Lund, and B. V. Mathiesen (2018). “Response to ‘Burden of proof: A comprehensive review of the feasibility of 100% renewable-electricity systems’”. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 92, pp. 834–847. ISSN: 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2018.04.113.
- Bruninx, K., D. Madzharov, E. Delarue, and W. D’haeseleer (2013). “Impact of the German nuclear phase-out on Europe’s electricity generation—A comprehensive study”. In: *Energy Policy* 60, pp. 251–261. DOI: 10.1016/j.enpol.2013.05.026.

-
- Bublitz, A., D. Keles, F. Zimmermann, C. Fraunholz, and W. Fichtner (2019). “A survey on electricity market design: Insights from theory and real-world implementations of capacity remuneration mechanisms”. In: *Energy Economics* 80, pp. 1059–1078. ISSN: 01409883. DOI: 10.1016/j.eneco.2019.01.030.
- Bublitz, A., L. Renz, D. Keles, M. Genoese, and W. Fichtner (2015). “An assessment of the newly proposed strategic reserve in Germany”. In: *2015 12th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. IEEE, pp. 1–5. ISBN: 978-1-4673-6692-2. DOI: 10.1109/EEM.2015.7216660.
- Bundesamt für Energie (2018). *Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz*. URL: http://www.bfe.admin.ch/themen/00490/00491/index.html?lang=en&dossier_id=01049.
- Bundesamt für Energie (2020). *Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2020*. URL: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/elektrizitaetsstatistik.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWWRtaW4uY2gvZGUvcHVibGljYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvMTA1MjA=.html>.
- Cramton, P. and S. E. Stoft (2005). “A Capacity Market that Makes Sense”. In: *The Electricity Journal* 18.7, pp. 43–54. ISSN: 10406190. DOI: 10.1016/j.tej.2005.07.003.
- De Frutos Cachorro, J., G. Willeghems, and J. Buysse (2019). “Strategic investment decisions under the nuclear power debate in Belgium”. In: *Resource and Energy Economics* 57, pp. 156–184. ISSN: 09287655. DOI: 10.1016/j.reseneeco.2019.04.006.
- De Frutos Cachorro, J., G. Willeghems, and J. Buysse (2020). “Exploring investment potential in a context of nuclear phase-out uncertainty: Perfect vs. imperfect electricity markets”. In: *Energy Policy* 144, p. 111640. DOI: 10.1016/j.enpol.2020.111640.
- Dehler-Holland, J., F. Zimmermann, D. Keles, and W. Fichtner (2016). “Der Einfluss der Nachbarländer auf den Schweizer Strommarkt”. In: *Proceedings des 14. Symposium Energieinnovationen, 10.02. - 12.02.2016, Graz, Austria*. DOI: 10.5445/IR/1000052978.
- Elia Group (2021). *Elia Product Sheet Capacity Remuneration Mechanism*. URL: https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/electricity-market-and-system%E2%80%90document-library/adequacy%E2%80%90capacity-remuneration-mechanism/20210603_elia_crm-product-sheet_en.pdf.
- Europäische Kommission (2022). *Commission Delegated Regulation (EU) /... amending Delegated Regulation (EU) 2021/2139 as regards economic activities in certain energy sectors and Delegated Regulation (EU) 2021/2178 as regards specific public disclosures for those economic activities: C/2022/0631 final*. URL: [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=PI_COM:C\(2022\)631](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=PI_COM:C(2022)631).
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (2018). *Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2018*. URL: <https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/Scenarios%20Data%20Sets/Input%20Data.xlsx>.
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (2020). *Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2020*. URL: <https://www.entsoe.eu/wp-content/uploads/2020/06/TYNDP-2020-Scenario-Datafile.xlsx.zip>.
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (2022a). *Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2022: Update April 2022*. URL: https://2022.entsoe.eu/wp-content/uploads/2022/04/220310_Updated_Electricity_Modelling_Results.xlsx.

- European Network of Transmission System Operators for Electricity (2022b). *Transparency Platform*. URL: <https://transparency.entsoe.eu/>.
- Eurostat (2020). *Energy statistics - quantities [nrg_quant]*.
- Eurostat (2021). *Greenhouse gas emissions by source sector [env_air_gge]*.
- French Government (2017). *Plan Climat*. URL: https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/2017.07.06%20-%20Plan%20Climat_0.pdf.
- French Government (2018). *Programmation pluriannuelle de l'énergie: quelle ambition ? Le Gouvernement a présenté, le 27 novembre 2018, la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). Il ne s'agit pas d'une loi mais de la présentation de la trajectoire des 10 prochaines années en matière de politique de l'énergie, et donc de transition écologique*. URL: <https://www.gouvernement.fr/programmation-pluriannuelle-de-l-energie-quelle-ambition>.
- French Government (2020). *Integrated National Energy and Climate Plan for France*. URL: https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/documents/fr_final_necp_main_en.pdf.
- French Republic (2019). *Décret no 2019-1467 du 26 décembre 2019 instaurant un plafond d'émission de gaz à effet de serre pour les installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles*.
- German TSOs (2019). *Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2030 (Version 2019): Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*. URL: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/%C3%9CNB-Entwurf_Szenariorahmen_2030_V2019.pdf.
- Glomsrød, S., T. Wei, T. Mideksa, and B. H. Samset (2015). "Energy market impacts of nuclear power phase-out policies". In: *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change* 20.8, pp. 1511–1527. ISSN: 1381-2386. DOI: 10.1007/s11027-014-9558-3.
- Hainsch, K., T. Burandt, K. Löffler, C. Kemfert, P.-Y. Oei, and C. von Hirschhausen (2021). "Emission Pathways Towards a Low-Carbon Energy System for Europe: A Model-Based Analysis of Decarbonization Scenarios". In: *The Energy Journal* 42.01. ISSN: 01956574. DOI: 10.5547/01956574.42.5.khai.
- Hayashi, M. and L. Hughes (2013). "The policy responses to the Fukushima nuclear accident and their effect on Japanese energy security". In: *Energy Policy* 59, pp. 86–101. DOI: 10.1016/j.enpol.2012.08.059.
- Heard, B. P., B. W. Brook, T. Wigley, and C. J. Bradshaw (2017). "Burden of proof: A comprehensive review of the feasibility of 100% renewable-electricity systems". In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 76, pp. 1122–1133. ISSN: 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2017.03.114.
- Herbst, A., F. Toro, F. Reitze, and E. Jochem (2012). "Introduction to Energy Systems Modelling". In: *Swiss Journal of Economics and Statistics* 148.2, pp. 111–135. DOI: 10.1007/BF03399363.
- International Atomic Energy Agency (2021). *Power Reactor Information System*. URL: <https://pris.iaea.org/pris/>.
- International Energy Agency and Réseau de Transport d'Electricité (2021). *Conditions and Requirements for the Technical Feasibility of a Power System with a High Share of Renewables in France Towards 2050*. URL: https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-01/RTE-AIE_rapport%20complet%20ENR%20horizon%202050_EN.pdf.

-
- ISO New England Inc. (2014). *Introduction to New England's Forward Capacity Market*. URL: <https://www.iso-ne.com/static-assets/documents/2014/08/iso101-t4-mkt-fcm.pdf>.
- Kan, X., F. Hedenus, and L. Reichenberg (2020). "The cost of a future low-carbon electricity system without nuclear power – the case of Sweden". In: *Energy* 195, p. 117015. ISSN: 03605442. DOI: 10.1016/j.energy.2020.117015.
- Keles, D., A. Bublitz, F. Zimmermann, M. Genoese, and W. Fichtner (2016). "Analysis of design options for the electricity market: The German case". In: *Applied Energy* 183, pp. 884–901. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.08.189.
- Keles, D., J. Dehler-Holland, M. Densing, E. Panos, and F. Hack (2020). "Cross-border effects in interconnected electricity markets - an analysis of the Swiss electricity prices". In: *Energy Economics* 90, p. 104802. ISSN: 01409883. DOI: 10.1016/j.eneco.2020.104802.
- Koivunen, T., S. Syri, and R. J. Millar (2020). "The role of nuclear power in a modeled carbon-free Finnish power system". In: *2020 17th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. IEEE, pp. 1–6. ISBN: 978-1-7281-6919-4. DOI: 10.1109/EEM49802.2020.9221896.
- Komiyama, R. and Y. Fujii (2015). "Long-term scenario analysis of nuclear energy and variable renewables in Japan's power generation mix considering flexible power resources". In: *Energy Policy* 83, pp. 169–184. DOI: 10.1016/j.enpol.2015.04.005.
- Kraft, E. (2017). *Analysis and Modelling of the French Capacity Mechanism*. Wiesbaden: Springer Fachmedien. ISBN: 978-3-658-20092-3. DOI: 10.1007/978-3-658-20093-0.
- Krakowski, V., E. Assoumou, V. Mazauric, and N. Maïzi (2016). "Reprint of Feasible path toward 40–100% renewable energy shares for power supply in France by 2050: A prospective analysis". In: *Applied Energy* 184, pp. 1529–1550. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.11.003.
- Krall, L. M., A. M. Macfarlane, and R. C. Ewing (2022). "Nuclear waste from small modular reactors". In: *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America* 119.23, e2111833119. DOI: 10.1073/pnas.2111833119.
- Kunsch, P. L. and J. Friesewinkel (2014). "Nuclear energy policy in Belgium after Fukushima". In: *Energy Policy* 66, pp. 462–474. DOI: 10.1016/j.enpol.2013.11.035.
- Laleman, R. and J. Albrecht (2016). "Nuclear and old fossil phase out scenarios: Assessment of shortages, surpluses and the load factor of flexible assets with high renewable generation targets – A Belgian case study". In: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 74, pp. 338–347. ISSN: 01420615. DOI: 10.1016/j.ijepes.2015.08.007.
- Lambin, X. and T.-O. Léautier (2019). "Cross-border Effects of Capacity Remuneration Schemes in Interconnected Markets: Who is Free-riding?" In: *The Energy Journal* 40.01. ISSN: 01956574. DOI: 10.5547/01956574.40.6.xlam.
- Léautier, T.-O. (2016). "The Visible Hand: Ensuring Optimal Investment in Electric Power Generation". In: *The Energy Journal* 37.2. ISSN: 01956574. DOI: 10.5547/01956574.37.2.tlea.
- Maïzi, N. and E. Assoumou (2014). "Future prospects for nuclear power in France". In: *Applied Energy* 136, pp. 849–859. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2014.03.056.
- Malischek, R. and J. Trüby (2016). "The future of nuclear power in France: an analysis of the costs of phasing-out". In: *Energy* 116, pp. 908–921. ISSN: 03605442. DOI: 10.1016/j.energy.2016.10.008.

- Nuclear Energy Agency (2012). *Nuclear energy and renewables: System effects in low-carbon electricity systems*. Paris: OECD. ISBN: 978-92-64-18851-8. URL: https://www.oecd-neo.org/jcms/pl_14754.
- Pattupara, R. and R. Kannan (2016). “Alternative low-carbon electricity pathways in Switzerland and its neighbouring countries under a nuclear phase-out scenario”. In: *Applied Energy* 172, pp. 152–168. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.03.084.
- Perrier, Q. (2018). “The second French nuclear bet”. In: *Energy Economics* 74, pp. 858–877. ISSN: 01409883. DOI: 10.1016/j.eneco.2018.07.014.
- Réseau de Transport d’Electricité (2017). *Long-term Adequacy Report: on the electricity supply-demand balance in France 2017 Edition Executive Summary*. URL: https://www.rte-france.com/sites/default/files/bp2017_synthese_va.pdf.
- Réseau de Transport d’Electricité (2021). *Futurs énergétiques 2050: Principaux résultats*. URL: https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-09/BP50_Bilan%20de%20la%20consultation%20publique.pdf.
- Reuters (2019). *France’s EDF expects six new nuclear reactors to cost 46 billion euros: Le Monde*. URL: <https://www.reuters.com/article/us-edf-nuclear-epr/frances-edf-expects-six-new-nuclear-reactors-%20to-cost-46-billion-euros-le-monde-idUSKBN1XJ074>.
- Reuters (2022). *Macron bets on nuclear in carbon-neutrality push, announces new reactors*. URL: <https://www.reuters.com/business/energy/macron-bets-nuclear-carbon-neutrality-push-announces-new-reactors-2022-02-10/>.
- Ringler, P., D. Keles, and W. Fichtner (2017). “How to benefit from a common European electricity market design”. In: *Energy Policy* 101, pp. 629–643. DOI: 10.1016/j.enpol.2016.11.011.
- Rinne, S. (2019). “Radioinactive: Do nuclear power plant outages in France affect the German electricity prices?” In: *Energy Economics*, p. 104593. ISSN: 01409883. DOI: 10.1016/j.eneco.2019.104593.
- Roques, F. A., W. J. Nuttall, D. M. Newbery, R. de Neufville, and S. Connors (2006). “Nuclear Power: A Hedge against Uncertain Gas and Carbon Prices?” In: *The Energy Journal* 27.4. ISSN: 01956574. DOI: 10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol27-No4-1.
- S&P Global (2016). *World Electric Power Plants Database*. URL: <http://www.platts.com/products/world-electric-power-plants-database>.
- Schröder, A., F. Kunz, J. Meiss, R. Mendelevitch, and C. von Hirschhausen (2013). *Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050*. URL: https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.424566.de/diw_datadoc_2013-068.pdf.
- Shirizadeh, B. and P. Quirion (2021). “Low-carbon options for the French power sector: What role for renewables, nuclear energy and carbon capture and storage?” In: *Energy Economics* 95, p. 105004. ISSN: 01409883. DOI: 10.1016/j.eneco.2020.105004.
- TVO (2008). *OL3 Project*. URL: <https://web.archive.org/web/20080513154155/http://www.tvo.fi/www/page/2305/>.
- TVO (2021). *The Olkiluoto 3 EPR plant unit started up*.
- Ventosa, M., Á. Baillo, A. Ramos, and M. Rivier (2005). “Electricity market modeling trends”. In: *Energy Policy* 33.7, pp. 897–913. DOI: 10.1016/j.enpol.2003.10.013.
- Wakim, N. (2019). “Nucléaire: comment le gouvernement travaille en catimini à la construction de six nouveaux EPR: Dans une lettre adressée au président d’EDF, le gouvernement donne une feuille de route précise conduisant à la construction de six réacteurs EPR

-
- sur les quinze prochaines années. Published 14.10.2019". In: *Le Monde* 2019. URL: https://www.lemonde.fr/economie/article/2019/10/14/nucleaire-comment-le-gouvernement-travaille-en-catimini-a-la-%20construction-de-six-nouveaux-epr_6015478_3234.html.
- Wealer, B., S. Bauer, C. von Hirschhausen, C. Kemfert, and L. Göke (2021). "Investing into third generation nuclear power plants - Review of recent trends and analysis of future investments using Monte Carlo Simulation". In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 143, p. 110836. ISSN: 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2021.110836.
- Wealer, B., C. von Hirschhausen, C. Kemfert, F. Präger, and B. Steigerwald (2021). "Ten years after Fukushima: Nuclear energy is still dangerous and unreliable: 53 Report". In: *DIW Wochenbericht* 11. URL: https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.812101.de/dwr-21-07.pdf.
- World Nuclear News (2012). *Flamanville costs up EUR2 billion*. URL: https://www.world-nuclear-news.org/NN-Flamanville_costs_up_2_billion_Euros-0412127.html.
- Zimmermann, F., A. Bublitz, D. Keles, and W. Fichtner (2021). "Cross-border effects of capacity remuneration mechanisms: The Swiss case". In: *The Energy Journal* 42.2. ISSN: 01956574. DOI: 10.5547/01956574.42.2.fzim.
- Zimmermann, F. and D. Keles (2022). *Result Data of the Publication "State or market: Investments in new nuclear power plants in France and their domestic and cross-border effects"*. DOI: 10.5445/IR/1000152294.
- Zimmermann, F., D. Keles, and W. Fichtner (2017). "Agentenbasierte Analyse der Auswirkungen des französischen Kapazitätsmarkts". In: *10. Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT), Vienna, Austria, 15. - 17.02.2017*. URL: <https://publikationen.bibliothek.kit.edu/1000065978>.

D.7. Appendix

D.7.A. Modeling capacity remuneration mechanisms

Decentralized obligation implementation

In 2015, France implemented a capacity market that scheduled an auction for 2017 for the first time. In Réseau de Transport d'Electricité (2017), the design of the French capacity market has been fully described. Following Réseau de Transport d'Electricité (2017), the implementation in Zimmermann, Keles, and Fichtner (2017) and Kraft (2017) was developed for the agent-based electricity market simulation model and is described briefly in the following. Each utility and large consumer (obligated parties) must hold their respective share of the peak load in the form of capacity obligations. This capacity is determined based on the future annual maximum demand plus a security factor and a temperature factor. The security factor considers local uncertainties and generation capacity abroad to meet peak demand, which could also lead to a negative factor. Since temperature contributes significantly to electricity demand, the temperature factor accounts for a one-in-ten-year cold event. Similarly, demand-response or demand-side management measures may offer obligations that reduce demand during peak load periods.

In the event of a shortage, the network operator calls shortage days and monitors the sufficient number of existing obligations held by the obligated parties. In case of insufficient commitments, the corresponding obligated parties are sanctioned. Through continuous trading of the obligations, the utilities and consumers can react to customer fluctuations or changes in the load forecast and, if necessary, purchase and sell. This system is designed to allow the price of the obligations to be determined by the market. Risk aversion of the agents is assumed. Hence, the obligated parties demand the obligations at the maximum possible market price.

The underlying price of the capacity obligations for a year t takes into account the annual difference c^{diff} (Equation D.7) between the expected revenues on the spot market CF^{exp} and the gap to cover all costs of the power plant j , i.e., fixed costs c^{fix} and annuity An (Equation D.8).

$$c_{j,t}^{\text{diff}} = \max\{0, An_j + c_j^{\text{fix}} - CF_{j,t}^{\text{exp}}\} \quad \forall j, t \quad (\text{D.7})$$

with

$$An_j = \text{Investment}_j \cdot \frac{(1+i)^n \cdot i}{(1+i)^n - 1} \quad (\text{D.8})$$

The difference costs c^{diff} are interpreted as the gap that cannot be covered by revenues from activities on the electricity market but are necessary for economic operation in the long-term. In addition, there are price caps for the capacity obligations on the market to prevent incentives to exercise market power. For Equation D.7, 0 was set as the lower bound since no power plant operator would offer certificates for less than 0 EUR/MW, as the operators can also participate in the electricity markets without selling obligations and would therefore gain no advantage. Furthermore, in Equation D.8, i is the interest rate, and n is the expected lifetime (in years). Since PowerACE does not model changes in load forecasts or customers during a simulation year, a market price and the corresponding

quantity of the obligations are determined by one uniform price auction per simulation year.

The investment decision is then determined analogously to Section D.3.2 using Equation D.1 by NPV taking into account the prediction of the market price of the capacity obligations in variable CF^{CRM} . The power plant dispatch is carried out via spot market clearing. (Zimmermann, Keles, and Fichtner, 2017)

Central buyer implementation

The centralized form of a capacity market was developed by Keles, Bublitz, et al. (2016) for the agent-based electricity market simulation model and is based on the Forward Capacity Market of ISO New England Inc. (2014). This mechanism was assumed to be the most proximate CRM for Italy, Poland, and Great Britain (Bublitz, Keles, et al., 2019), as well as Belgium from 2025 onward (Elia Group, 2021).

The regulator determines the capacity requirements $ConCap$ (Equation D.9) for flexible, primarily conventional, power plants four years in advance. The basis for the $ConCap$ is the peak load forecast D^{peak} minus capacity credits for RES RE and imports Imp in the respective auction year t . The safety margin R increases this capacity. The safety margin can be used to control the desired generation adequacy but must also be cautiously calibrated to avoid inefficiencies due to over- or under-capacity.

$$ConCap_t = (1 + R_t)(D_t^{peak} - RE_t - Imp_t) \quad (D.9)$$

While the demand for capacity in this mechanism is determined administratively, operators of generating capacity can provide both existing capacity (for 0 EUR/MW) and new capacity. According to Equation D.10, new capacity is offered at a price determined using the NPV for power plant option j . The operators receive a secured payment p^{offer} for new capacity x years through the capacity market. For the remaining technical lifetime n , a forecast for capacity payment p^{fore} is considered. Furthermore, I is the investment, c^{fix} is the fixed annual costs, i is the interest rate, and CM is the expected contribution margins of the electricity market sales.

$$\begin{aligned} NPV_j = -I_{0,j} + & \underbrace{\sum_{t=1}^{n_j} \frac{CM_{t,j} - c_j^{fix}}{(1+i)^t}}_{\text{expected income energy}} + \underbrace{p^{offer} \sum_{t=1}^x \frac{1}{(1+i)^t}}_{\text{secured income capacity}} \\ & + \underbrace{p^{fore} \sum_{t=x+1}^n \frac{1}{(1+i)^t}}_{\text{expected income capacity}} \stackrel{!}{=} 0 \end{aligned} \quad (D.10)$$

The regulator determines the floor and starting price depending on the cost of new entry of the cheapest conventional investment option. The market price is then derived by a descending clock auction using a demand curve described by Cramton and Stoft (2005). All generating units receive the market price as a capacity payment. The power plant dispatch is carried out via spot market clearing furthermore.

Strategic reserve implementation

The modeling of strategic reserve (SR) in the agent-based electricity market simulation model PowerACE is described in detail in Bublitz, Renz, et al. (2015) and Zimmermann, Keles, and Fichtner (2017). In addition to the power plants available on the market, a reserve is kept available for use in emergencies or when supply and demand in the electricity market cannot be balanced. A central authority (i.e., transmission system operator or regulator) contracts the required SR capacity annually. Power plants that undercut a required cold start time are eligible to participate and offer their capacity at a price p^{offer} based on their annual fixed c^{fix} and opportunity costs c^{opp} (Equation D.11).

$$p_j^{offer} = \max\{c_j^{fix}, c_j^{opp}\} \quad (D.11)$$

In addition, a no-way-back rule was assumed, which precludes a return to the spot market. Based on this rule, the opportunity costs from the resulting missed revenues on electricity markets (spot markets, balancing energy markets) plus the option value of possible participation in other electricity markets are considered in the determination of the bids. Due to the rather sporadic use of a reserve, older power plants with a low remaining technical lifetime are particularly suited for participation, which is why the option value was assumed to be 0 (Keles, Bublitz, et al., 2016). In the end, the power plants are allocated at minimum cost in the SR via a uniform price auction. The power plants are only dispatched if the spot market does not yield a market result due to a supply shortage at the maximum spot market price, starting with the power plant with the lowest variable costs. The SR was assumed for Germany over the entire simulation period and in Belgium until 2024.

D.7.B. Input data for the simulation model

As this study is focused on the French electricity market, the PowerACE model is extended to include countries that particularly have a direct connection to the French grid: Spain and Great Britain. In addition, Germany, Switzerland, Belgium, Luxembourg, the Netherlands, Italy, Austria, Poland, the Czech Republic and Denmark were already integrated in the model as described in previous studies (i.e., Zimmermann, Bublitz, et al. (2021)). Finally, Portugal, as second major country of the Iberian Peninsula, has been added. All modeled market areas and their assumed CRM are shown in Figure D.4.

For the exploratory model runs, large amounts of data are collected, preprocessed in a database, and incorporated into the model (Table D.1). The investigation horizon is from 2015 to 2050 in hourly resolution for each year. The key input data is derived from the National Trends Scenario of the Ten-year Network Development Plan 2020 (European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2020), which provides aggregated annual data for demand (see Table D.16) and RES electricity production as well as capacity (see Tables D.6-D.15) for the reference years 2025, 2030, and 2040. To match with the model time horizon, the data is linearly extrapolated to 2050 applying the rate of increase between the given years 2030 and 2040 to the full horizon of investigation. Historical values are based on Eurostat (2020) and the Bundesamt für Energie (2020) for Switzerland.

The weather year considered is 2018. All input data for years between the historical or the reference years are automatically interpolated linearly by the model.

The capacity development of pumped storage power plants as well as that of battery storage is taken from European Network of Transmission System Operators for Electricity (2020), Eurostat (2020), and Bundesamt für Energie (2018). For battery storage, the assumption of the size of the storage volume is identical to the symmetrical (dis-)charging capacity.

The flexible power plants are represented block by block on the basis of the power plant database by S&P Global (2016). In addition, further power plants are added to the database on the basis of our own research. Assumptions on techno-economic parameters, start-up costs of the power plants, and the main parameters for investments in new power plants are primarily based on Schröder et al. (2013). The demand for balancing reserve capacity is based on European Network of Transmission System Operators for Electricity (2022b) and reduces the net output of the installed power plants.

The price developments for carbon certificates are shown in Figure D.5 with target prices of 122 EUR/tCO₂ and 150 EUR/tCO₂, however, with different paths. The prices for fuels are from European Network of Transmission System Operators for Electricity (2020) and are extrapolated linearly from 2040 onwards.

Trading capacities between market areas are based on European Network of Transmission System Operators for Electricity (2020) and on German TSOs (2019) for Germany. All non-endogenously modeled markets are considered via static exchange flows based on European Network of Transmission System Operators for Electricity (2022b).

Table D.6.: Annual production volumes in TWh of the RES type wind onshore for the different market areas based on Eurostat (2020) until 2018 and European Network of Transmission System Operators for Electricity (2020) National Trends Scenario.

| Market Area [TWh] | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
|-----------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| AT | 4.84 | 5.23 | 6.57 | 6.03 | 11.35 | 14.41 | 35.10 | 55.79 |
| BE | 3.73 | 3.79 | 4.44 | 4.72 | 8.26 | 11.45 | 17.01 | 22.57 |
| CH | 0.11 | 0.11 | 0.13 | 0.12 | 0.34 | 0.52 | 4.21 | 7.89 |
| CZ | 0.57 | 0.50 | 0.59 | 0.61 | 1.00 | 2.17 | 3.54 | 4.91 |
| DE | 74.69 | 73.21 | 95.41 | 98.00 | 137.04 | 170.37 | 251.73 | 333.09 |
| DK | 10.59 | 9.68 | 11.38 | 10.04 | 10.90 | 11.48 | 16.62 | 21.77 |
| ES | 49.25 | 48.83 | 49.01 | 50.74 | 86.03 | 120.94 | 165.88 | 210.83 |
| FR | 20.81 | 20.81 | 23.81 | 27.50 | 53.62 | 87.50 | 180.76 | 274.02 |
| GB | 21.42 | 20.63 | 26.34 | 30.00 | 3.14 | 31.11 | 49.09 | 67.06 |
| IT | 14.84 | 17.69 | 17.74 | 17.72 | 24.33 | 51.70 | 64.80 | 77.89 |
| NL | 5.70 | 5.62 | 7.40 | 7.49 | 3.03 | 19.14 | 28.13 | 37.13 |
| PL | 10.86 | 12.59 | 14.91 | 12.80 | 13.66 | 15.02 | 21.26 | 27.50 |
| PT | 11.60 | 12.47 | 12.25 | 12.62 | 7.52 | 29.15 | 39.76 | 50.38 |

Table D.7.: Annual production volumes in TWh of the RES type wind offshore for the different market areas based on Eurostat (2020) until 2018 and European Network of Transmission System Operators for Electricity (2020) National Trends Scenario.

| Market Area [TWh] | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
|-----------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| BE | 1.81 | 1.63 | 2.03 | 2.70 | 8.06 | 13.56 | 25.52 | 37.17 |
| DE | 5.94 | 6.71 | 10.28 | 11.95 | 40.68 | 65.95 | 152.02 | 226.26 |
| DK | 3.54 | 3.10 | 3.40 | 3.86 | 10.04 | 17.73 | 35.52 | 52.50 |
| FR | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 9.84 | 18.82 | 33.32 | 48.97 |
| GB | 11.84 | 10.08 | 14.61 | 18.18 | 54.54 | 89.27 | 145.32 | 205.85 |
| IT | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 2.74 | 4.56 |
| NL | 0.67 | 1.63 | 2.18 | 2.09 | 19.28 | 33.09 | 65.93 | 97.02 |
| PL | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 16.26 | 40.54 | 67.57 |
| PT | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.33 | 0.58 | 1.54 | 2.35 |

Table D.8.: Annual production volumes in TWh of the RES type run of river for the different market areas based on Eurostat (2020) until 2018 and European Network of Transmission System Operators for Electricity (2020) National Trends Scenario.

| Market Area [TWh] | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
|-----------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| AT | 37.03 | 39.23 | 38.50 | 37.62 | 33.84 | 37.81 | 42.72 | 45.18 |
| BE | 0.79 | 0.83 | 0.78 | 0.74 | 0.31 | 1.01 | 1.22 | 1.33 |
| CH | 16.60 | 16.57 | 15.95 | 16.91 | 15.42 | 16.17 | 18.17 | 19.17 |
| CZ | 1.83 | 1.90 | 1.78 | 1.60 | 1.17 | 1.58 | 2.11 | 2.37 |
| DE | 20.09 | 21.07 | 21.09 | 19.53 | 16.83 | 30.59 | 32.49 | 33.44 |
| DK | 0.02 | 0.02 | 0.02 | 0.01 | 0.01 | 0.01 | 0.01 | 0.01 |
| ES | 27.89 | 35.58 | 18.76 | 32.69 | 26.81 | 36.98 | 44.33 | 48.01 |
| FR | 55.49 | 60.22 | 50.52 | 64.74 | 58.55 | 59.12 | 63.70 | 65.99 |
| GB | 5.38 | 4.86 | 4.96 | 4.45 | 3.40 | 7.28 | 8.27 | 8.77 |
| IT | 44.37 | 41.82 | 35.93 | 47.89 | 35.89 | 42.25 | 46.84 | 49.14 |
| NL | 0.09 | 0.10 | 0.06 | 0.07 | 0.13 | 0.12 | 0.10 | 0.10 |
| PL | 2.05 | 2.21 | 2.56 | 2.01 | 1.24 | 2.03 | 2.79 | 3.17 |
| PT | 8.97 | 15.48 | 6.98 | 12.47 | 14.17 | 17.01 | 20.42 | 22.12 |

Table D.9.: Annual production volumes in TWh of the RES type biomass for the different market areas based on Eurostat (2020) until 2018 and European Network of Transmission System Operators for Electricity (2020) National Trends Scenario.

| Market Area [TWh] | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
|-----------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| AT | 4.35 | 4.45 | 4.61 | 4.59 | 3.43 | 3.37 | 3.36 | 3.35 |
| BE | 4.51 | 4.46 | 4.75 | 4.43 | 5.55 | 0.85 | 0.81 | 0.78 |
| CH | 0.48 | 0.54 | 0.65 | 0.63 | 3.68 | 4.86 | 4.86 | 4.86 |
| CZ | 4.70 | 4.66 | 4.85 | 4.73 | 4.99 | 5.91 | 5.91 | 5.91 |
| DE | 44.13 | 44.51 | 44.52 | 44.24 | 45.28 | 36.80 | 26.41 | 16.02 |
| DK | 3.26 | 3.98 | 5.38 | 5.04 | 10.24 | 3.92 | 3.47 | 3.02 |
| ES | 5.00 | 4.95 | 5.31 | 5.14 | 6.99 | 9.18 | 8.09 | 7.01 |
| FR | 4.52 | 5.41 | 5.56 | 6.13 | 10.50 | 10.55 | 10.25 | 9.94 |
| GB | 25.89 | 25.91 | 26.58 | 29.23 | 55.40 | 31.21 | 29.28 | 27.35 |
| IT | 12.16 | 12.38 | 12.53 | 12.49 | 21.22 | 21.22 | 21.22 | 21.22 |
| NL | 2.94 | 2.90 | 2.70 | 2.38 | 26.24 | 1.80 | 1.59 | 1.38 |
| PL | 9.93 | 7.94 | 6.40 | 6.46 | 20.14 | 6.10 | 9.58 | 13.07 |
| PT | 2.81 | 2.77 | 2.86 | 2.83 | 5.06 | 5.06 | 5.06 | 5.06 |

Table D.10.: Annual production volumes in TWh of the RES type solar/ PV for the different market areas based on Eurostat (2020) until 2018 and European Network of Transmission System Operators for Electricity (2020) National Trends Scenario.

| Market Area [TWh] | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
|-----------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| AT | 0.94 | 1.10 | 1.27 | 1.44 | 5.83 | 12.02 | 25.60 | 38.77 |
| BE | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 7.20 | 9.92 | 13.30 | 17.38 |
| CH | 1.12 | 1.33 | 1.68 | 1.94 | 3.93 | 5.41 | 7.47 | 9.83 |
| CZ | 2.26 | 2.13 | 2.19 | 2.36 | 3.15 | 5.14 | 5.48 | 7.04 |
| DE | 38.73 | 38.10 | 39.40 | 45.78 | 71.84 | 88.58 | 92.21 | 105.79 |
| DK | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 1.45 | 2.37 | 5.59 | 8.35 |
| ES | 13.83 | 13.61 | 14.36 | 12.71 | 43.05 | 79.64 | 103.22 | 143.33 |
| FR | 3.80 | 4.45 | 5.05 | 5.76 | 28.12 | 45.86 | 68.19 | 94.90 |
| GB | 1.40 | 2.04 | 2.98 | 3.65 | 15.98 | 17.74 | 27.41 | 35.03 |
| IT | 22.94 | 22.10 | 24.38 | 22.65 | 35.06 | 66.12 | 78.38 | 107.25 |
| NL | 0.01 | 0.05 | 0.09 | 0.30 | 8.96 | 17.32 | 18.59 | 25.01 |
| PL | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 3.03 | 8.67 | 17.38 | 26.95 |
| PT | 0.46 | 0.48 | 0.52 | 0.51 | 6.94 | 8.20 | 23.36 | 34.30 |

Table D.11.: Annual capacity development in GW of solar/ PV for the different market areas based on Eurostat (2020) until 2018 and European Network of Transmission System Operators for Electricity (2020) National Trends Scenario.

| Market Area [GW] | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
|-----------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| AT | 0.94 | 1.10 | 1.27 | 1.44 | 5.00 | 12.01 | 22.00 | 27.00 |
| BE | 3.13 | 3.33 | 3.62 | 3.99 | 7.59 | 10.45 | 14.30 | 16.22 |
| CH | 1.39 | 1.66 | 1.90 | 2.17 | 4.00 | 5.50 | 7.60 | 8.65 |
| CZ | 2.08 | 2.07 | 2.07 | 2.08 | 3.00 | 4.90 | 5.23 | 5.40 |
| DE | 39.22 | 40.68 | 42.29 | 45.18 | 73.30 | 91.30 | 97.40 | 100.45 |
| DK | 0.78 | 0.85 | 0.91 | 1.00 | 1.40 | 2.30 | 5.70 | 7.40 |
| ES | 4.70 | 4.71 | 4.72 | 4.76 | 22.78 | 43.43 | 65.05 | 75.86 |
| FR | 7.14 | 7.70 | 8.61 | 9.62 | 23.87 | 38.96 | 58.38 | 68.09 |
| GB | 9.60 | 11.93 | 12.78 | 13.12 | 15.01 | 17.12 | 26.90 | 31.79 |
| IT | 18.90 | 19.28 | 19.68 | 20.11 | 26.48 | 50.88 | 61.05 | 66.13 |
| NL | 1.52 | 2.05 | 2.90 | 4.52 | 10.90 | 25.00 | 25.00 | 25.00 |
| PL | 0.11 | 0.19 | 0.29 | 0.56 | 3.50 | 8.17 | 20.16 | 26.15 |
| PT | 0.45 | 0.51 | 0.58 | 0.67 | 3.71 | 9.14 | 14.88 | 17.74 |

Table D.12.: Annual capacity development in GW of wind onshore for the different market areas based on Eurostat (2020) until 2018 and European Network of Transmission System Operators for Electricity (2020) National Trends Scenario.

| Market Area [GW] | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
|-----------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| AT | 2.49 | 2.73 | 2.89 | 3.13 | 5.50 | 9.00 | 13.00 | 15.00 |
| BE | 1.46 | 1.66 | 1.92 | 2.08 | 3.43 | 4.28 | 5.41 | 5.98 |
| CH | 0.06 | 0.08 | 0.08 | 0.08 | 0.18 | 0.26 | 1.85 | 2.65 |
| CZ | 0.28 | 0.28 | 0.31 | 0.32 | 0.50 | 0.96 | 1.30 | 1.47 |
| DE | 41.30 | 45.28 | 50.17 | 52.45 | 70.50 | 81.50 | 90.80 | 95.45 |
| DK | 3.81 | 3.98 | 4.23 | 4.42 | 5.00 | 5.00 | 5.00 | 5.00 |
| ES | 22.94 | 22.99 | 23.12 | 23.41 | 38.96 | 48.58 | 53.51 | 55.97 |
| FR | 10.30 | 11.57 | 13.50 | 14.90 | 26.54 | 36.06 | 60.01 | 71.99 |
| GB | 9.21 | 10.83 | 12.60 | 13.55 | 15.11 | 17.50 | 18.26 | 18.64 |
| IT | 9.14 | 9.38 | 9.74 | 10.23 | 12.12 | 17.52 | 22.14 | 24.45 |
| NL | 3.03 | 3.30 | 3.25 | 3.44 | 5.70 | 7.80 | 9.38 | 10.17 |
| PL | 4.89 | 5.75 | 5.76 | 5.77 | 7.00 | 7.24 | 7.70 | 7.93 |
| PT | 4.94 | 5.12 | 5.12 | 5.17 | 5.61 | 8.90 | 12.93 | 14.94 |

Table D.13.: Annual capacity development in GW of wind offshore for the different market areas based on Eurostat (2020) until 2018 and European Network of Transmission System Operators for Electricity (2020) National Trends Scenario.

| Market Area [GW] | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
|-----------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| BE | 0.71 | 0.71 | 0.88 | 1.19 | 2.27 | 4.27 | 6.07 | 6.97 |
| DE | 3.28 | 4.15 | 5.41 | 6.40 | 10.80 | 17.05 | 35.55 | 44.80 |
| DK | 1.27 | 1.27 | 1.26 | 1.70 | 2.60 | 4.80 | 8.00 | 9.60 |
| FR | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 2.92 | 4.92 | 8.36 | 10.09 |
| GB | 5.09 | 5.29 | 6.99 | 8.22 | 17.64 | 25.10 | 35.47 | 40.65 |
| IT | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.60 | 0.60 | 0.60 |
| NL | 0.36 | 0.96 | 0.96 | 0.96 | 5.20 | 11.30 | 16.15 | 18.58 |
| PL | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 3.60 | 10.32 | 13.68 |
| PT | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.10 | 0.26 | 0.53 | 0.66 |

Table D.14.: Annual capacity development in GW of run of river for the different market areas based on Eurostat (2020) until 2018 and European Network of Transmission System Operators for Electricity (2020) National Trends Scenario.

| Market Area [GW] | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
|-----------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| AT | 13.65 | 14.12 | 14.15 | 14.52 | 12.75 | 21.51 | 18.05 | 16.31 |
| BE | 1.42 | 1.43 | 1.42 | 1.42 | 0.80 | 0.81 | 0.81 | 0.81 |
| CH | 4.77 | 4.81 | 4.84 | 4.87 | 5.06 | 7.81 | 7.81 | 7.81 |
| CZ | 2.26 | 2.26 | 2.27 | 2.26 | 1.31 | 1.49 | 1.49 | 1.49 |
| DE | 11.26 | 11.21 | 11.12 | 10.94 | 10.09 | 11.03 | 11.03 | 11.03 |
| DK | 0.01 | 0.01 | 0.01 | 0.01 | 0.01 | 0.01 | 0.01 | 0.01 |
| ES | 20.05 | 20.08 | 20.08 | 20.08 | 13.88 | 36.95 | 36.95 | 36.95 |
| FR | 25.55 | 25.62 | 25.71 | 25.79 | 23.69 | 36.66 | 33.38 | 31.75 |
| GB | 4.68 | 4.74 | 4.77 | 4.78 | 3.16 | 3.88 | 3.88 | 3.88 |
| IT | 22.22 | 22.30 | 22.43 | 22.50 | 15.97 | 28.13 | 28.13 | 28.13 |
| NL | 0.04 | 0.04 | 0.04 | 0.04 | 0.04 | 0.05 | 0.05 | 0.05 |
| PL | 2.37 | 2.39 | 2.39 | 2.39 | 1.38 | 1.40 | 1.40 | 1.40 |
| PT | 6.17 | 6.96 | 7.23 | 7.24 | 7.62 | 12.47 | 12.47 | 12.47 |

Table D.15.: Annual capacity development in GW of biomass for the different market areas based on Eurostat (2020) until 2018 and European Network of Transmission System Operators for Electricity (2020) National Trends Scenario.

| Market Area [GW] | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
|----------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| AT | 1.13 | 1.12 | 1.02 | 1.00 | 0.61 | 0.60 | 0.60 | 0.60 |
| BE | 0.77 | 0.75 | 0.74 | 0.72 | 0.89 | 0.21 | 0.21 | 0.21 |
| CH | 0.03 | 0.03 | 0.04 | 0.04 | 0.91 | 1.20 | 1.20 | 1.20 |
| CZ | 0.75 | 0.75 | 0.77 | 0.75 | 0.91 | 1.06 | 1.06 | 1.06 |
| DE | 7.24 | 7.45 | 7.75 | 8.36 | 7.94 | 6.64 | 5.24 | 4.54 |
| DK | 1.08 | 1.14 | 1.61 | 1.62 | 2.86 | 0.67 | 0.63 | 0.61 |
| ES | 0.90 | 0.90 | 0.90 | 0.91 | 1.59 | 2.23 | 2.23 | 2.23 |
| FR | 0.91 | 1.02 | 1.06 | 1.27 | 2.55 | 2.57 | 2.57 | 2.57 |
| GB | 4.34 | 4.73 | 4.91 | 6.37 | 8.38 | 4.89 | 5.14 | 5.27 |
| IT | 1.95 | 2.04 | 2.06 | 2.11 | 4.80 | 4.93 | 4.93 | 4.93 |
| NL | 0.46 | 0.44 | 0.45 | 0.45 | 4.54 | 0.54 | 0.54 | 0.54 |
| PL | 0.95 | 0.95 | 0.94 | 0.96 | 3.50 | 1.41 | 2.33 | 2.79 |
| PT | 0.54 | 0.55 | 0.54 | 0.61 | 1.01 | 1.11 | 1.21 | 1.27 |

Table D.16.: Annual demand volumes in TWh for the different market areas based on Eurostat (2020) until 2018 and European Network of Transmission System Operators for Electricity (2020) National Trends Scenario.

| Market Area [TWh] | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
|-----------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Austria | 61.18 | 62.04 | 62.89 | 63.07 | 76.89 | 78.84 | 90.94 | 103.05 |
| Belgium | 81.67 | 82.24 | 82.28 | 82.76 | 87.35 | 91.28 | 104.97 | 118.67 |
| Switzerland | 58.25 | 58.24 | 58.48 | 57.65 | 62.45 | 60.97 | 56.64 | 52.31 |
| Czech Republic | 54.48 | 55.85 | 57.38 | 58.00 | 72.72 | 77.85 | 87.14 | 96.43 |
| Germany | 514.95 | 517.55 | 518.95 | 512.93 | 541.60 | 550.67 | 625.10 | 699.52 |
| Denmark | 30.81 | 31.09 | 31.29 | 31.08 | 52.16 | 45.82 | 57.16 | 68.51 |
| Spain | 232.04 | 232.51 | 239.10 | 238.46 | 259.73 | 276.95 | 323.83 | 370.71 |
| France | 438.19 | 445.98 | 442.70 | 440.29 | 496.44 | 485.86 | 504.87 | 523.88 |
| Great Britain | 303.59 | 304.14 | 299.68 | 299.76 | 312.06 | 317.46 | 347.81 | 378.15 |
| Italy | 287.48 | 286.03 | 291.97 | 293.08 | 327.91 | 324.44 | 322.18 | 319.91 |
| Netherlands | 103.83 | 105.46 | 106.52 | 107.97 | 113.73 | 118.81 | 130.15 | 141.50 |
| Poland | 127.82 | 132.84 | 135.79 | 140.47 | 180.72 | 182.21 | 206.14 | 230.06 |
| Portugal | 45.81 | 46.39 | 46.64 | 47.96 | 52.46 | 57.70 | 69.70 | 81.70 |

Table D.17.: Development of nuclear capacity in France in different scenarios in GW.

| Nuclear capacity scenario [GW] | 2030 | 2040 | 2050 | Source |
|---------------------------------------|-------------|-------------|-------------|--|
| Policy Scenarios (our assumption) | 53.0 | 38.0 | 40.0 | Aligned with French Government (2018) target of being able to cover about 50% of generation by nuclear power plants. |
| National Trends | 58.2 | 43.1 | N/A | European Network of Transmission System Operators for Electricity (2020) |
| Distributed Energy | 58.2 | 49.0 | N/A | European Network of Transmission System Operators for Electricity (2020) |
| Global Ambition | 56.6 | 37.2 | N/A | European Network of Transmission System Operators for Electricity (2020) |
| Futurs énergétiques 2050 M0 | | | 0.0 | Réseau de Transport d'Electricité (2021) |
| Futurs énergétiques 2050 M1 and M23 | | | 16.0 | Réseau de Transport d'Electricité (2021) |
| Futurs énergétiques 2050 N1 | | | 29.0 | Réseau de Transport d'Electricité (2021) |
| Futurs énergétiques 2050 N2 | | | 39.0 | Réseau de Transport d'Electricité (2021) |
| Futurs énergétiques 2050 N03 | | | 51.0 | Réseau de Transport d'Electricité (2021) |

Table D.18.: Trading capacity between the market areas in GW for the year 2020. Values based on European Network of Transmission System Operators for Electricity (2018, 2020) and German TSOs (2019).

| From \ To | AT | BE | CH | CZ | DE | DK | ES | FR | GB | IT | NL | PL | PT |
|-----------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| AT | - | - | 1200 | 900 | 7500 | - | - | - | - | 405 | - | - | - |
| BE | - | - | - | - | 1000 | - | - | 1800 | 1000 | - | 2400 | - | - |
| CH | 1200 | - | - | - | 4600 | - | - | 1300 | - | 4240 | - | - | - |
| CZ | 800 | - | - | - | 2100 | - | - | - | - | - | - | 600 | - |
| DE | 7500 | 1000 | 2700 | 1500 | - | 1472 | - | 2300 | 0 | - | 4250 | 500 | - |
| DK | - | - | - | - | 1054 | - | - | - | 1400 | - | 0 | 1200 | - |
| ES | - | - | - | - | - | - | - | 2600 | - | - | - | - | 4200 |
| FR | - | 3300 | 3150 | - | 1800 | - | 2800 | - | 2000 | 4350 | - | - | - |
| GB | - | 1000 | - | - | 0 | 1400 | - | 2000 | - | - | 1000 | - | - |
| IT | 235 | - | 1910 | - | - | - | - | 2160 | - | - | - | - | - |
| NL | - | 1400 | - | - | 4250 | 0 | - | - | 1000 | - | - | - | - |
| PL | - | - | - | 800 | 2500 | 1200 | - | - | - | - | - | - | - |
| PT | - | - | - | - | - | - | 3500 | - | - | - | - | - | - |

Table D.19.: Trading capacity between the market areas in GW for the year 2030. Values based on European Network of Transmission System Operators for Electricity (2018, 2020) and German TSOs (2019).

| From \ To | AT | BE | CH | CZ | DE | DK | ES | FR | GB | IT | NL | PL | PT |
|-----------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| AT | - | - | 1700 | 1000 | 7500 | - | - | - | - | 1655 | - | - | - |
| BE | - | - | - | - | 2000 | - | - | 2800 | 1000 | - | 3400 | - | - |
| CH | 1700 | - | - | - | 5700 | - | - | 1300 | - | 6000 | - | - | - |
| CZ | 1200 | - | - | - | 2600 | - | - | - | - | - | - | 600 | - |
| DE | 7500 | 2000 | 4300 | 2000 | - | 4500 | - | 4800 | 2800 | - | 5500 | 2000 | - |
| DK | - | - | - | - | 4485 | - | - | - | 1400 | - | 700 | 1200 | - |
| ES | - | - | - | - | - | - | - | 5000 | - | - | - | - | 4200 |
| FR | - | 4300 | 3700 | - | 4800 | - | 5000 | - | 6900 | 4350 | - | - | - |
| GB | - | 1000 | - | - | 1400 | 1400 | - | 6900 | - | - | 1000 | - | - |
| IT | 850 | - | 3700 | - | - | - | - | 2160 | - | - | - | - | - |
| NL | - | 3400 | - | - | 5500 | 700 | - | - | 1000 | - | - | - | - |
| PL | - | - | - | 800 | 3000 | 1200 | - | - | - | - | - | - | - |
| PT | - | - | - | - | - | - | 3500 | - | - | - | - | - | - |

Table D.20.: Trading capacity between the market areas in GW for the year 2040. Values based on European Network of Transmission System Operators for Electricity (2018, 2020) and German TSOs (2019).

| From \ To | AT | BE | CH | CZ | DE | DK | ES | FR | GB | IT | NL | PL | PT |
|-----------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| AT | - | - | 1700 | 1000 | 7800 | - | - | - | - | 1846 | - | - | - |
| BE | - | - | - | - | 2000 | - | - | 4000 | 2800 | - | 4800 | - | - |
| CH | 1700 | - | - | - | 7000 | - | - | 2500 | - | 6150 | - | - | - |
| CZ | 1200 | - | - | - | 4500 | - | - | - | - | - | - | 600 | - |
| DE | 7800 | 2000 | 5986 | 3900 | - | 5700 | - | 6600 | 1400 | - | 6200 | 3800 | - |
| DK | - | - | - | - | 5685 | - | - | - | 1400 | - | 700 | 1200 | - |
| ES | - | - | - | - | - | - | - | 8600 | - | - | - | - | 5829 |
| FR | - | 5500 | 4900 | - | 6600 | - | 8600 | - | 7600 | 5300 | - | - | - |
| GB | - | 2800 | - | - | 1400 | 1400 | - | 7600 | - | - | 2800 | - | - |
| IT | 1666 | - | 4100 | - | - | - | - | 3200 | - | - | - | - | - |
| NL | - | 4800 | - | - | 6200 | 700 | - | - | 2800 | - | - | - | - |
| PL | - | - | - | 800 | 3000 | 1200 | - | - | - | - | - | - | - |
| PT | - | - | - | - | - | - | 5129 | - | - | - | - | - | - |

D.7.C. Additional results

D.7.C.1. Cross-border flows

Table D.21.: Historical electricity trading between Italy and its directly connected markets (European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2022b)

| [TWh] | Import | Export | Net Export | Import/Export ratio |
|-------|---------------|---------------|-------------------|----------------------------|
| 2015 | 45.63 | 4.38 | -41.25 | 10.43 |
| 2016 | 40.45 | 7.79 | -32.66 | 5.19 |
| 2017 | 44.03 | 6.34 | -37.69 | 6.95 |
| 2018 | 47.89 | 3.73 | -44.17 | 12.85 |
| 2019 | 45.12 | 6.65 | -38.47 | 6.79 |

Table D.22.: Cumulated yearly net export flows from France to Germany based on simulation results.

| [TWh] | High | | Low | |
|-------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | Market | Policy | Market | Policy |
| 2025 | 0.23 | 0.26 | 0.81 | 0.86 |
| 2030 | 1.85 | 1.86 | 2.52 | 2.50 |
| 2035 | -10.48 | -8.24 | -10.49 | -8.45 |
| 2040 | -7.87 | -2.84 | -7.04 | -1.89 |
| 2045 | -2.96 | 1.61 | -2.01 | 3.31 |
| 2050 | 1.40 | 4.57 | 2.06 | 4.23 |

Table D.23.: Cumulated yearly net export flows from France to Switzerland based on simulation results.

| [TWh] | High | | Low | |
|-------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | Market | Policy | Market | Policy |
| 2025 | 19.86 | 19.84 | 20.18 | 20.13 |
| 2030 | 16.74 | 16.74 | 17.21 | 17.19 |
| 2035 | 10.59 | 12.20 | 10.87 | 12.55 |
| 2040 | 9.77 | 12.62 | 9.74 | 13.55 |
| 2045 | 11.55 | 14.09 | 11.66 | 15.45 |
| 2050 | 12.30 | 13.80 | 12.16 | 14.39 |

Table D.24.: Cumulated yearly net export flows from France to Belgium based on simulation results.

| [TWh] | High | | Low | |
|-------|--------|--------|--------|--------|
| | Market | Policy | Market | Policy |
| 2025 | 3.60 | 3.58 | 3.87 | 3.81 |
| 2030 | 5.75 | 5.78 | 6.27 | 6.26 |
| 2035 | -0.16 | 1.47 | -0.52 | 1.25 |
| 2040 | 4.59 | 6.60 | 4.24 | 6.99 |
| 2045 | 7.31 | 9.30 | 6.46 | 9.86 |
| 2050 | 9.52 | 11.29 | 9.14 | 11.10 |

Table D.25.: Cumulated yearly net export flows from France to Italy based on simulation results.

| [TWh] | High | | Low | |
|-------|--------|--------|--------|--------|
| | Market | Policy | Market | Policy |
| 2025 | 35.34 | 35.33 | 35.32 | 35.30 |
| 2030 | 31.06 | 31.12 | 31.47 | 31.42 |
| 2035 | 25.50 | 26.88 | 26.09 | 27.77 |
| 2040 | 19.26 | 23.62 | 19.30 | 23.47 |
| 2045 | 18.40 | 21.77 | 18.74 | 21.93 |
| 2050 | 17.17 | 19.36 | 16.52 | 19.62 |

Table D.26.: Cumulated yearly net export flows from France to Spain based on simulation results.

| [TWh] | High | | Low | |
|-------|--------|--------|--------|--------|
| | Market | Policy | Market | Policy |
| 2025 | 0.77 | 0.92 | 0.33 | 0.40 |
| 2030 | -17.58 | -17.56 | -17.48 | -17.54 |
| 2035 | -23.97 | -23.07 | -23.72 | -22.65 |
| 2040 | -28.53 | -25.04 | -28.16 | -25.70 |
| 2045 | -24.86 | -22.70 | -24.83 | -22.80 |
| 2050 | -18.37 | -17.09 | -19.19 | -16.68 |

Table D.27.: Cumulated yearly net export flows from France to Great Britain based on simulation results.

| [TWh] | High | | Low | |
|-------|--------|--------|--------|--------|
| | Market | Policy | Market | Policy |
| 2025 | 17.86 | 17.71 | 17.68 | 17.78 |
| 2030 | 19.80 | 19.79 | 18.40 | 18.50 |
| 2035 | 5.33 | 7.44 | 2.54 | 3.23 |
| 2040 | 9.56 | 10.70 | 6.97 | 10.69 |
| 2045 | 7.70 | 10.27 | 6.44 | 10.59 |
| 2050 | 7.45 | 9.82 | 6.94 | 9.46 |

D.7.C.2. Prices

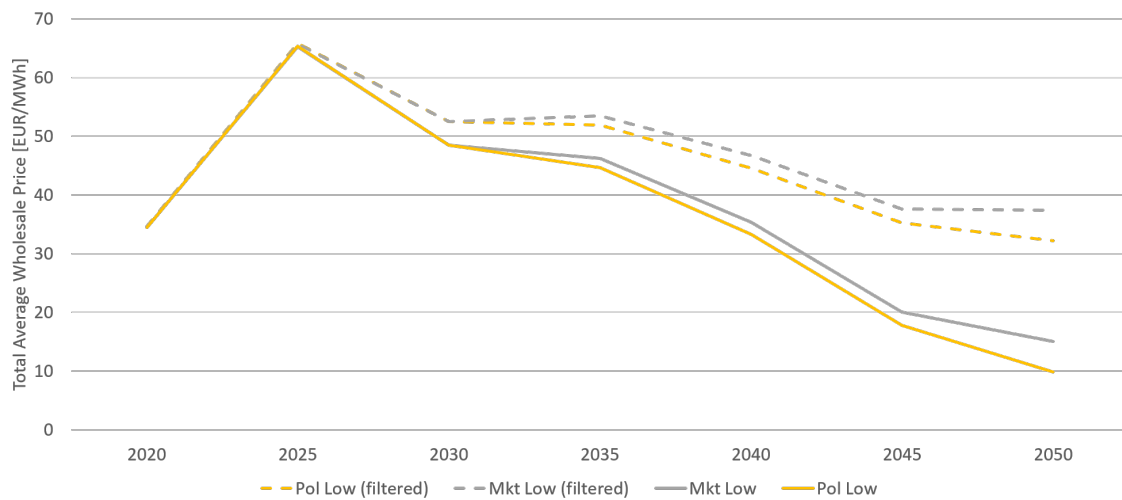


Figure D.11.: Unweighted annual average wholesale spot market prices for France and the neighboring market areas for the Policy Scenario (Pol) and the Market Scenario (Mkt) in the Low sensitivity. The lines depict average prices for the scenarios. The dashed lines show the average prices for the different scenarios when the negative prices are filtered out and set to zero. The year 2020 shows historical values based on European Network of Transmission System Operators for Electricity (2022b). None of the prices take into account levies for Grid, RES, or CRM.

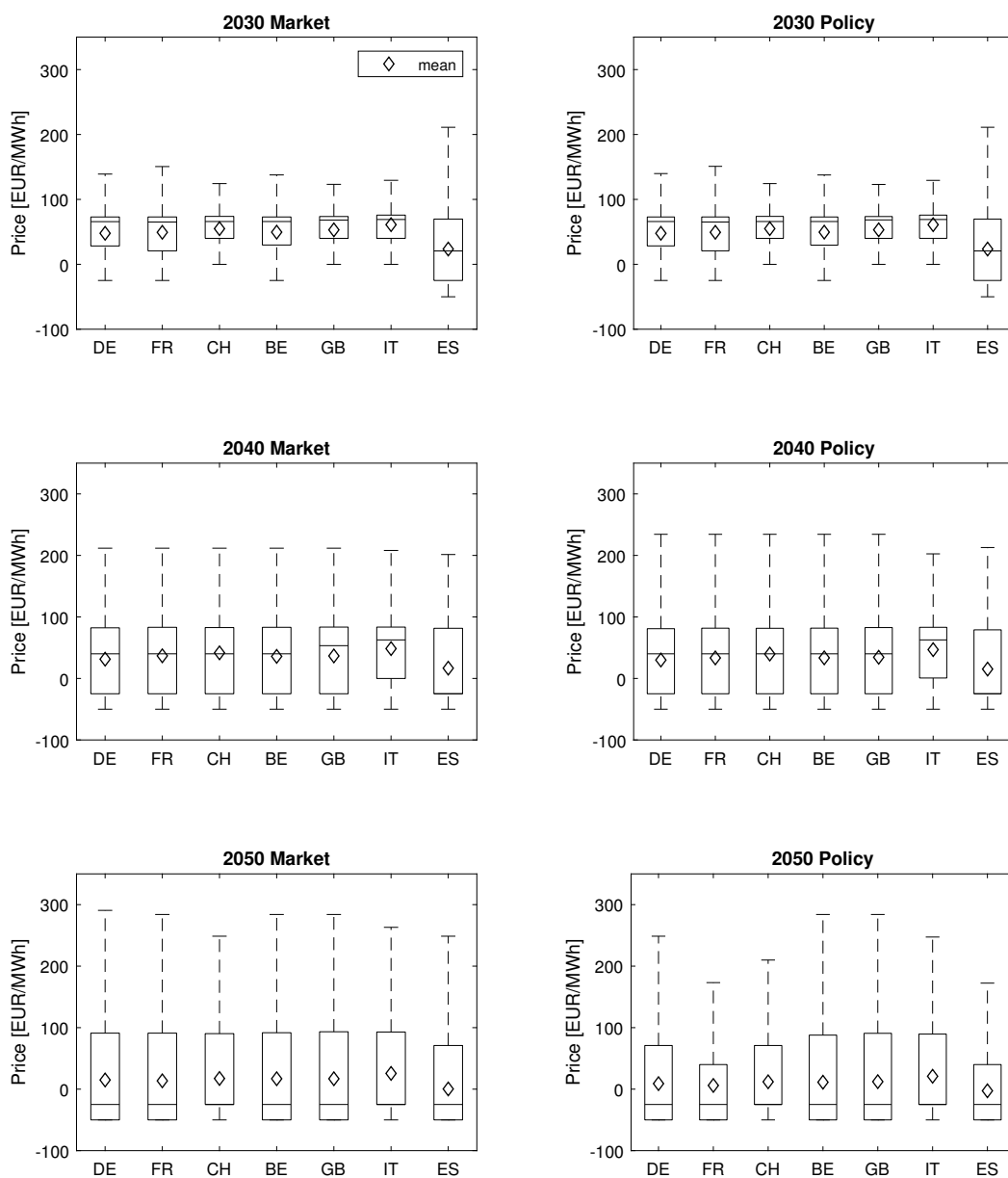


Figure D.12.: Box plots of wholesale prices between 2030 and 2050 for all market areas surrounding France for the Policy Scenario (Pol) and the Market Scenario (Mkt) for the Low sensitivity. For a better visualization, the outliers are not shown. The average is indicated as diamond. None of the prices take into account levies for Grid, RES, or CRM.

Table D.28.: Annual arithmetic mean of spot market prices historically (2015 and 2020 based on European Network of Transmission System Operators for Electricity (2022b) day-ahead auction results) and simulated (from 2025) for France and the neighboring market areas for the Market High Scenario. None of the prices take into account levies for Grid, RES, or CRM.

| [EUR/MWh] | FR | DE | BE | CH | ES | GB | IT |
|-------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 2015 | 38.47 | 31.63 | 44.68 | 40.18 | 50.32 | 55.33 | 52.19 |
| 2020 | 32.11 | 30.40 | 31.78 | 33.87 | 33.87 | 41.39 | 37.66 |
| 2025 | 64.01 | 63.54 | 65.03 | 68.18 | 57.81 | 66.92 | 77.19 |
| 2030 | 51.12 | 49.33 | 51.26 | 56.79 | 24.84 | 55.81 | 63.05 |
| 2035 | 52.25 | 43.97 | 49.93 | 57.01 | 25.29 | 52.53 | 66.44 |
| 2040 | 40.60 | 34.94 | 39.98 | 45.35 | 19.29 | 41.72 | 52.64 |
| 2050 | 13.57 | 13.98 | 17.19 | 17.50 | 1.28 | 17.59 | 26.91 |

Table D.29.: Annual arithmetic mean of spot market prices historically (2015 and 2020 based on European Network of Transmission System Operators for Electricity (2022b) day-ahead auction results) and simulated (from 2025) for France and the neighboring market areas for the Market Low Scenario. None of the prices take into account levies for Grid, RES, or CRM.

| [EUR/MWh] | FR | DE | BE | CH | ES | GB | IT |
|-------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 2015 | 38.47 | 31.63 | 44.68 | 40.18 | 50.32 | 55.33 | 52.19 |
| 2020 | 32.11 | 30.40 | 31.78 | 33.87 | 33.87 | 41.39 | 37.66 |
| 2025 | 63.25 | 63.17 | 64.29 | 67.28 | 56.76 | 66.06 | 75.86 |
| 2030 | 49.30 | 47.80 | 49.53 | 54.94 | 23.54 | 53.09 | 61.09 |
| 2035 | 48.90 | 40.85 | 46.46 | 53.76 | 22.93 | 48.08 | 62.49 |
| 2040 | 36.80 | 31.32 | 35.87 | 41.61 | 16.67 | 36.60 | 48.49 |
| 2050 | 13.56 | 14.95 | 16.96 | 17.36 | 0.36 | 16.93 | 25.60 |

Table D.30.: Annual arithmetic mean of spot market prices historically (2015 and 2020 based on European Network of Transmission System Operators for Electricity (2022b) day-ahead auction results) and simulated (from 2025) for France and the neighboring market areas for the Policy High Scenario. None of the prices take into account levies for Grid, RES, or CRM.

| [EUR/MWh] | FR | DE | BE | CH | ES | GB | IT |
|-------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 2015 | 38.47 | 31.63 | 44.68 | 40.18 | 50.32 | 55.33 | 52.19 |
| 2020 | 32.11 | 30.40 | 31.78 | 33.87 | 33.87 | 41.39 | 37.66 |
| 2025 | 64.04 | 63.60 | 65.09 | 68.14 | 57.78 | 66.93 | 77.18 |
| 2030 | 51.14 | 49.42 | 51.30 | 56.77 | 24.90 | 55.87 | 63.14 |
| 2035 | 50.86 | 43.53 | 49.14 | 56.04 | 24.69 | 51.87 | 65.89 |
| 2040 | 35.14 | 31.61 | 35.45 | 40.89 | 17.01 | 36.65 | 49.17 |
| 2050 | 8.41 | 12.36 | 14.57 | 14.25 | -0.85 | 15.96 | 24.55 |

Table D.31.: Annual arithmetic mean of spot market prices historically (2015 and 2020 based on European Network of Transmission System Operators for Electricity (2022b) day-ahead auction results) and simulated (from 2025) for France and the neighboring market areas for the Policy Low Scenario. None of the prices take into account levies for Grid, RES, or CRM.

| [EUR/MWh] | FR | DE | BE | CH | ES | GB | IT |
|-------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 2015 | 38.47 | 31.63 | 44.68 | 40.18 | 50.32 | 55.33 | 52.19 |
| 2020 | 32.11 | 30.40 | 31.78 | 33.87 | 33.87 | 41.39 | 37.66 |
| 2025 | 63.31 | 63.16 | 64.33 | 67.35 | 56.82 | 66.11 | 75.97 |
| 2030 | 49.31 | 47.79 | 49.54 | 54.96 | 23.52 | 53.16 | 61.06 |
| 2035 | 46.62 | 39.59 | 44.78 | 51.94 | 21.96 | 45.98 | 61.40 |
| 2040 | 33.37 | 29.95 | 33.46 | 39.66 | 15.21 | 34.44 | 46.81 |
| 2050 | 6.03 | 9.00 | 11.29 | 11.98 | -2.66 | 12.19 | 20.99 |

Table D.32.: Correlation coefficient between hourly market prices of the neighboring market areas around France in the year shown based on the Policy High Scenario. 2020 values based on historical day-ahead auction market prices taken from European Network of Transmission System Operators for Electricity (2022b).

| Correlation coefficient | | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|--------------------------------|----|--------------|--------------|--------------|--------------|
| CH | FR | 0.94 | 0.91 | 0.93 | 0.92 |
| CH | DE | 0.85 | 0.88 | 0.92 | 0.87 |
| FR | DE | 0.88 | 0.93 | 0.90 | 0.80 |
| CH | IT | 0.90 | 0.85 | 0.85 | 0.78 |
| FR | IT | 0.87 | 0.77 | 0.79 | 0.74 |
| DE | IT | 0.76 | 0.73 | 0.75 | 0.65 |
| FR | ES | 0.78 | 0.53 | 0.66 | 0.62 |
| FR | BE | 0.94 | 0.96 | 0.94 | 0.90 |
| CH | BE | 0.91 | 0.91 | 0.92 | 0.89 |
| CH | ES | 0.77 | 0.48 | 0.59 | 0.52 |
| DE | ES | 0.63 | 0.45 | 0.53 | 0.35 |
| DE | BE | 0.90 | 0.96 | 0.93 | 0.88 |
| ES | BE | 0.71 | 0.49 | 0.59 | 0.49 |
| IT | BE | 0.83 | 0.76 | 0.76 | 0.69 |
| IT | ES | 0.76 | 0.47 | 0.56 | 0.53 |
| GB | FR | 0.76 | 0.89 | 0.90 | 0.82 |
| GB | ES | 0.58 | 0.42 | 0.55 | 0.42 |
| GB | DE | 0.67 | 0.87 | 0.88 | 0.81 |
| GB | CH | 0.73 | 0.81 | 0.87 | 0.80 |
| GB | IT | 0.70 | 0.66 | 0.71 | 0.60 |
| GB | BE | 0.76 | 0.90 | 0.95 | 0.91 |
| Sum | | 16.62 | 15.63 | 16.49 | 14.99 |

Table D.33.: Correlation coefficient between hourly market prices of the neighboring market areas around France in the year shown based on the Market Low Scenario. 2020 values based on historical day-ahead auction market prices taken from European Network of Transmission System Operators for Electricity (2022b).

| Correlation coefficient | | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|--------------------------------|----|--------------|--------------|--------------|--------------|
| CH | FR | 0.94 | 0.91 | 0.93 | 0.92 |
| CH | DE | 0.85 | 0.88 | 0.90 | 0.81 |
| FR | DE | 0.88 | 0.93 | 0.88 | 0.74 |
| CH | IT | 0.90 | 0.84 | 0.86 | 0.81 |
| FR | IT | 0.87 | 0.76 | 0.80 | 0.77 |
| DE | IT | 0.76 | 0.73 | 0.75 | 0.63 |
| FR | ES | 0.78 | 0.53 | 0.64 | 0.59 |
| FR | BE | 0.94 | 0.97 | 0.94 | 0.91 |
| CH | BE | 0.91 | 0.90 | 0.91 | 0.89 |
| CH | ES | 0.77 | 0.48 | 0.58 | 0.50 |
| DE | ES | 0.63 | 0.46 | 0.51 | 0.32 |
| DE | BE | 0.90 | 0.97 | 0.92 | 0.81 |
| ES | BE | 0.71 | 0.49 | 0.57 | 0.48 |
| IT | BE | 0.83 | 0.75 | 0.76 | 0.71 |
| IT | ES | 0.76 | 0.46 | 0.55 | 0.51 |
| GB | FR | 0.76 | 0.90 | 0.89 | 0.83 |
| GB | ES | 0.58 | 0.43 | 0.53 | 0.42 |
| GB | DE | 0.67 | 0.88 | 0.87 | 0.76 |
| GB | CH | 0.73 | 0.83 | 0.86 | 0.81 |
| GB | IT | 0.70 | 0.67 | 0.71 | 0.63 |
| GB | BE | 0.76 | 0.92 | 0.95 | 0.92 |
| Sum | | 16.62 | 15.67 | 16.35 | 14.78 |

Table D.34.: Correlation coefficient between hourly market prices of the neighboring market areas around France in the year shown based on the Market High Scenario. 2020 values based on historical day-ahead auction market prices taken from European Network of Transmission System Operators for Electricity (2022b).

| Correlation coefficient | | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|--------------------------------|----|--------------|--------------|--------------|--------------|
| CH | FR | 0.94 | 0.91 | 0.94 | 0.92 |
| CH | DE | 0.85 | 0.87 | 0.90 | 0.86 |
| FR | DE | 0.88 | 0.92 | 0.88 | 0.79 |
| CH | IT | 0.90 | 0.85 | 0.86 | 0.80 |
| FR | IT | 0.87 | 0.77 | 0.80 | 0.76 |
| DE | IT | 0.76 | 0.73 | 0.75 | 0.66 |
| FR | ES | 0.78 | 0.53 | 0.64 | 0.60 |
| FR | BE | 0.94 | 0.96 | 0.95 | 0.91 |
| CH | BE | 0.91 | 0.90 | 0.92 | 0.90 |
| CH | ES | 0.77 | 0.48 | 0.59 | 0.51 |
| DE | ES | 0.63 | 0.45 | 0.51 | 0.35 |
| DE | BE | 0.90 | 0.96 | 0.92 | 0.85 |
| ES | BE | 0.71 | 0.49 | 0.58 | 0.50 |
| IT | BE | 0.83 | 0.76 | 0.77 | 0.71 |
| IT | ES | 0.76 | 0.47 | 0.55 | 0.51 |
| GB | FR | 0.76 | 0.89 | 0.89 | 0.84 |
| GB | ES | 0.58 | 0.42 | 0.53 | 0.43 |
| GB | DE | 0.67 | 0.87 | 0.87 | 0.79 |
| GB | CH | 0.73 | 0.81 | 0.86 | 0.81 |
| GB | IT | 0.70 | 0.66 | 0.72 | 0.63 |
| GB | BE | 0.76 | 0.91 | 0.95 | 0.92 |
| Sum | | 16.62 | 15.63 | 16.39 | 15.03 |

D.7.C.3. Capacity development

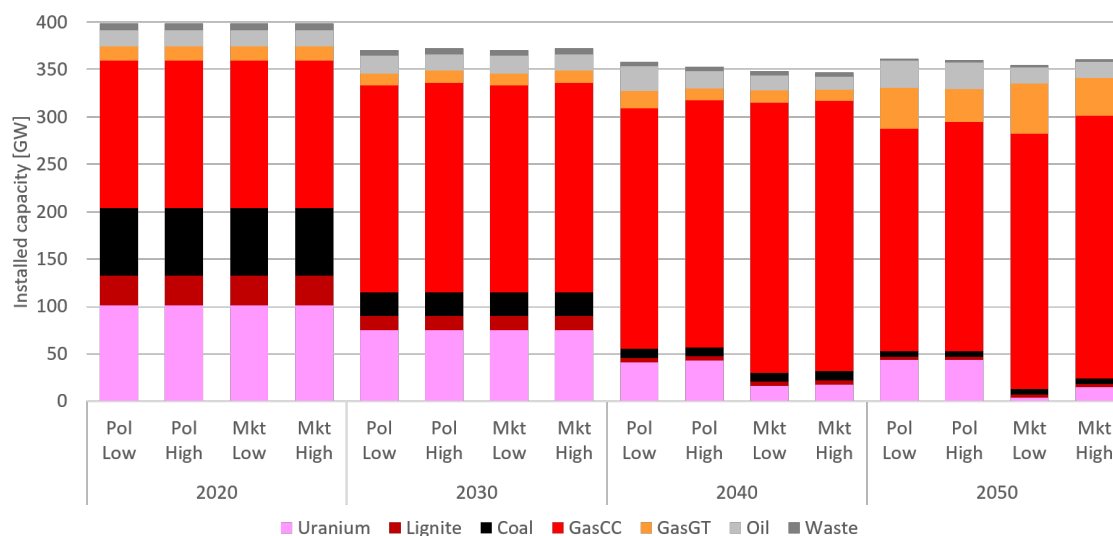


Figure D.13.: Simulated installed capacity development of flexible power plants of all considered market areas for the Policy Scenario (Pol) and the Market Scenario (Mkt) as well as Low and High carbon price path.

D.7.C.4. Cash flows

Figures D.14-D.17 below show the cash flows for the different fuel types for the French power plants. Due to the high installed capacity of the nuclear power plants, the cash flows in 2025, 2030, and 2035 are by far the highest. Overall, the cash flows of the nuclear power plants decrease in all scenarios and sensitivities. In the Policy scenarios, however, the cash flows of all power plants are constant in the years 2040-2050.

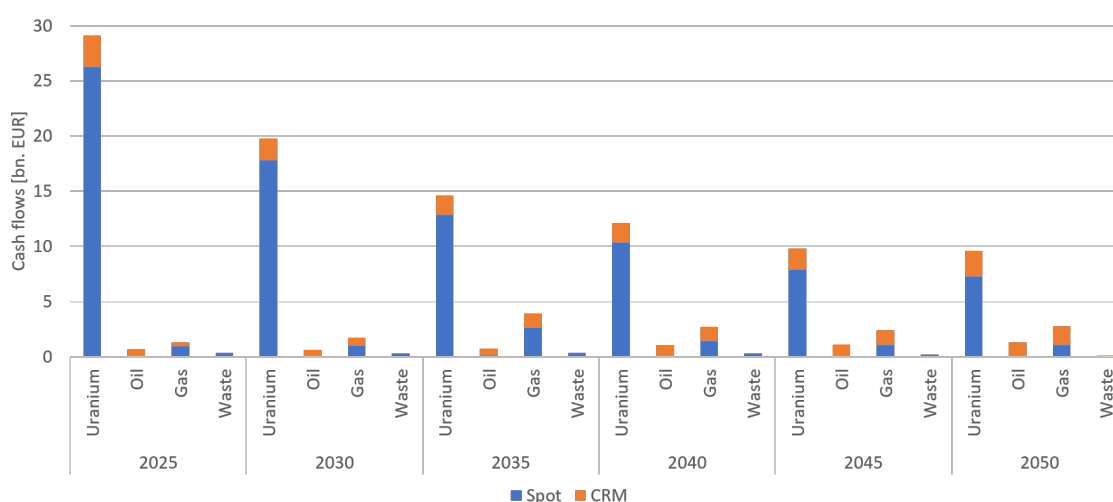


Figure D.14.: Annual cash flows of the individual energy sources divided into revenue from the spot market and CRM for the Policy High Scenario in France

The cash flows of the gas-fired power plants increase over the simulation time horizon. In the Policy scenarios less, in the Market scenarios, the cash flows of the gas-fired power plants increase more due to their considerably higher installed capacity in 2035-2040 compared to the Policy Scenario. Oil-fired power plants and waste remain at a comparably low level.

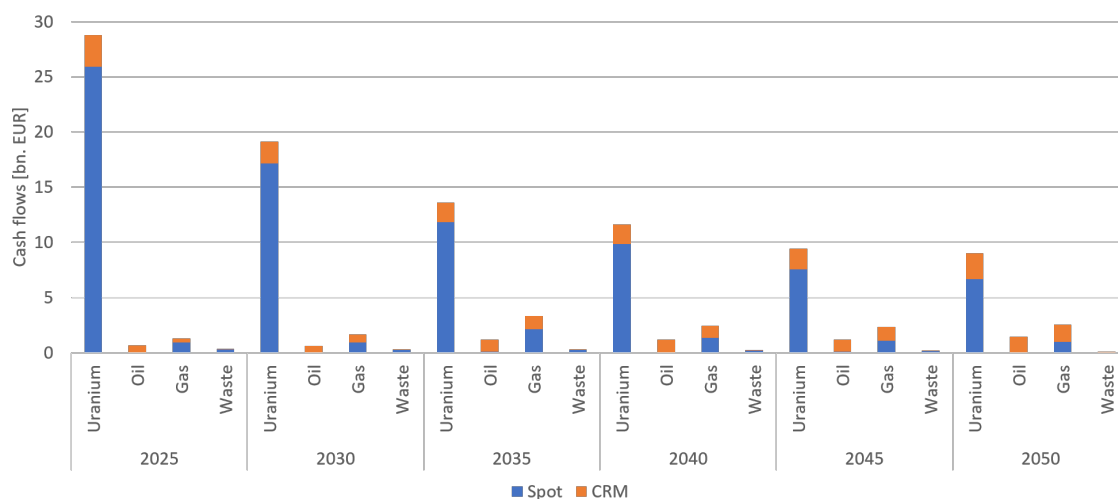


Figure D.15.: Annual cash flows of the individual energy sources divided into revenue from the spot market and CRM for the Policy Low Scenario in France

The cash flow share generated by CRM strongly depends on the fuel type of power plants. Overall, the shares of CRM cash flows for nuclear power plants are low, and the majority of revenues are received via the spot market with the sale of electricity. Oil-fired power plants are used only to cover peak loads and obtain almost all their income via the CRM. For gas-fired power plants, the share of payments through the CRM increases towards 2045 and 2050 to more than half of the annual cash flows in the Policy scenarios. In the Market scenarios, the power plants receive a substantial share of payments via the CRM from 2040 at the latest. Overall, this means considerable doubts about the profitable operation of the nuclear power plants in the Policy scenarios under the assumptions made in these simulations.

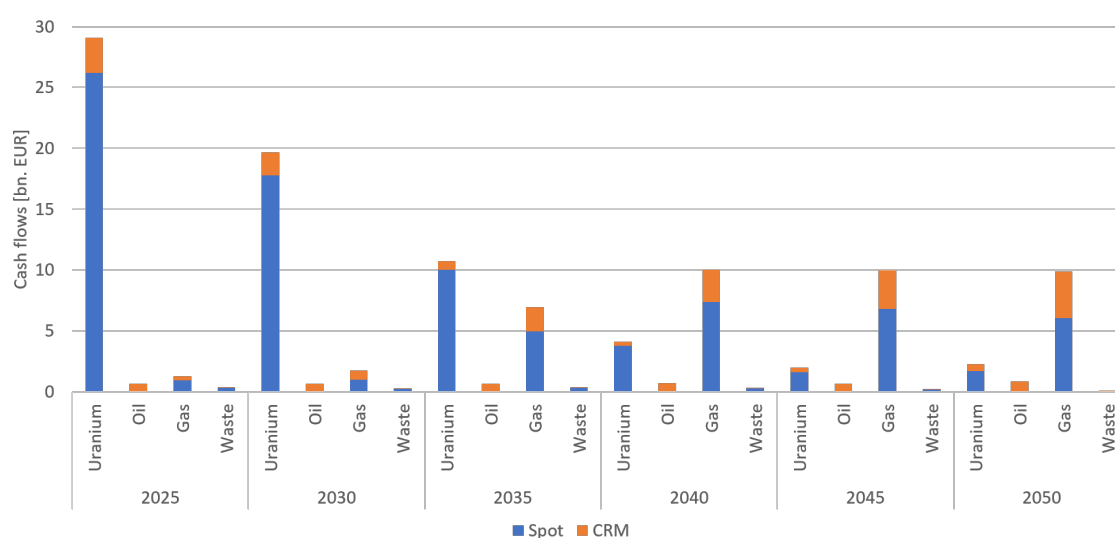


Figure D.16.: Annual cash flows of the individual energy sources divided into revenue from the spot market and CRM for the Market High Scenario in France

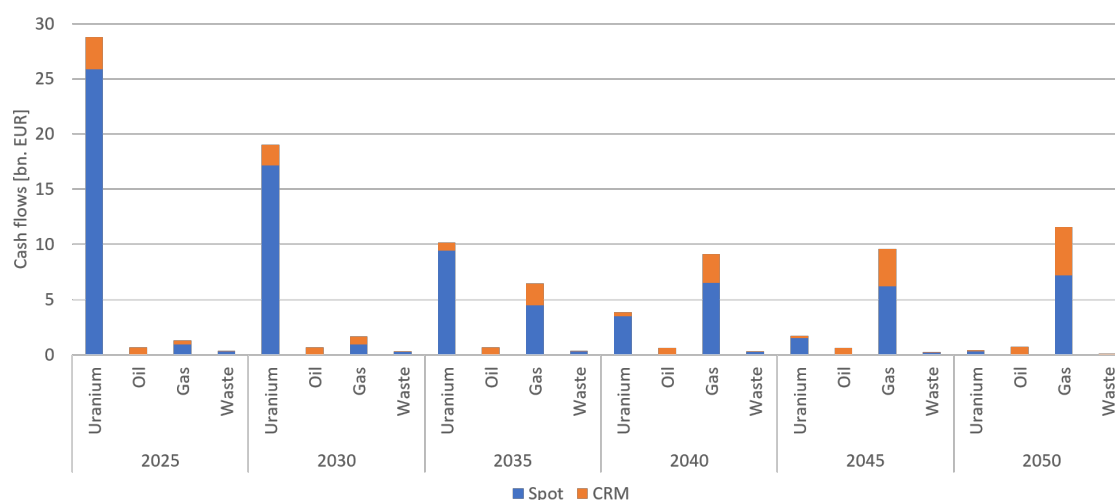


Figure D.17.: Annual cash flows of the individual energy sources divided into revenue from the spot market and CRM for the Market Low Scenario in France

D.7.D. Sensitivity analysis

D.7.D.1. Variation of RES scenarios

To evaluate the robustness, further model runs are performed with variations of different input parameters. In the following section, ceteris paribus, two variations of RES scenarios with higher RES generation volumes from the 2022 Ten-year Network Development Plan are simulated and presented, each with the already known carbon price paths. Figure D.18 shows the generation volumes of the original scenario (European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2020) compared to the Global Ambition and Distributed

Energy scenarios (European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2022a) for all modeled market areas. 2017 is considered as weather year. The graph clearly shows the higher RES generation volumes compared to the original scenario.

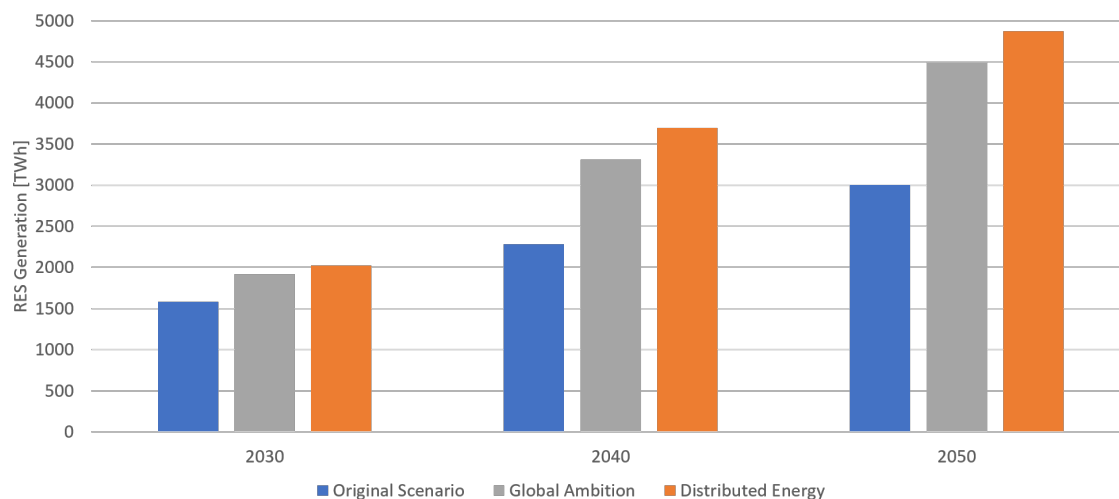


Figure D.18.: RES Generation of the Global Ambition and Distributed Energy scenarios from TYNDP 2022 (European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2022a) compared to the original scenario (National Trends) from TYNDP 2020 (European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2020) for all modeled market areas

The comparison of the RES generation volumes in France is shown in Figure D.19. Also, France's quantities of the Global Ambition and the Distributed Energy Scenario are considerably higher than the original scenario. The amounts of the two scenarios in 2050 are almost identical.

D.7.D.2. Capacity in all modeled areas

Initially, the capacities for all modeled market areas are shown. Figures D.20 and D.21 show the capacity development for the Global Ambition RES scenario, while Figures D.22 and D.23 show the results under the Distributed Energy scenario.

Overall, a slightly less flexible power plant capacity is installed in all scenarios due to the higher RES capacities. However, lower investments are made in the Distributed Energy scenario than in the Global Ambition scenario. The differences in investments in the respective types of power plants are more evident. There is no investment in nuclear capacity in the Market Scenario, not even in the Market High Scenario, which is different from the original scenario. However, there are more investments in OCGT and oil-fired power plants compared to the original scenario, so the share of CCGT decreases. The RES development is not discussed here, as the capacity is exogenously given. Overall, however, the results are robust with respect to the flexible capacity development.

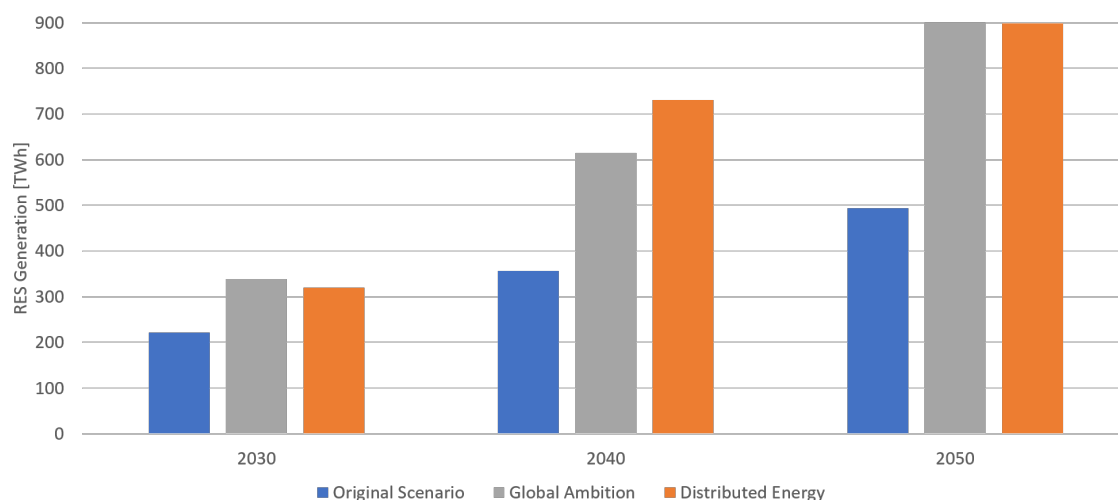


Figure D.19.: RES Generation of the Global Ambition and Distributed Energy scenarios from TYNDP 2022 (European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2022a) compared to the original scenario (National Trends) from TYNDP 2020 (European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2020) for France

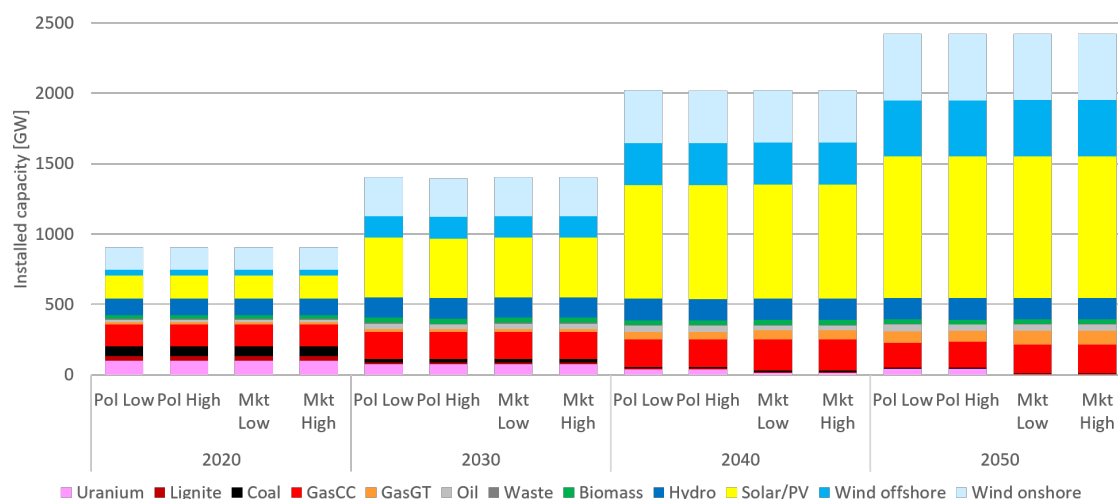


Figure D.20.: Capacity development including RES for all modeled market areas in the Global Ambition scenario (European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2022a)

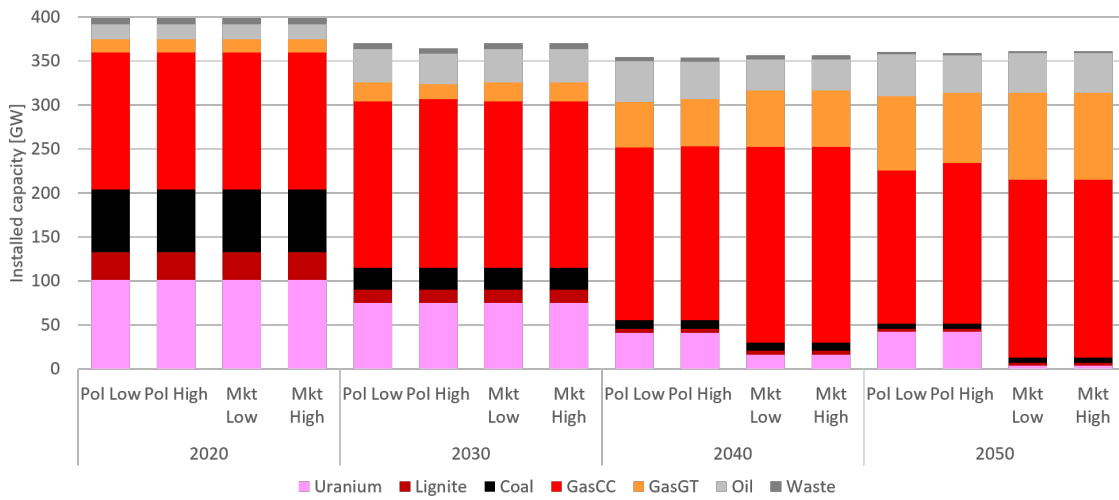


Figure D.21.: Capacity development for all modeled market areas in the Global Ambition scenario (European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2022a)

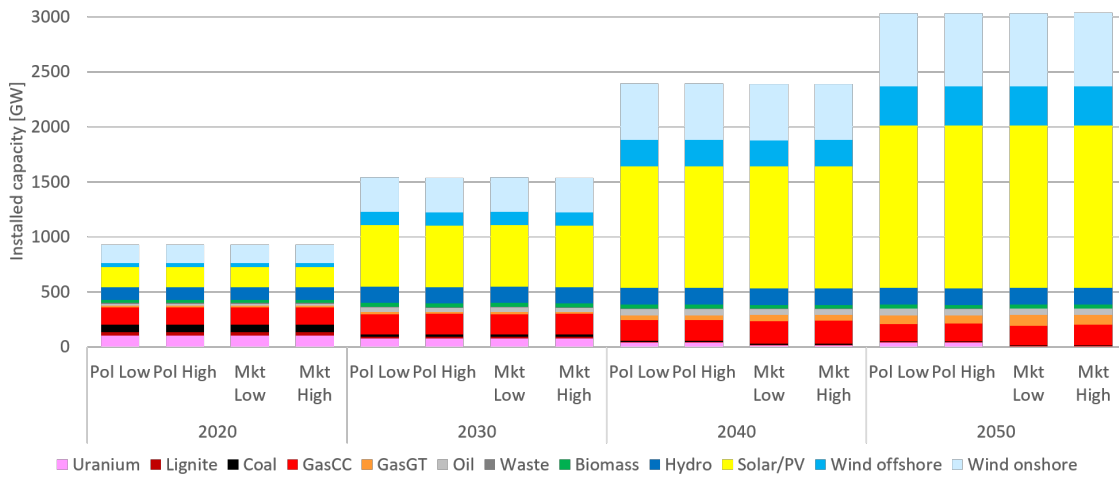


Figure D.22.: Capacity development including RES for all modeled market areas in the Distributed Energy scenario (European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2022a)

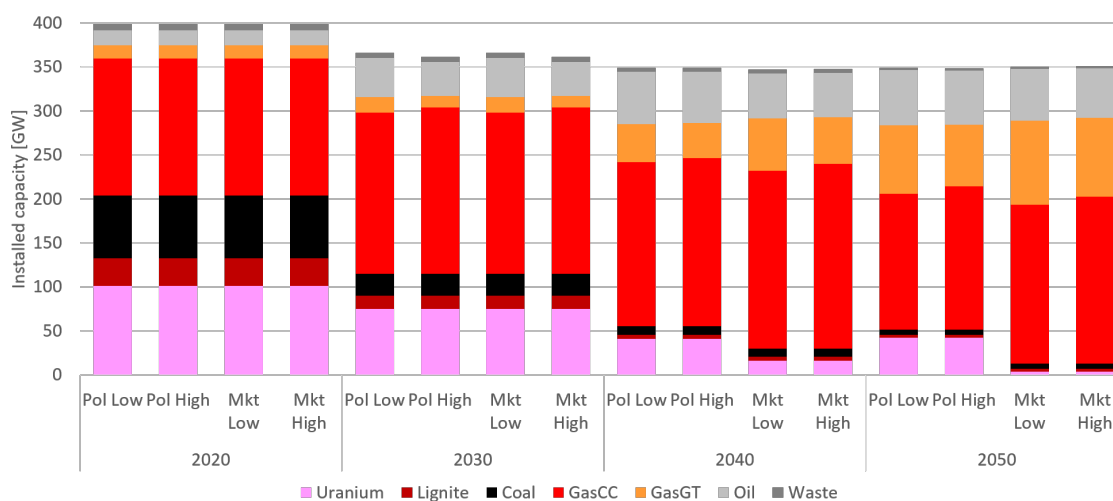


Figure D.23.: Capacity development for all modeled market areas in the Distributed Energy scenario (European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2022a)

D.7.D.3. Capacity in France

Regarding capacity development in France (Figures D.24 and D.25), robust results are shown. The differences in capacities are mainly due to the different RES capacities, which are exogenously given. However, there are differences to the original scenario in which far more is invested in CCGT. In both sensitivities, however, investments are made in OCGT and oil-fired power plants, reflecting the higher demand for flexible and low-cost power plants due to the higher RES generation. These graphs also show that there are no investments in nuclear power plants. However, the total installed capacity is marginally different due to the incentives of the CRM in France, whose parameters are not changed.

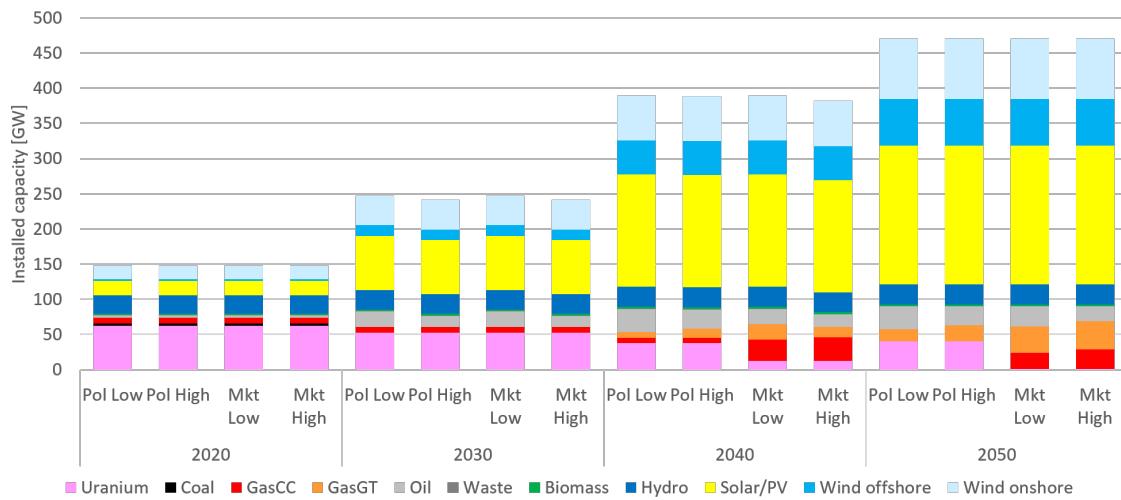


Figure D.24.: Capacity development including RES for France in the Global Ambition Scenario (European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2022a)

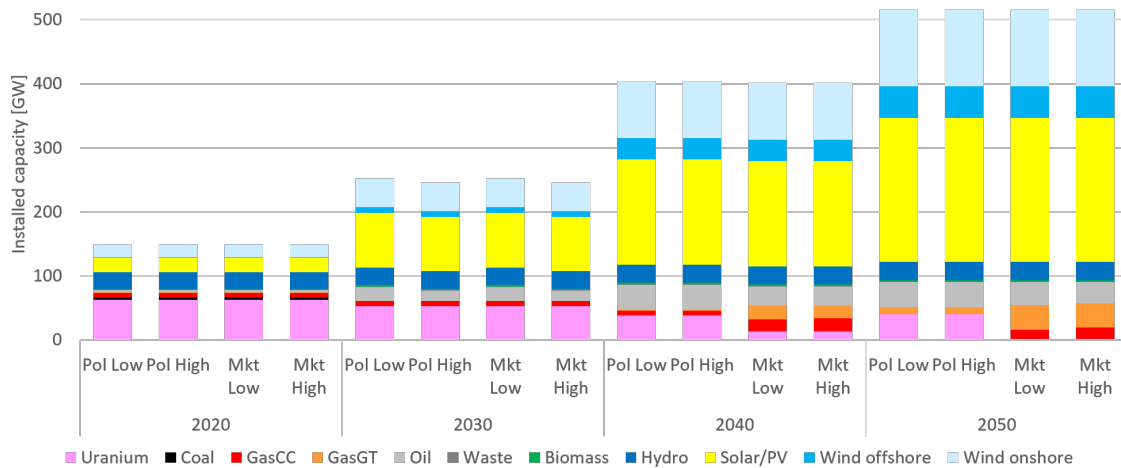


Figure D.25.: Capacity development including RES for France in the Distributed Energy Scenario (European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2022a)

D.7.D.4. Carbon emissions

In the following section, the carbon emissions are presented. Table D.35 (all modeled market areas) and Table D.36 (France) show the results for the Distributed Energy scenario, while Table D.37 (all modeled market areas) and Table D.38 (France) show the results of the emissions development for the Global Ambition scenario. The significant increases in RES generation volumes provide clearly higher reductions in carbon emissions, but the

increased volumes are still insufficient for full decarbonization. However, the differences are very robust and are similar to the original scenario.

Table D.35.: Change in cumulated carbon emissions in all simulated market areas compared to 2020's emissions for the different scenarios and sensitivities in the Distributed Energy scenario; differences are indicated between the scenarios for the same carbon sensitivity.

| 2020 =1 | Market | | Policy | | Difference High [%] | Difference Low [%] |
|------------|--------|------|--------|------|------------------------|-----------------------|
| | Low | High | Low | High | | |
| 2020 | 1.00 | 1.00 | 1.00 | 1.00 | 0 | 0 |
| 2025 | 0.71 | 0.70 | 0.71 | 0.70 | 0 | 0 |
| 2030 | 0.49 | 0.48 | 0.49 | 0.48 | 0 | 0 |
| 2035 | 0.34 | 0.33 | 0.33 | 0.32 | -4 | -4 |
| 2040 | 0.24 | 0.24 | 0.21 | 0.21 | -10 | -10 |
| 2045 | 0.21 | 0.21 | 0.19 | 0.19 | -11 | -11 |
| 2050 | 0.20 | 0.20 | 0.18 | 0.18 | -13 | -13 |

Due to the higher RES quantities in both scenarios, the carbon emissions in France decrease compared to the original scenario. However, the medium-term increase (as soon as some nuclear power plants are decommissioned, driven by our assumptions) of emissions in France remains.

Table D.36.: Change in cumulated carbon emissions in France compared to 2020's emissions for the different scenarios and sensitivities in the Distributed Energy Scenario; differences are indicated between the scenarios for the same carbon sensitivity.

| 2020 =1 | Market | | Policy | | Difference High [%] | Difference Low [%] |
|------------|--------|------|--------|------|------------------------|-----------------------|
| | Low | High | Low | High | | |
| 2020 | 1.00 | 1.00 | 1.00 | 1.00 | 0 | 0 |
| 2025 | 0.80 | 0.79 | 0.79 | 0.78 | -1 | -1 |
| 2030 | 0.76 | 0.72 | 0.75 | 0.72 | 0 | 0 |
| 2035 | 1.77 | 1.72 | 1.01 | 1.01 | -43 | -41 |
| 2040 | 2.27 | 2.18 | 0.66 | 0.57 | -71 | -74 |
| 2045 | 2.19 | 2.07 | 0.37 | 0.32 | -83 | -85 |
| 2050 | 2.36 | 2.26 | 0.29 | 0.29 | -88 | -87 |

Table D.37.: Change in cumulated carbon emissions in all simulated market areas compared to 2020's emissions for the different scenarios and sensitivities in the Global Ambition scenario; differences are indicated between the scenarios for the same carbon sensitivity.

| 2020 =1 | Market | | Policy | | Difference High [%] | Difference Low [%] |
|------------|--------|------|--------|------|------------------------|-----------------------|
| | Low | High | Low | High | | |
| 2020 | 1.00 | 1.00 | 1.00 | 1.00 | 0 | 0 |
| 2025 | 0.73 | 0.72 | 0.73 | 0.72 | 0 | 0 |
| 2030 | 0.52 | 0.51 | 0.52 | 0.51 | 0 | 0 |
| 2035 | 0.41 | 0.40 | 0.39 | 0.38 | -4 | -4 |
| 2040 | 0.31 | 0.31 | 0.28 | 0.28 | -11 | -11 |
| 2045 | 0.27 | 0.27 | 0.24 | 0.24 | -12 | -12 |
| 2050 | 0.25 | 0.25 | 0.22 | 0.22 | -12 | -12 |

Table D.38.: Change in cumulated carbon emissions in France compared to 2020's emissions for the different scenarios and sensitivities in the Global Ambition scenario; differences are indicated between the scenarios for the same carbon sensitivity.

| 2020 =1 | Market | | Policy | | Difference High [%] | Difference Low [%] |
|------------|--------|------|--------|------|------------------------|-----------------------|
| | Low | High | Low | High | | |
| 2020 | 1.00 | 1.00 | 1.00 | 1.00 | 0 | 0 |
| 2025 | 0.82 | 0.81 | 0.82 | 0.81 | 0 | 0 |
| 2030 | 0.78 | 0.75 | 0.78 | 0.75 | 0 | 0 |
| 2035 | 2.48 | 2.52 | 1.33 | 1.33 | -47 | -47 |
| 2040 | 3.18 | 3.17 | 0.87 | 0.88 | -73 | -72 |
| 2045 | 2.70 | 2.71 | 0.45 | 0.45 | -84 | -83 |
| 2050 | 2.54 | 2.52 | 0.36 | 0.36 | -86 | -86 |

D.7.D.5. Spot market prices

The results of the price analysis show the most considerable differences from the original scenario. Figure D.26 shows the development of the average spot wholesale market prices for the Global Ambition scenario, and Figure D.27 shows the result for the Distributed Energy scenario.

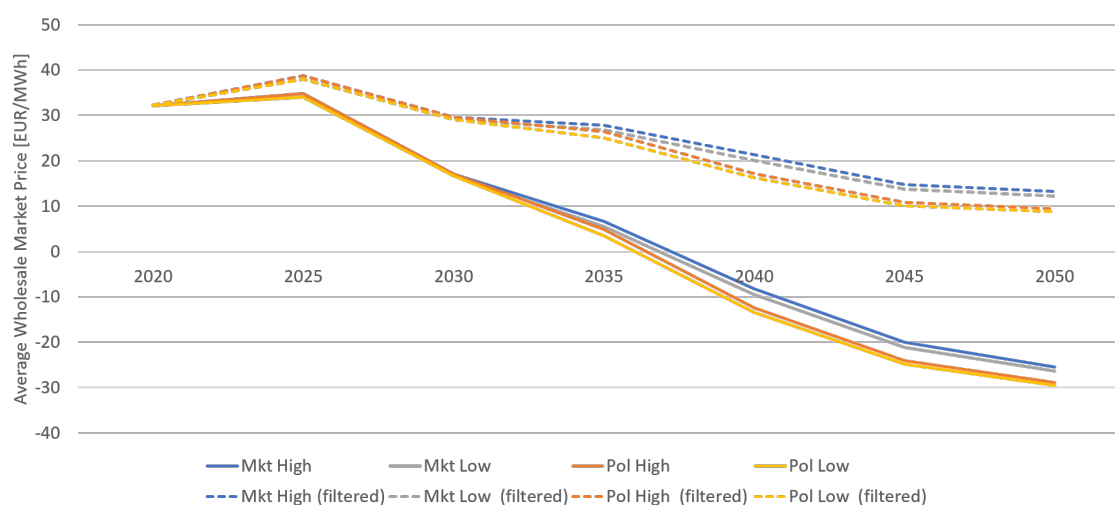


Figure D.26.: Average wholesale prices between 2020 and 2050 in France for the Policy Scenario (Pol) and the Market Scenario (Mkt) as well as Low and High carbon price path with Global Ambition (European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2022a) assumptions; the lines depict average prices for the scenarios. The dashed lines show the average prices for the different scenarios when the negative prices are filtered out and set to zero. The year 2020 shows historical values based on European Network of Transmission System Operators for Electricity (2022b). None of the prices into account levies for Grid, RES, or CRM.

Thus, the spot market prices decrease sharply (without considering the levies for CRM, grid, or RES) compared to the original scenario. Since the prices until 2050 strongly depend on the bidding behavior of RES, the assumption is made as before that RES bid into the market with negative (i.e., current behavior). In the filtered case, the negative prices are filtered out and set to zero. Compared to the filtered curve, it appears that the RES are price-setting in many hours. Furthermore, the price differences between the carbon price scenarios disappear almost completely. Hence, the influence of carbon prices on the spot market price with high RES capacities decreases as expected since fewer carbon-emitting generation technologies will be price-setting.

Overall, however, the higher volumes still lead to cross-border effects and a reduction in prices in all markets, which can be seen in Table D.39. Nevertheless, compared to the original scenario, the price differences decrease to merely 0.27 to 1.86 EUR/MWh price reduction in the Global Ambition scenario and 0.12 to 1.69 EUR/MWh in the Distributed Energy scenario. Due to the reduced prices, the percentage price changes are no longer comparable. Overall, all effects investigated in the original scenario could be shown in the additional sensitivities in the same or similar way.

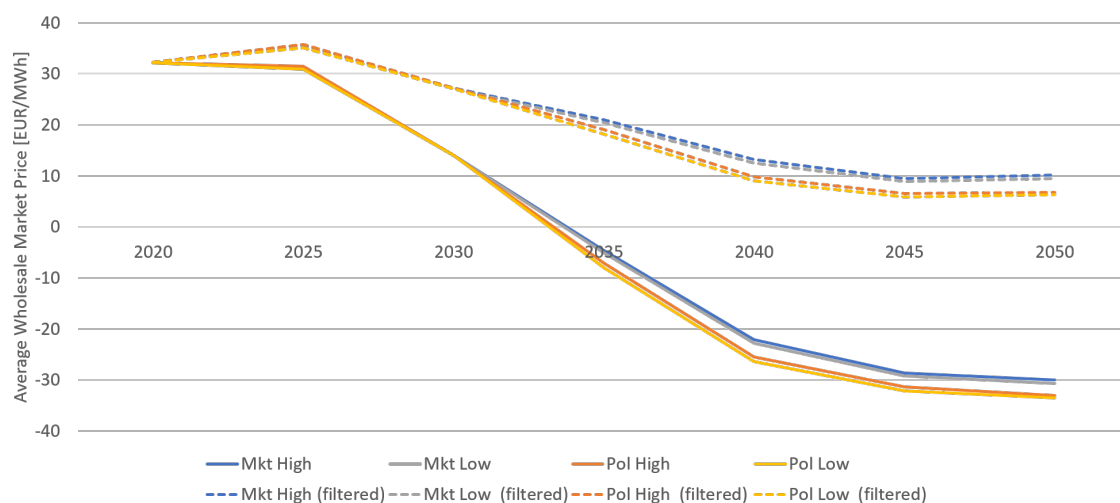


Figure D.27.: Average wholesale prices between 2020 and 2050 in France for the Policy Scenario (Pol) and the Market Scenario (Mkt) as well as Low and High carbon price path with Distributed Energy (European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2022a) assumptions; the lines depict average prices for the scenarios. The dashed lines show the average prices for the different scenarios when the negative prices are filtered out and set to zero. The year 2020 shows historical values based on European Network of Transmission System Operators for Electricity (2022b). None of the prices into account levies for Grid, RES, or CRM.

Table D.39.: Change in the average market prices in France and the neighboring countries depending on the RES Scenario

| Year | Global Ambition | | Decentral Energy | |
|------|-----------------|-------|------------------|--------|
| | Abs. [EUR/MWh] | [%] | Abs. [EUR/MWh] | [%] |
| DE | -0.28 | -2.1 | -0.12 | -1.4 |
| FR | -1.86 | -38.0 | -1.69 | -125.5 |
| BE | -0.81 | -8.4 | -0.57 | -11.3 |
| IT | -0.27 | -0.6 | -0.45 | -1.6 |
| GB | -0.52 | -44.4 | -0.41 | -8.2 |
| ES | -0.81 | -5.5 | -0.65 | -29.5 |
| CH | -0.79 | -3.6 | -0.66 | -4.8 |