

Verbundforschungsvorhaben Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030

Teil 1: Hauptbericht

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Die Verantwortung für den Inhalt dieser
Veröffentlichung liegt beim Autor.

Verbundforschungsvorhaben Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030

Teil 1: Hauptbericht

FfE-Auftragsnummer:

BMWi-16

Projektleitung:

**Christoph Pellingner
Tobias Schmid**

Teilprojektleiter/in:

**Anika Regett
Anna Gruber
Jochen Conrad
Kristin Wachinger
Luis Carr
Michael Dronia
Philipp Nobis
Philipp Pfeifroth
Sebastian Eller
Sebastian Fischhaber**

Fertigstellung:

Mai 2016

Impressum:

Endbericht
der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.
(FfE)

zum Projekt:

Merit Order der Energiespeicherung im Jahr
2030

Teil 1: Ergebnisbericht

Förderung durch:

Bundesregierung im Rahmen der
Förderinitiative Energiespeicher in Form des
Bundesministerium für Wirtschaft und
Technologie (BMWi) - Förderkennzeichen:
03ESP110A

Sowie den folgenden Industriepartnern:

APG Austrian Power Grid AG

BMW AG

Daimler AG

EnBW AG

EWE AG

Grünwerke GmbH

Mark E-AG

RWE AG

Stadtwerke Rosenheim

SWM Services GmbH

Tennet TSO GmbH

Uniper AG

Verbund AG

Kontakt:

Am Blütenanger 71
80995 München
Tel.: +49 (0) 89 158121-0
Fax: +49 (0) 89 158121-10
E-Mail: info@ffe.de
Internet: www.ffe.de

Wissenschaftlicher Leiter:

Prof. Dr.-Ing. U. Wagner

Geschäftsführer:

Prof. Dr.-Ing. W. Mauch

Projekt-Manager:

Dr.-Ing. Dipl.-Phys. R. Corradini

ISBN:

978-3-941802-31-5

Danksagung

Das Projektteam der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. dankt dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie für die Förderung und Begleitung des Verbundvorhabens über 3,5 Jahre. Unser Dank geht auch an die 14 beteiligten Industriepartner für deren wertvolle fachliche und finanzielle Unterstützung. Schon während der Projektbearbeitung wurde ein starkes gemeinsames Interesse von Wirtschaft und Wissenschaft am Thema Merit Order der Energiespeicherung deutlich. Wir wünschen uns, dass mit der Veröffentlichung des Endberichtes ein großer Kreis die erarbeiteten Ergebnisse nutzen und umsetzen kann.



Executive Summary

Ziel und Ansatz

Ziel des Projektes „Merit Order der Energiespeicher 2030“, war die Analyse und systemische Bewertung von Maßnahmen zur Flexibilisierung mittels Funktionaler Speicher. Betrachtet wurden Power2Heat, Lastflexibilisierung in der Industrie und privaten Haushalten, Elektromobilität, stationäre Batteriespeicher, Pumpspeicher und Power2Gas. Unter Merit Order wird in der Studie eine relative Einordnung verschiedener Speichertechnologien hinsichtlich ihres Mehrwerts beim langfristigen Ausbau von Speichern verstanden, jeweils aus System- und Akteurssicht. Für die Studie wurde eine innovative Methode entwickelt: Multikriterielle Technologierankings wurden mit einer regional und zeitlich hochauflösenden Systemmodellierung kombiniert.

Das System wurde auf Übertragungsnetzebene für Deutschland und Österreich in stündlicher Auflösung unter Berücksichtigung des europäischen Verbundsystems simuliert. Alle wetterabhängigen Eingangsdaten wurden mit den meteorologischen Daten aus dem Jahr 2012 erstellt. Der Ausbau erneuerbarer Energien wird in Deutschland nach dem Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans 2015 mit 60 GW Photovoltaik, 76 GW Onshore- und 14 GW Offshore-Wind für das Jahr 2030 angenommen. Für die Onshore-Windkraft werden im Projekt technische Entwicklungen berücksichtigt, die zu Volllaststunden von etwa 3000 anstatt bisher 2000 führen. Damit führt der leistungsgesteuerte Ausbaukorridor mit 75 % zu erheblich höheren Anteilen erneuerbarer Energie in der Stromerzeugung in 2030 als nach den Plänen der Bundesregierung (55 % in 2035).

Die Studie liefert zum einen Aussagen über den Mehrwert von Speichern für das Energiesystem und deren Auswirkungen auf die Abregelung Erneuerbarer Energien und den Betrieb von Kraftwerken. Zum anderen werden Aspekte der Marktausgestaltung adressiert.

1. Power2Heat in Fernwärmesystemen und Lastflexibilisierung in der Industrie bieten auf der Übertragungsnetzebene aus Systemsicht den größten Mehrwert.

Thermische Speicher zur Flexibilisierung der KWK und insbesondere die Nutzung von Power2Heat in Fernwärmesystemen bieten einen hohen Mehrwert für das System. Power2Heat wird in der Studie mit knapp 10 GW ausgebaut, die jährlichen Volllaststunden liegen bei ca. 1200. Auch die Lastflexibilisierung in der Industrie bietet aufgrund der geringen leistungsspezifischen Erschließungskosten ein besonders kostengünstiges Potenzial von rund 2 GW. Die Untersuchungen zeigen zudem, dass funktionale Speicher geeignet sind, die Gesamtsystemkosten nennenswert zu reduzieren; dieser Effekt nimmt mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien im System zu. Die Beiträge der Elektromobilität zur Flexibilisierung kommen weniger auf der Ebene des Hochspannungsnetzes zum Tragen. Sie spielen eine wichtigere Rolle im regionalen Verteilnetz, das gilt auch für Wärmepumpen und Nachtspeicherheizung. Power2Gas liefert den Berechnungsergebnissen zu Folge keinen Mehrwert für das System. Anders fiel das Ergebnis bei einer sektorübergreifenden Betrachtung aus, wenn Wasserstoff aus Power2Gas im Verkehrssektor eingesetzt würde.

2. Der in der Studie berechnete Ausbau Funktionaler Speicher reduziert die Abregelung Erneuerbarer Energien um bis zu 8 TWh.

Ohne den Ausbau von Speichern werden im Jahr 2030 abhängig vom Netzausbau und der Last bis zu 12 TWh Strom aus Erneuerbaren Energien abgeregelt, davon mehr als 85 % aus Windkraftanlagen. Durch den Speicherausbau und -einsatz kann die Abregelung auf unter 4 TWh reduziert werden.

3. In den Berechnungen führt der Einsatz Funktionaler Speicher zu höheren Einsatzzeiten von Grundlastkraftwerken.

Das Energiesystem der Zukunft verlangt nach einer flexibleren Betriebsweise von Kraftwerken. Speicher tragen daher nicht nur dazu bei, mehr Erneuerbare Energie zu integrieren, sondern sie reduzieren auch die Anzahl teurer und ineffizienter Startvorgänge von Kraftwerken. Hierdurch kommt es auch zu einer Steigerung der Einsatzzeiten von Grundlastkraftwerken. Die damit einhergehende Erhöhung der Stromproduktion wird u. a. im Wärmesektor genutzt.

4. Durch technische Weiterentwicklungen und Marktanpassungen wird Systemstabilität auch in Zukunft gesichert.

In Zukunft wird es ausreichend Flexibilität für den Intraday-Markt und die Regelleistungsmärkte geben. Speicher, die an anderer Stelle im System einen Mehrwert liefern, können auch die Anforderung der kurzfristigen Märkte mit bedienen. Weitere Gründe hierfür sind u. a. eine verbesserte Prognosegüte und die Stärkung des europäischen Energiebinnenmarkts, die Verkürzung von Vorlaufzeiten am Intraday-Markt und neue Ausschreibungszeiträume für die Bereitstellung von Regelleistung. Zudem ist auf dem Regelleistungsmarkt beispielsweise durch Windkraftanlagen und Batterien von einer deutlichen Preissenkung auszugehen.

5. Der aktuelle regulatorische Rahmen führt zu erheblichen Mehrkosten im System.

Zur Abbildung der Akteurssicht werden Steuern und Abgaben, wie Netzentgelte berücksichtigt. Hierdurch wird in den Berechnungen vorhandenes Flexibilitätspotenzial von Pumpspeichern weniger genutzt sowie Power2Heat in Fernwärmenetzen nur in geringem Maße ausgebaut und genutzt. Im Jahr 2030 führt dies zu einer Kostenerhöhung im Vergleich zur Systemsicht in Höhe von rund hundert Millionen Euro jährlich.

Schlussfolgerungen

Zusammenfassend zeigen die Untersuchungen, dass bis zum Jahr 2030 kostengünstiges Flexibilitätspotenzial in Form von industrieller Lastflexibilisierung und Power2Heat in Fernwärmenetzen in ausreichendem Umfang vorhanden sein kann. Allerdings wird dessen Erschließung und die Nutzung von bestehenden Flexibilitätsoptionen, wie Pumpspeichern durch Steuern und Abgaben sowie weitere Regularien begrenzt. Mögliche Anpassungen könnten im Bereich der Zuweisung von Primärenergiefaktoren in Fernwärmenetzen und zeitvariabler Tarife stattfinden. So könnten z. B. bei systemdienlichem Verhalten die Abgaben, wie sie für Letztverbraucher gelten, zeitlich variabel gestaltet werden.

Damit das Flexibilitätpotenzial in der Industrie identifiziert und dann auch genutzt wird, ist zudem eine verstärkte Sensibilisierung von Industrieunternehmen für dieses Thema notwendig. Des Weiteren sind Anpassungen in der Marktausgestaltung nötig, um Flexibilitätpotenziale besser nutzen zu können, z. B. die Verkürzung der Ausschreibungszeiträume sowie zeitlich kürzerer Produkte für Regelleistung und die Schaffung eines liquiden 15-Minuten Day-Ahead und Intraday-Handels.

Im Zuge der Digitalisierung des Energiesystems ist mit fallenden Informations- und Kommunikationskosten zu rechnen. Wenn zudem die marktlichen Rahmenbedingungen auch für die Nutzung kleinteiliger Flexibilitätsoptionen, wie Wärmepumpen, Nachtspeicher und Elektromobilität vorteilhafter werden, können diese Technologien eine deutlich größere Rolle spielen.

Ausblick

Die neue Modellierungsumgebung bietet nunmehr die Möglichkeit, die Interaktionen zwischen Speicher- und Netzausbau, Effizienzmaßnahmen sowie dem Ausbau erneuerbarer Energien systematisch zu untersuchen und zu priorisieren. Zur genaueren Analyse der Unterschiede von System- und Akteurssicht sind ferner die Anreize für Prosumenten genauer abzubilden. Mit Blick auf die sich laufend ändernden energiewirtschaftlichen, marktlichen und politischen Rahmenbedingungen kann das Modell eine dynamische Bewertung durchführen. So können z. B. sektorale Zielsetzungen zur Emissionssenkung und die Zielerreichung für emissionsmindernde Maßnahmen aus Sicht des Gesamtsystems unter Anlegung energetischer, ökonomischer und ökologischer Kriterien auf den Prüfstand gestellt werden.

Executive Summary

Aim and approach

The study “Merit Order of Energy Storage by 2030” aimed at the analysis and systematic assessment of measures for flexibilisation via functional energy storage. Therefore, power to heat, flexibilisation of load in industrial and private household applications, electromobility, stationary battery storage, pumped hydro storage as well as power2gas were investigated. In the context of the study, the term “Merit Order” is understood as a comparative ranking of different storage technologies. This ranking of storage technologies is done with respect to their added value from a system as well as business perspective by means of storage expansion. For this purpose, an innovative approach was used: multiobjective technology rankings were combined with a spatially and highly time resolved energy system analysis.

For Germany and Austria a linearized unit commitment model was used to perform hourly resolved simulations on the transmission system level. Exchange within Europe was considered with a country specific resolution. Every weather dependent input data was modeled with meteorological data from the year 2012. Renewable energy capacities in Germany were taken from the grid development plan 2015 which results in 60 GW photovoltaic, 76 GW onshore- and 14 GW offshore-wind power for 2030. In contrast to the grid development plan, technological advances of onshore wind power turbines are taken into account, which leads to full load hours of newly installed units of 3000 instead of 2000. Hereby, the capacity-directed expansion corridor results in a renewable energy share of up to 75 % in electrical supply by 2030 which is significantly more than stated in the coalition contract of the federal government of Germany (55 % by 2035).

Statements on the added value of storages for the energy system and its implications for curtailment as well as on power plant operation can be derived from the results of the study. Additionally, aspects of market design are addressed.

1. Power to heat in public and industrial district heating systems as well as flexibilisation of load in industrial processes offer the largest benefit on the transmission level from a system perspective.

Thermal storages used for the flexibilisation of chp-production and in particular electrical heaters in district heating systems offer a significant added value for the system. Electrical heaters are installed up to a capacity of close to 10 GW whereas their full load hours reach approximately 1200. The same is true for industrial processes as they offer a notably cheap exploitation potential regarding capacity which is determined as approximately 2 GW. Investigations also show that functional energy storages are suitable to reduce overall system costs; this effect increases with the share of renewable energy. The contribution of flexibilisation of electromobility has a minor effect on the transmission level. Electromobility as well as heat pumps and night storage heaters are likely to play a more important role on the distribution level. According to the evaluations Power2Gas does not offer an added value to the system. However the results would look different if hydrogen from Power2Gas would be used in the mobility sector.

2. In the study, expansion of functional energy storage reduces curtailment of up to 8 TWh.

Depending on grid expansion and load scenario, curtailment raises up to 12 TWh by 2030 without storage expansion. In any case, more than 85 % of curtailed energy is wind power. Storage expansion and commitment reduces curtailment to less than 4 TWh.

3. Calculations show that usage of functional energy storage increases operation hours of base load power plants.

The energy system of the future demands a flexible operation of power plants. Hence storages do not only contribute by a reduction of curtailment but they also reduce costly and inefficient power plant start-ups. This in turn increases operation hours of base load power plants and leads to an increased production of electrical energy which is also used in the heat sector.

4. Advances in technology and changes in market design will guarantee system stability in the future.

In the future, enough flexibility for the intraday and frequency reserve markets will be available. Storages which offer an added value elsewhere in the system are also capable of fulfilling the requirements of short term markets at the same time. Amongst others, additional factors promoting this flexibility are the improvement of renewable energy and demand forecast, the strengthening of the European internal energy market, reduction of lead-times on the intraday market and changes in tender periods for frequency reserve. Moreover, batteries and the use of wind power for frequency reserve are likely to reduce balancing costs even further.

5. The existing regulatory framework leads to non-negligible additional costs for the system.

To model the business perspective, taxes and fees e.g. grid charges were taken into account. Results show that the utilization of existing flexibility potential is reduced as well as barely any power to heat expansion is applied. By 2030, this leads to an increase of costs of more than several hundred million euros per year when compared to the system perspective.

Conclusion

In conclusion, the investigations demonstrate that enough low cost flexibility potential might be available in terms of electrical heaters in district heating systems and flexibilisation of industrial processes. However, its assessment and the usage of existing flexibility options like pumped hydro storage is restricted by taxes, fees and further regulatory framework. Possible adjustments might comprise the allocation of primary energy factors in district heating and time variable tariffs. For example, fees like the ones existing for final consumption could be temporally varied in the case of system beneficial behavior.

The study does also demonstrate the necessity of enhanced energy awareness in companies to access the flexibility potential in industrial processes. Furthermore, additional changes in market design are required to use flexibility potentials to a better

extend, e.g. shortening of tender time as well as a reduction of product slice in terms of time for frequency control and the creation of liquid 15-minute day-ahead and intraday markets.

In the course of the digitalization of the energy system, costs for information and communication are likely to fall. If the regulatory framework will be adapted at the same time flexibilisation of small scale devices like heat pumps, night storage heaters and electromobility are likely to play a much more important role.

Outlook

The new modeling environment offers the opportunity to investigate the interdependencies between storage expansion, grid expansion, efficiency measures and expansion of renewable energies as well as the opportunity to prioritize these measures. In order to analyze differences between system and business perspective, incentives for prosumers will have to be explored in more detail. Considering the continuously changing political and market based constraints in energy economics, the model allows for a dynamic assessment of these changes. For example, sectoral targets for emission reduction and achieving objectives of emission-reduction measures can be put on the test bench taking energetic, economic and ecological criteria into account.

The project was funded by the “Federal Ministry of Economy Affairs and Energy” (FKZ: 03ESP110A) as well as 13 industrial partners. Responsibility for the content of this publication lies with the “Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.” and the steering committee existing of 14 industrial partners.

Inhalt

1	Einleitung.....	1
1.1	Hinführung zum Thema.....	1
1.2	Forschungsfragen	2
1.3	Lösungsansatz.....	3
2	Erläuterungen zum Aufbau einer Merit Order der Energiespeicher	5
2.1	Der Funktionale Energiespeicher.....	5
2.2	Funktionale Energiespeicher in der Merit Order der Kraftwerke.....	9
2.2.1	Erstellung einer Merit Order Funktionaler Energiespeicher.....	10
2.2.2	Interpretation einer Merit Order Funktionaler Energiespeicher	11
2.3	Betrachtungsweisen zum Wert Funktionaler Energiespeicher.....	14
2.4	Fazit.....	16
3	Merit Order Matrix	17
3.1	Methodik	17
3.2	Einsatzoptionen aus Systemsicht.....	23
3.2.1	Identifikation relevanter Einsatzoptionen	24
3.2.2	Lastglättung	25
3.2.3	Ausgleich des erkannten Prognosefehlers	30
3.2.4	Integration überschüssiger gesetzter Einspeisung	35
3.2.5	Unterstützung beim Engpassmanagement.....	46
3.2.6	Frequenzhaltung	71
3.2.7	Bereitstellung gesicherter Leistung.....	89
3.3	Einsatzoptionen aus Akteurssicht.....	96
3.3.1	Identifikation relevanter Einsatzoptionen	97
3.3.2	Einhaltung von Lieferverpflichtungen.....	115
3.3.3	Optimierung der EEG-Vermarktung.....	120
3.3.4	Bereitstellung von Regelleistung	124
3.3.5	Teilnahme im kurzfristigen Stromhandel.....	134
3.3.6	Erhöhung des Eigenverbrauchs	142
3.3.7	Spitzenlastmanagement.....	146
3.3.8	Notstromversorgung.....	151
3.4	Bewertung der Speichertechnologien.....	157
3.4.1	Erläuterungen zur Interpretation der Merit Order Matrix	157
3.4.2	Ergebnisse der Merit Order Matrix.....	158

3.4.3	Zusammenfassende Einordnung.....	164
4	Long Term Market Outlook	169
4.1	FREM - Regionalisiertes Energiemodell	169
4.1.1	Anforderungen	170
4.1.2	Methodischer Ansatz.....	171
4.1.3	Sekundärdaten.....	179
4.1.4	Erneuerbare Energien	183
4.1.5	Stromverbrauch.....	208
4.1.6	Wärmeverbrauch.....	218
4.1.7	Kraftwerke.....	226
4.1.8	Übertragungsnetz.....	230
4.2	Modellumgebung ISAaR	237
4.2.1	Anforderungen	237
4.2.2	Datenbankstruktur	240
4.2.3	Optimierungsmodell	243
4.2.4	Validierung	249
4.3	Szenariorahmen.....	251
4.3.1	Erneuerbare Energien	251
4.3.2	Last	255
4.3.3	Kraftwerke.....	259
4.3.4	Übertragungsnetz.....	264
4.3.5	Steuern und Abgaben	266
4.3.6	Zusammenfassung.....	267
4.4	Anwendung von ISAaR	269
4.4.1	Ausbau und Einsatz aus Systemsicht.....	270
4.4.2	Bewertung aus Akteurssicht.....	286
5	Fazit & Ausblick	297
6	Weiterer Forschungsbedarf	301
7	Literaturverzeichnis	303
8	Anhang.....	323
8.1.1	EEG-Datenbank.....	323
8.1.2	Windkraft in Deutschland	326

Abkürzungsverzeichnis

AbLaV	Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten
AGS	Amtlicher Gemeindeschlüssel
AbLaV	Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten
AGFW	Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V
AGS	Amtlicher Gemeindeschlüssel
APG	Austrian Power Grid
BAU	Business as Usual
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
BZE	Bezugseinheit
CAES	Druckluftspeicherkraftwerk (Compressed Air Energy Storage)
CBS	Cross-Border-Schedules
CH ₄	Methan
CLC	CORINE land cover
CO ₂	Kohlendioxid
CORINE	Koordinierung von Informationen über die Umwelt (Coordination of Information on the Environment)
COSMO	Consortium for Small-scale Modeling
CPLEX	IBM ILOG CPLEX Optimization Studio
CWE	Central-Western-Europe
DA	Day-Ahead
DEA	Dezentrale Energieerzeugungs-Anlagen
DENA	Deutsche Energie-Agentur
DEWI	Deutsches Windenergie-Institut
DFM	Kurzbezeichnung für das Projekt „DEA, Flex und Masterplan“
DSM	Demand-Side-Management
DWD	Deutscher Wetterdienst
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien
EEGDB	EEG-Datenbank
EEX	European Energy Exchange
EFH	Einfamilienhaus

EinsMan	Einspeisemanagement
EnLAG	Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen
EntsoE	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung
EPEX	European Power Exchange
ESF	Elektrostraßenfahrzeuge
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FFA	Freiflächenausschreibungsverordnung
FfE	Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.
FREM	Regionalisiertes Energiesystemmodell der FfE
GE	Gemeindeebene
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
GIS	Geoinformationssystem
GuD	Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
ID	Intraday
IER	Institute für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
ISAAr	integriertes Simulationsmodell zur Anlageneinsatz- und ausbauplanung mit Regionalisierung
KTBL	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung
LP	Lineare Programmierung
LTC	Line Transfer Capacity
MFH	Mehrfamilienhaus
MOMA	Merit Order Matrix
MRL	Minutenreserveleistung
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NEP	Netzentwicklungsplan
NREAPs	National Renewable Energy Actions Plans
NSG	Naturschutzgebiete
NSH	Nachtspeicherheizungen

NTC	Net Transfer Capacities
NTP	Nationalpark
NUTS	Nomenclature des unités territoriales statistiques
OLG	Oberlandesgericht
ONRV	optimierter Netzregelverbund
OSM	OpenStreetMap
OTC	Over The Counter
P2H	Power-to-Heat
PLZ	Postleitzahl
PRL	Primärregelleistung
PSW	Pumpspeicherkraftwerk
PV	Photovoltaik
PVA	Photovoltaikanlage
ResKV	Reservekraftwerksverordnung
RI	Rentabilitätsindizes
RMW	Referenzmarktwert
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SOAF	Scenario Outlook & Adequacy Forecast
SRL	Sekundärregelleistung
TRM	Transmission Reliability Margin
TSO	Transmission System Operator“
TWh	Terawattstunde
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan
UEA	unternehmenseigene Anlagen
USV	Unterbrechungsfreie Stromversorgung
V2G	Vehicle to Grid
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft
VIK	Verbandes der Industriellen Energie- und Kraftwerkswirtschaft e.V.
VLS	Volllaststunden
VOLL	Value-of-Lost-Load
VS	Vogelschutzgebiete
WEA	Windenergieanlagen
WiSTI	Wind-Szenario-Tool
WP	Wärmepumpe
WZ	Wirtschaftszweig
ZFH	Zweifamilienhaus

1 Einleitung

Der Ausbau Erneuerbarer Energien, wie Photovoltaik und Windkraft, führt zu einer zeitlichen Schwankung im Angebot elektrischer Energie. Dies lässt intuitiv die Frage aufkommen, ob und gegebenenfalls welche Speicher zum Ausgleich der Fluktuation benötigt werden bzw. welchen Wert sie bieten können.

1.1 Hinführung zum Thema

Bis vor wenigen Jahren bestimmte der Verbraucherlastgang den Einsatz der Kraftwerke. Dessen Verlauf weist über Jahre hinweg die gleichen qualitativen und quantitativen tageszeitlichen sowie saisonalen Profile auf. Obwohl der Bau von Kraftwerken aufgrund der langen Amortisationszeit Planungssicherheit auf Jahrzehnte erfordert, waren die Anforderungen an eine sichere Planung damit erfüllt. Durch den Einspeisevorrang der Erneuerbaren Energien ist heute jedoch nicht mehr der Verbraucherlastgang, sondern der Residuallastgang als bestimmende Größe für den Kraftwerkseinsatz heranzuziehen. Dabei ergibt sich das Problem, dass der Residuallastgang von dem Ausbaugrad der Erneuerbaren Energien abhängig ist. Jedoch gerade die Prognose des Ausbaugrads lag in den letzten Jahren, insbesondere bei der Photovoltaik, um mehrere Gigawatt unterhalb des tatsächlichen Ausbaus. Unsicherheiten in der technologischen Entwicklung und damit gleichzeitig der Kostenentwicklung der Erneuerbaren Energien werden die Prognosen zum Ausbaugrad nicht einfacher gestalten. Hinzu kommen eine immer stärkere Kopplung der europäischen Strommärkte und der Ausbau der internationalen Interkonnectoren, wodurch sich Kraftwerksbetreiber in einem Markt mit stärkerer Konkurrenz aber auch neuen Absatzmöglichkeiten sehen. Trotz der jahrzehntelangen Erfahrung im Kraftwerksbetrieb und der Kenntnis der wirtschaftlichen Parameter ist damit kraftwerksseitig keine ausreichende Investitionssicherheit mehr gegeben.

Können kurzfristige Schwankungen der Residuallast nicht mehr durch den intereuropäischen Stromaustausch und eine Regelung der Kraftwerke aufgefangen werden, so könnten Speichertechnologien eine steigende Bedeutung zukommen. Aufgrund der fehlenden Erfahrung mit dem Betrieb der meisten neuen Speichertechnologien kommen neben der Investitionsunsicherheit, wie sie bei den Kraftwerken vorherrscht, noch technologische Unsicherheiten hinzu.

Zudem gibt der Staat durch Gesetze, Steuern und Abgaben einen Rahmen vor, innerhalb dessen sich die Preise der einzelnen Technologien von ihren Kosten unterscheiden können. So kann es dazu kommen, dass der Wert von Speichern aus volkswirtschaftlicher Sicht von einer betriebswirtschaftlichen Sichtweise abweicht. Dies gilt es jedoch durch eine entsprechende Anpassung der Marktausgestaltung zu vermeiden.

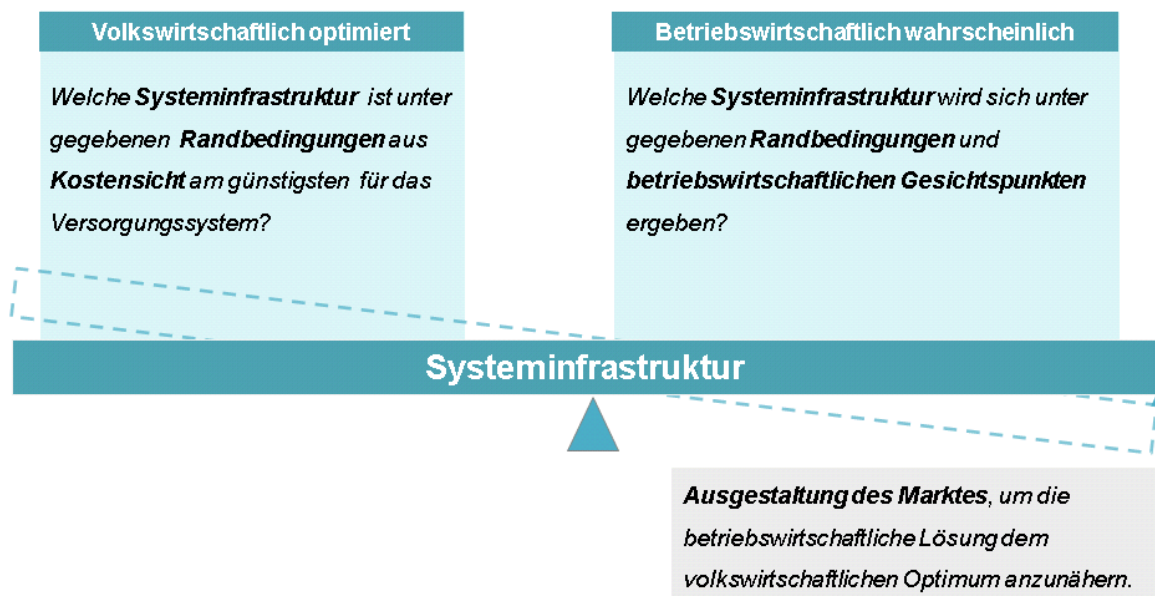
1.2 Forschungsfragen

Aus der beschriebenen Problematik heraus ergeben sich komplexe Fragestellungen für die Forschung, die wie folgt zusammengefasst werden können:

*Welche **Systeminfrastruktur** ist unter gegebenen **Randbedingungen** aus **Kostensicht** am günstigsten für das Versorgungssystem?*

*Wie sollte der **Markt** ausgestaltet sein, damit unter gegebenen **Randbedingungen** eine zu favorisierende Systeminfrastruktur auch unter **betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten** Sinn macht?*

Zur Veranschaulichung ist das Zielgleichgewicht dieser volkswirtschaftlichen und betriebswirtschaftlichen Optimierung sowie die sich daraus ergebenden Fragestellungen in **Abbildung 1-1** grafisch dargestellt. Es ist zu erkennen, dass der Ausgestaltung des Marktes eine wichtige Rolle zukommt, um das Gleichgewicht zu gewährleisten. Unter den Randbedingungen sind beispielsweise Brennstoffpreise, der Ausbaugrad der Erneuerbaren Energien, Fortschritte bei den verschiedenen Technologien, sowie Investitionen und Betriebskosten der einzelnen Elemente des Versorgungssystems zu verstehen. Zu den Systemelementen zählen Kraftwerke, Netze und Speicher.



Systeminfrastruktur: Kraftwerke, Netze, Speicher

Randbedingungen: bspw. CO₂-Ziele, Ausbau Wind und PV

Betriebswirtschaftliche Gesichtspunkte: Erlöse und Erwirtschaftung der Deckungsbeiträge

Ausgestaltung des Marktes: bspw. regulatorische Rahmenbedingungen, Subventionen

Abbildung 1-1: Gleichgewicht der optimierten Systeminfrastruktur durch unterstützende Wirkung der Marktausgestaltung

Die vorliegende Studie versucht für die gestellten Fragen Lösungsansätze zu erarbeiten. Dabei ist der Speicherbedarf im Spannungsfeld des Zieldreiecks der Energiepolitik zu bewerten, wie es in **Abbildung 1-2** dargestellt ist. Ein Speicherbedarf ist dabei aus physikalischer Sicht nicht zwingend gegeben, da

Schwankungen der Residuallast auch durch die Abregelung von Erneuerbaren Energien, ausreichende thermische Kraftwerkskapazitäten und ein leistungsfähiges (europäisches) Netz ausgeglichen werden könnten.

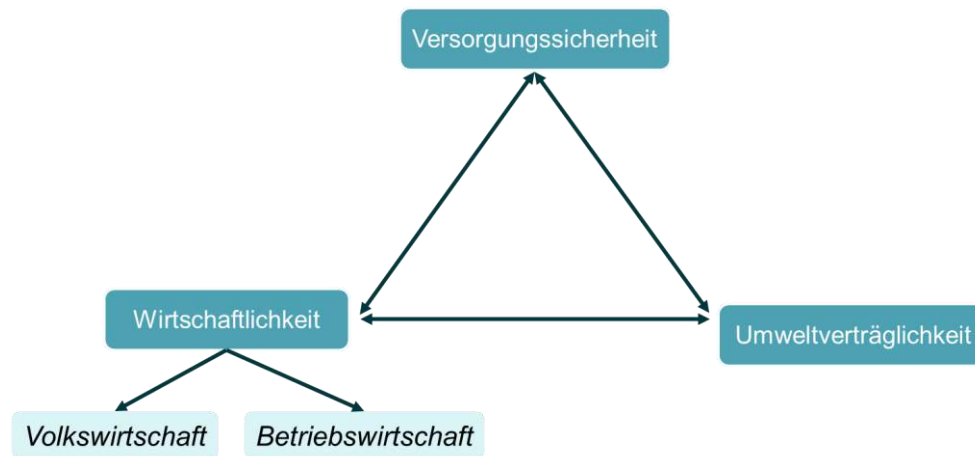


Abbildung 1-2: *Zieldreieck der Energiepolitik*

1.3 Lösungsansatz

Der verwendete Lösungsansatz ist in **Abbildung 1-3** schematisch aufgezeigt. Es existieren 5 Bausteine, deren Verknüpfung zur Ableitung von Handlungsbedarf in der Marktausgestaltung führt. Zunächst wird eine technoökonomische Analyse einer Vielzahl von Speichertechnologien durchgeführt. Betrachtet werden unter anderem:

- Lastflexibilisierung in den Sektoren Industrie und Gewerbe, Handel- und Dienstleistungen (GHD)
- Lastflexibilisierung in privaten Haushalten
- Elektromobilität (Lastflexibilisierung / Vehicle-to-Grid)
- KWK-Wärmespeicher
- Power2Heat: z. B. Wärmeproduktion mit elektrischem Heizschwert
- Power2Gas: z. B. Wasserstoffelektrolyse
- Pumpspeicher mit und ohne natürlichen Zufluss

Weitere Speichertechnologien, wie Druckluftspeicher und stationäre Batterien, werden in einer Metastudie erfasst.¹ Den zweiten Baustein bildet die Bestimmung und Analyse von Einsatzoptionen, um Klarheit darüber zu erlangen, an welchen Stellen im Energiesystem Speicher einen Mehrwert liefern können. Die Daten und Erkenntnisse aus Baustein 1 und Baustein 2 werden in das FfE-Regionenmodell (FREM) /FFE-39 14/, Baustein 3 eingebettet. Basierend auf den im Regionenmodell abgelegten Daten zu den Einsatzoptionen und Speicherkennwerten erfolgt ein transparentes Speichertechnologieranking für die verschiedenen Einsatzoptionen. Dies ist Baustein 4, die Erstellung der Merit-Order-Matrix. Mithilfe dieser Betrachtung ist es möglich, grundsätzliche Zusammenhänge genauer zu verstehen, eine transparente Einordnung

¹ Die Ergebnisse finden sich im Bericht „Technoökonomische Analyse Funktionaler Energiespeicher“ /FFE-16 15/

der Technologien durchzuführen und Herausforderungen für den technischen und wirtschaftlichen Einsatz von Speichern zu identifizieren.

Im Gegensatz zum Merit-Order-Matrix-Ansatz ermöglicht Baustein 5, der Long Term Market Outlook, einen Ausblick in die Zukunft. Mit Hilfe der Anlageneinsatz- und Ausbauplanung können die Wechselwirkungen der Einsatzoptionen und die Rückkopplung auf das Energieversorgungssystem berücksichtigt werden. Abgesehen von der Nutzung des FREM als einfacher Datenablageort für Baustein 4 kommt ihm für den Ausblick in die Zukunft als Rückgrat für Baustein 5 eine besondere Bedeutung zu. Dies zeigt sich v. a. in der regionalisierten Abbildung unterschiedlichster Szenarien vom EE-Ausbau zur EE-Erzeugung hin zur Last und vielem mehr. Allerdings können im Rahmen des Long Term Market Outlooks nicht alle Einsatzoptionen im Detail betrachtet werden. Baustein 4 und Baustein 5 ergänzen sich somit.

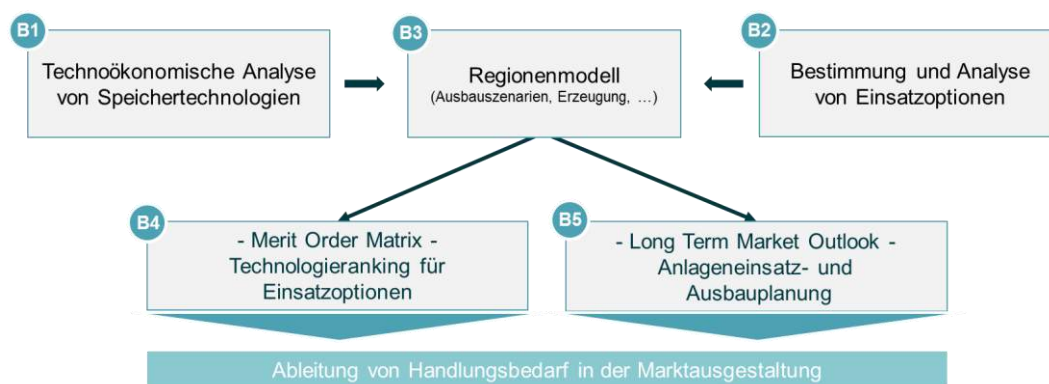


Abbildung 1-3: Schematische Darstellung des in der Studie verwendeten Lösungsansatzes

Ausgehend von dem Zusammenspiel der Bausteine ergibt sich die Gliederung des Berichts wie folgt. Zunächst werden zur vertiefenden Einführung in Kapitel 2 grundlegende theoretische Überlegungen zum Aufbau einer Merit Order von Energiespeichern erläutert. Zur Vergleichbarkeit der genannten Technologien wird das Konzept des „Funktionalen Stromspeichers“ eingeführt. Es erlaubt die Interpretation jeglicher Flexibilisierung des Versorgungssystems auf Verbraucher- und Erzeugerseite als Speicher.

Baustein 1 wurde aufgrund des Umfangs in einen separaten Bericht ausgelagert. Die Ergebnisse finden sich im Bericht „Technoökonomische Analyse Funktionaler Energiespeicher“ /FFE-16 15/. Die Bestimmung und Analyse ist für den Merit Order Matrix-Ansatz von besonderer Bedeutung und findet sich daher eingebettet in die Beschreibung des Ansatzes in Kapitel 3. Hingegen ist die Beschreibung des FREM als Rückgrat des Long Term Market Outlooks in Kapitel 4 integriert. Basierend auf den Erkenntnissen der Bausteine 4 und 5 wird das Fazit gezogen und darin der Handlungsbedarf diskutiert.

2 Erläuterungen zum Aufbau einer Merit Order der Energiespeicher

Der Begriff „Merit Order“ bedeutet in der wörtlichen Übersetzung eine Sortierung nach Wert. Grundvoraussetzung einer Bewertung ist jedoch die Vergleichbarkeit der Bewertungsgegenstände. In diesem Projekt wird die Flexibilisierung von Verbrauchern und Erzeugern den klassischen Speichern gegenübergestellt. Um diese unterschiedlichen Speichertypen untereinander vergleichbar zu machen, wird in einem ersten Schritt das Konzept des Funktionalen Energiespeichers eingeführt. In der Energiewirtschaft wird unter der Merit Order die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke verstanden, die sich aus deren Grenzkosten ergibt. Dies motiviert eine Diskussion, ob und wie eine Merit Order der Energiespeicher in Analogie zur Merit Order der Kraftwerke erstellt bzw. in diese integriert werden kann. Im Anschluss daran werden verschiedene Perspektiven auf den wirtschaftlichen Wert Funktionaler Energiespeicher diskutiert. Das Kapitel schließt mit einem Fazit zum Verständnis des Begriffs „Merit Order“ und der Motivation für das in diesem Projekt gewählte Vorgehen ab.

2.1 Der Funktionale Energiespeicher

In der Vergangenheit wurde im Wesentlichen die Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken auf den Stromverbrauch abgestimmt, um eine ausgewogene Energiebilanz zu erreichen. Aufgrund des weitestgehend unflexiblen Verbrauchs mussten demnach flexible Kraftwerke vorgehalten werden. Mit der Integration von Erneuerbaren Energien in nennenswertem Umfang sowie deren Einspeisevorrang wurde das elektrische Energiesystem auf der Erzeugerseite um eine volatile und unflexible Komponente erweitert. Der Anteil der steuerbaren Erzeugung nimmt dadurch ab und eine Flexibilisierung bislang unflexibler Verbraucher und Erzeuger rückt in den Vordergrund.

Ziel der Studie ist es unter anderem, einen Begriff für alle potenziellen Flexibilisierungsmaßnahmen zu definieren, damit diese auf einer Basis miteinander verglichen werden können. In /FFE-03 12/ wurde das Konzept des Funktionalen Energiespeichers im Hinblick auf dynamisch zu- und abschaltbare Lasten im Stromnetz betrachtet. Über folgende Definition kann der Begriff „Funktionaler Energiespeicher“ erweitert werden, wodurch er alle Flexibilisierungsmaßnahmen einschließt.

Alle gezielten Modifikationen der Leistungsgänge von Stromverbrauch und zunächst unflexibler Stromerzeugung zur Anpassung von Nachfrage und Erzeugung können als Funktionale Energiespeicher verstanden werden. Die Differenz zwischen unflexiblen und flexibilisiertem Leistungsgang entspricht einer Be- bzw. Entladung des Funktionalen Energiespeichers.

Ein Funktionaler Energiespeicher kann dabei aus einem oder mehreren Elementen bestehen, die dem Bilanzkreis „Erzeuger“, „Verbraucher“ oder „konventionelle Speicher“ zuzuordnen sind. Der Bilanzkreis endet dabei an der

Anschlussstelle an das öffentliche Netz. Neben konventionellen Speichern sind vor allem intelligente Maßnahmen und moderne Technologien, die aus der Sicht des Energiesystems wie konventionelle Speicher wirken, als Funktionale Energiespeicher aufzufassen. Der Begriff Funktionaler Energiespeicher umfasst somit die Menge aller konventionellen Speicher, erweitert um Flexibilitäten, die der Verbraucher- oder der Erzeugerseite zuzuordnen sind (siehe **Abbildung 2-1**).

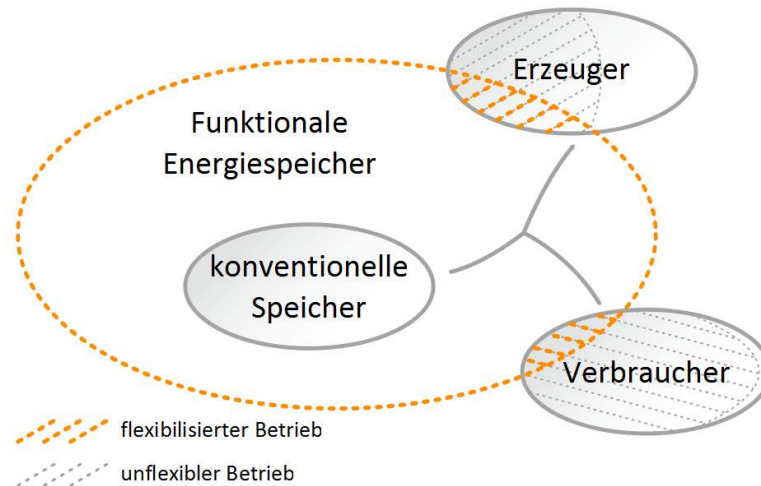


Abbildung 2-1: *Illustration des Begriffsraumes Funktionaler Energiespeicher*

Je nach Wirkungsweise der Maßnahmen und Technologien können die Bilanzkreise mit ihren Flexibilitätsoptionen folgendermaßen gruppiert werden:

Konventionelle Energiespeicher: Der Zweck konventioneller Energiespeicher ist ausschließlich der flexibel steuerbare Bezug oder die Abgabe elektrischer Energie. Die geringe Abhängigkeit von exogenen Faktoren führt zu einer hohen Flexibilität, die auch für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen genutzt werden kann. Etablierte Technologien für konventionelle Speicher sind unter anderem Pumpspeicherkraftwerke oder Batteriesysteme.

Verbrauchsflexibilisierungen: Lastflexibilisierungen bezeichnen Lastverschiebungen innerhalb eines bislang unflexiblen Lastgangs. Sie können somit auch als Verbrauchsflexibilisierungen bezeichnet werden. Zu den Verbrauchsflexibilisierungsmaßnahmen für Haushalte sind beispielsweise die gezielte Steuerung von PV-Eigenverbrauchssystemen oder das gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen zu zählen. In den Sektoren Industrie und Gewerbe, Handel- und Dienstleistungen (GHD) lässt sich z. B. der Einsatz von Kühlgeräten oder elektrischen Antrieben zeitlich verschieben.

Erzeugungsflexibilisierung: Maßnahmen zur Flexibilisierung bislang unflexibler Erzeugung können unter dem Begriff Erzeugungsflexibilisierung zusammengefasst werden. Zum Beispiel ermöglichen KWK-Anlagen mit Wärmespeicher eine stromgeführte Fahrweise der KWK-Anlage und damit eine flexibel steuerbare Elektrizitätserzeugung.

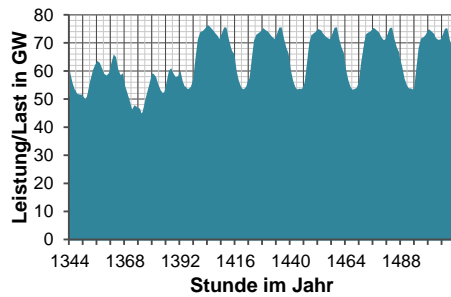
Die theoretische Beschreibung eines Funktionalen Energiespeichers soll nun anhand eines Beispiels veranschaulicht werden. Hierfür werden KWK-Anlagen

mit Wärmespeichern gewählt. Das Konzept des Funktionalen Energiespeichers lässt sich sehr einfach anhand eines Vergleichs zwischen wärmegeführter (unflexibler) und stromgeführter (flexibler) Fahrweise einer KWK-Anlage erläutern. Dazu sind in **Abbildung 2-2** der Lastverlauf und die Erzeugung einer wärmegeführten KWK sowie die Erzeugung einer stromgeführten KWK einander gegenübergestellt.

In a) wird der Lastverlauf über eine Woche gezeigt, der in b) zum Teil aus der Stromproduktion wärmegeführter KWK gedeckt wird. Durch die zusätzliche Erzeugung aus Erneuerbaren Energien kommt es, wie in c) ersichtlich, teilweise zu Lastüberdeckungen (rot dargestellt). Zudem unterliegt die Restlast erheblichen zeitlichen Schwankungen. Insgesamt zeigt sich, dass es bei wärmegeführter Fahrweise der KWK auch zu Zeiten hoher Erzeugung aus Erneuerbaren Energien zu einer Stromproduktion der KWK kommt.

Im Gegensatz dazu ist in d) dargestellt, wie eine flexible Fahrweise der KWK die Bereitstellung elektrischer Energie genau zu den Zeiten ermöglicht, in denen die Last nicht durch die wärmegeführte KWK und Erneuerbare Energien gedeckt werden kann. Wird dies umgesetzt, so ergibt sich die in e) dargestellte Erzeugung aus Erneuerbaren Energien und KWK mit deutlich geringeren Lastüberdeckungen als in c). Der zeitliche Unterschied in der Stromproduktion kann nun als Be- bzw. Entladung eines Stromspeichers interpretiert werden, obwohl physikalisch nur warmes Wasser gespeichert wurde. Die resultierende Be- und Entladung des Funktionalen Energiespeichers aus Sicht des Netzes in f) ergibt sich also aus der Differenz des Erzeugungsgangs der wärme- und stromgeführten KWK. Der Wärmebedarf eines Fernwärmenetzes kann in beiden Fällen gedeckt werden.

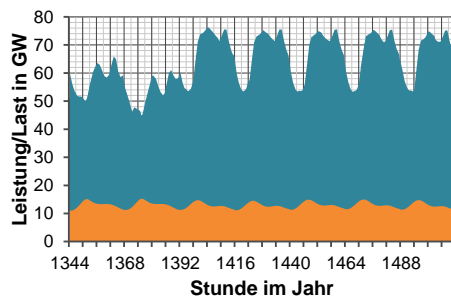
a) Lastverlauf



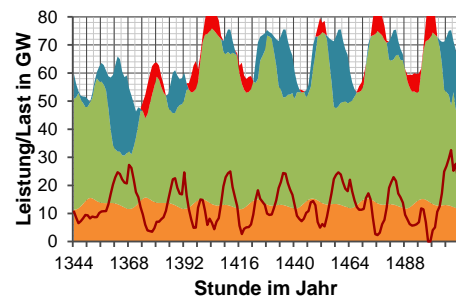
Legende



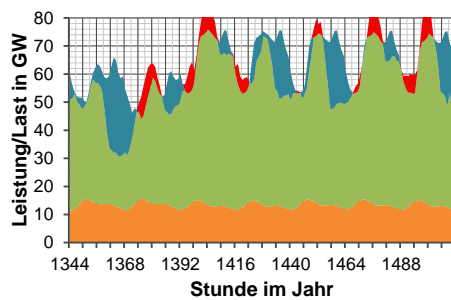
b) Wärmegeführte KWK



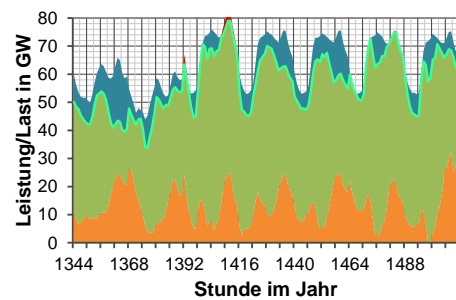
d) Flexibilisierung der KWK



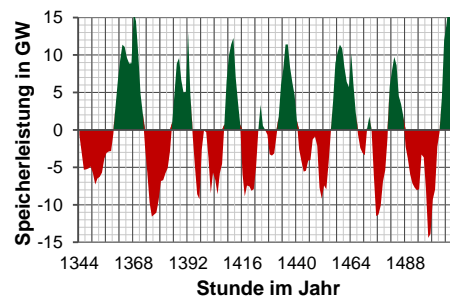
c) EE und Lastüberdeckung



e) EE und Lastüberdeckung nach Flex.



f) Be- und Entladung des Funktionalen Energiespeichers aus Sicht des Netzes

Abbildung 2-2: *Beispiel eines Funktionalen Energiespeichers*

2.2 Funktionale Energiespeicher in der Merit Order der Kraftwerke

Die Merit Order der Kraftwerke ist eine Theorie aus der Energiewirtschaft, anhand derer sich im Energy-Only-Market die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke zur Deckung der Last ableiten lässt. Vereinfacht werden die Brennstoffkosten, Kosten für CO₂-Zertifikate und die Wirkungsgrade der Erzeuger für die Bildung der Merit Order verwendet. Die sich ergebende Merit Order ist in dieser Form zeitunabhängig und stellt somit eine *statische Merit Order* dar, die nicht vom Lastverlauf abhängt. Für die realen Grenzkosten spielen aber auch zusätzliche Kosten für das An- und Abfahren sowie für den Teillastbetrieb eine Rolle, welche durch eine hohe Fluktuation der Einspeisung aus unflexibler Erzeugung immer häufiger hervorgerufen werden. Wird der Betriebszustand und damit die An- und Abfahrkosten berücksichtigt, so ergibt sich für jede Stunde des Jahres eine spezifische Merit Order, weshalb dann auch von einer *dynamischen Merit Order* gesprochen werden kann.

Anhand historischer Werte kann der Effekt einer dynamischen Merit Order nachgewiesen werden. So ergaben sich für das Sommer- und Winterhalbjahr 2012 die in **Abbildung 2-3** gezeigten stündlichen Preise. Die Preise streuen dabei viel stärker als es die Variation der Grenzkosten vermuten lässt, da sich neben den Grenzkosten noch weitere Effekte auf die Preisbildung auswirken. Wichtig ist an dieser Stelle insbesondere, dass es bei gleicher Last nicht immer zum gleichen Preis kommt bzw. die Grenzkosten der Kraftwerke variieren.

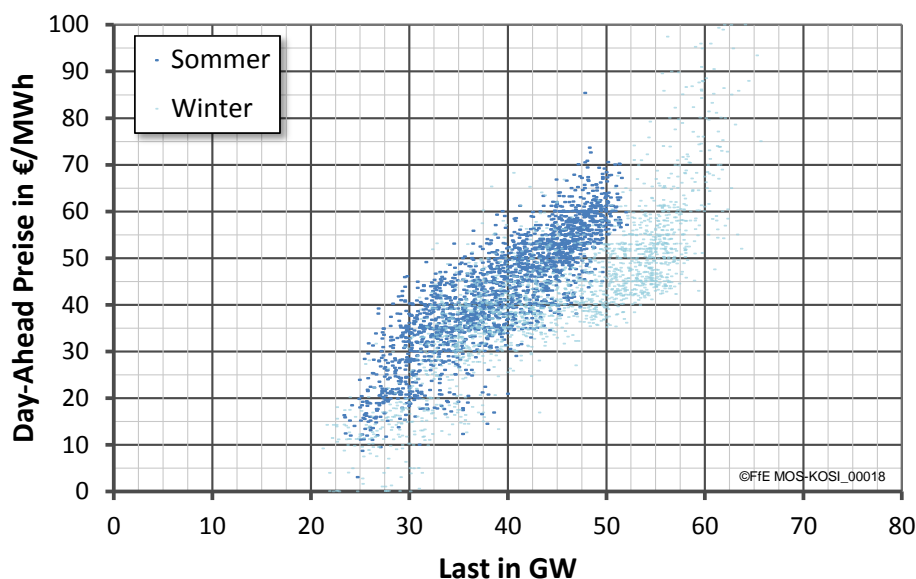


Abbildung 2-3: *Stündliche Grenzkosten des konventionellen Kraftwerksparks für Anlagen größer 100 MW in Deutschland im Jahr 2012 (negative sowie positive Werte über 100 €/MWh wurden für eine verbesserte Darstellung ausgeblendet) /EEXAG-01 12/*

Für die abweichende Form der beiden Merit Order-Punktewolken sind mehrere Gründe verantwortlich. Die wesentlichen Punkte sind:

- Kraftwerksrevisionen finden verstärkt im Sommer statt, weshalb die verfügbare Leistung geringer ausfällt.
- Die Erzeugung aus regenerativen Ressourcen ist im Sommer volatil, welches eine flexiblere Fahrweise des konventionellen Kraftwerksparks erfordert.
- Die Nachfrage an elektrischer Energie ist im Winter höher.

Für die Zusammensetzung der Merit Order der Kraftwerke spielen somit neben den Kraftwerkstypen (spezifische Brennstoff- und CO₂-Kosten) auch die Verfügbarkeit, die mögliche Einsatzdauer (An- und Abfahrkosten) sowie die Fahrweise im Teillastbetrieb eine wichtige Rolle.

2.2.1 Erstellung einer Merit Order Funktionaler Energiespeicher

Für die Erstellung einer Merit Order analog zu der Merit Order der Kraftwerke ist neben den Grenzkosten auch die verfügbare Leistung des jeweiligen Funktionalen Energiespeichers relevant. Ist diese bekannt, so könnte bei fixen Beladekosten vereinfacht eine Merit Order gebildet werden, indem eine Aneinanderreihung der Speichertechnologien sortiert nach ihren Grenzkosten erfolgt. Welche Faktoren in der Realität zusätzlich berücksichtigt werden müssen, wird in Kapitel 2.2.2 genauer erläutert.

Grenzkosten der Funktionalen Energiespeicher

Bei der Erstellung der Merit Order Funktionaler Energiespeicher ist es für die Bestimmung der Grenzkosten von Vorteil, diese in drei Kategorien zu unterteilen. Die Kategorien mit Beispielen der zugehörigen Speichertechnologien sind in **Tabelle 2-1** aufgelistet.

Tabelle 2-1: *Kategorisierung Funktionaler Energiespeicher für die Erstellung einer Merit Order*

Kategorie	Beschreibung	Beispiele	Grenzkosten
1 Speicherung elektrischer Energie ohne Verluste	Lastverschiebungen, bei denen nur der „Bedarf“ an elektrischer Energie zeitlich verschoben und somit gespeichert wird.	Spülmaschine* Waschmaschine* Nachtspeicherheizungen* Gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen	0
2 Speicherung elektrischer Energie mit Verlusten	Konventionelle Speicher Last- und Erzeugungsflexibilisierung, bei denen eine Energieumwandlung für die Speicherung nötig ist.	Pumpspeicher Batteriespeicher Kühlschrank KWK mit Wärmespeicher	Variabel, in Abhängigkeit der Beladekosten und Speicherdauer ²
3 Speicherung von Energieäquivalenten	Substitution von Brennstoffeinsatz durch elektrische Energie Mehrverbrauch elektrischer Energie für die Erzeugung von Energieäquivalenten	Power2Heat im Fernwärmenetz Power2Heat bei hybriden Heizsystemen Power2Gas	Beladekosten

* Es wird angenommen, dass die betrieblichen Einschränkungen so gewählt werden, dass es zu keinen Verlusten kommt.

² Grenzkosten = Grenzkosten der Beladung/Nutzungsgrad. Der Nutzungsgrad ist dabei abhängig von der Speicherdauer.

Leistungen der Technologien

Die Ausweisung des technischen Potenzials und der Kosten für die Erschließung des Potenzials der verschiedenen Funktionalen Energiespeicher ist detailliert in Berichtsteil 2 „Technoökonomische Analyse Funktionaler Energiespeicher“ /FFE-16 15/ ausgeführt.

Schematische Darstellung der Merit Order Funktionaler Energiespeicher

In **Abbildung 2-4** wird schematisch dargestellt, wie sich die Merit Order für Funktionale Energiespeicher darstellen kann. Dazu wird vereinfacht die Merit Order für die Speicherkategorien dargestellt. Die Variation der Grenzkosten der Speichertechnologien in den Kategorien 2 und 3 ist durch einen Doppelpfeil entlang der Ordinate gekennzeichnet.

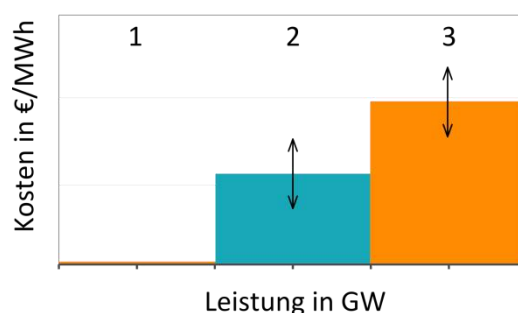


Abbildung 2-4: Schematische Darstellung des Aufbaus der Merit Order der Energiespeicher abgeleitet aus der jeweiligen Kategorie der Funktionalen Energiespeicher

2.2.2 Interpretation einer Merit Order Funktionaler Energiespeicher

Unter Berücksichtigung der Grenzkosten ist nun die Merit Order für die Be- und Entladung aufzustellen. Die Merit Order der Speicherentladung kann in die Merit Order der Kraftwerke integriert werden.

Da in Kategorie drei faktisch keine Ausspeicherung in Form von elektrischer Energie stattfindet, sondern Brennstoff erzeugt bzw. substituiert wird, der in einem Kraftwerk rückverstromt werden kann, treten Funktionale Speicher dieser Kategorie nur in der Merit Order des Beladevorgangs auf. Speicher dieser Kategorie kommen nur dann zum Einsatz, wenn die Kosten für den erzeugten bzw. substituierten Brennstoff unterhalb der Brennstoffbezugskosten liegen. In der Merit Order der Speicherentladung, die in die Merit Order der Kraftwerke zu integrieren ist, wird der Entladevorgang bereits durch die vorhandenen Kraftwerke repräsentiert.

Die statische Merit Order für Speicher könnte mithilfe folgender Parameter erstellt werden:

- Die maximale Verfügbarkeit der Leistungen aller Speicher;
- Dem Mittelwert der Grenzkosten des Kraftwerksparks in den 4.380 günstigsten Stunden eines Jahres.

Allerdings sind die Grenzkosten der Speicher weitaus dynamischer als die der Kraftwerke. Es ist daher nur schwer möglich, den Einsatz der Speicher aus der Merit Order abzuleiten. Für die Dynamik der Merit Order sind neben den Grenzkosten noch weitere Elemente verantwortlich, die im Folgenden beschrieben werden.

Verfügbarkeit der Speicher

Als Beispiel für eine zeitlich variierende Verfügbarkeit eignen sich Elektrofahrzeuge. Sie sind nicht zu jedem Zeitpunkt mit dem Netz verbunden und die mittlere zu ladende Energie und das Ladefenster unterscheiden sich zwischen Werktag und Wochenende. Ein weiteres Beispiel sind Technologien, deren Einsatz vom Wärmebedarf abhängig ist. Hierzu zählen u. a. Nachtspeicherheizungen, Wärmepumpen oder Power2Heat-Systeme.

Speicherdauer, Nachholbedarf und Speicherkapazität

Mit den Einschränkungen des Speichereinsatzes aufgrund der Speicherdauern, des Nachholbedarfs und der Speicherkapazität ergeben sich Unterschiede bei der Bildung der Merit Order der Funktionalen Energiespeicher im Vergleich zu der Merit Order der Kraftwerke. Es folgt eine Beschreibung dieser Unterschiede.

Die Verfügbarkeit von Brennstoff unterliegt in Deutschland derzeit vernachlässigbaren Restriktionen, weshalb konventionelle Kraftwerke, abgesehen von Revisionszeiten, stets in der Lage sind, eine Leistung zwischen der Mindest- und der Nennleistung bereitzustellen. Für die Merit Order, die sich aus einem ausschließlich aus konventionellen Erzeugern bestehendem Kraftwerkspark ergibt, bedeutet dies, dass sich alle Kraftwerke – mit Ausnahme derjenigen, die sich in Revision befinden – zu jedem Zeitpunkt mit ihren nur relativ leicht variierenden Grenzkosten in der Merit Order wiederfinden, da die verfügbare Leistung durchgehend abrufbar ist.

Die Tatsache, dass die Grenzkosten eines Speichersystems stark variieren können, führt dazu, dass sich Prognosen über Einsatzmöglichkeiten von Speichern komplex gestalten. Erschwerend kommt hinzu, dass sich die zur Verfügung stehenden Speichertechnologien hinsichtlich ihrer technischen Eigenschaften mitunter deutlich unterscheiden, z. B. in Bezug auf die Speicherdauer. Im Gegensatz zur Erstellung der Merit Order der Kraftwerke ist die Erstellung einer dynamischen Merit Order der Energiespeicherung erst durch eine Speichereinsatzplanung möglich. Deren Ergebnis weist aus, welche Speicher zu welchem Zeitpunkt mit welcher Leistung be- bzw. entladen werden und welcher Wert dem Speicherinhalt zuzuweisen ist.

Wahl der einzusetzenden Speichertechnologien

Neben den oben genannten Einschränkungen ist es für die Diskussion einer Merit Order der Speicher notwendig zu verstehen, dass Speicher keine zusätzliche elektrische Energie erzeugen. Das bedeutet, dass die vom Speicher genutzte elektrische Energie bereits zu einem früheren Zeitpunkt erzeugt bzw. durch eine Verschiebung der Erzeugung – wie z. B. bei der KWK mit Wärmespeicher – zu einem späteren Zeitpunkt erzeugt werden muss. Speicher werden somit zur Kostenreduktion eingesetzt. Anders ausgedrückt bedeutet dies, dass der Grenzkostenverlauf eines Versorgungssystems ohne Speicher als Referenz für die Bewertung der Kostenreduktion durch den Einsatz von Speichern dient. Folglich sollte bei mehreren Speicheroptionen stets die Wahl auf den Speicher fallen, durch den die maximale Kostenreduktion im Gesamtsystem erzielt wird. Vor diesem Hintergrund lässt sich ein einfaches Beispiel für die Einsatzplanung der Speicher darstellen.

Es sei der Grenzkostenverlauf der Stromerzeugung gemäß der blauen Fläche in **Abbildung 2-5** gegeben. Des Weiteren wird von folgenden Annahmen ausgegangen:

Grenzübergangspreise von Methan:	27 €/MWh
Nutzungsgrad einer elektrischen Heizung (P2H):	100 %
Nutzungsgrad eines Kessels zur Wärmebereitstellung:	100 %
Nutzungsgrad eines Pumpspeicherkraftwerks (PSW):	80 %

Darüber hinaus wird unterstellt, dass nur in den günstigsten Stunden die Beladung und in den teuersten Stunden die Entladung stattfindet.

In Anlehnung an **Abbildung 2-5** ergeben sich Kosten für die Beladung in Höhe von 20 €/MWh. Unter der Annahme, dass durch den Einsatz von Power to Heat (P2H) Gasbezug vermieden wird, ergeben sich innerhalb des Optimierungszeitraums Kosteneinsparungen durch P2H von $(27 - 20) \text{ €/MWh} = 7 \text{ €/MWh}$ bzw. durch PSW von $(30 - 20/0,8) \text{ €/MWh} = 5 \text{ €/MWh}$.

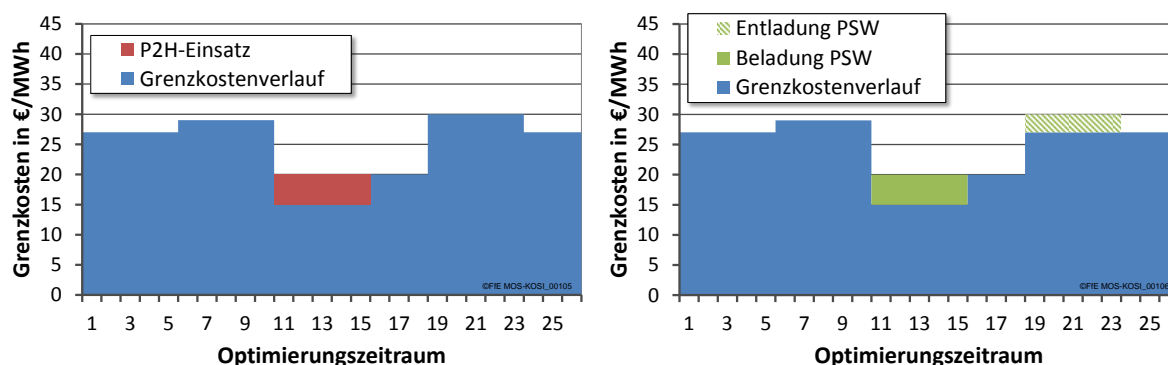


Abbildung 2-5: Grenzkostenverlauf innerhalb eines Optimierungszeitraumes (blau) ohne Speicher und veränderter Grenzkostenverlauf nach Speichereinsatz (rot bzw. grün).

In diesem Fall führt der Einsatz des elektrischen Heizers bei vermiedenem Gasbezug zu einer um 2 €/MWh höheren Kostenreduktion als durch den Einsatz des Pumpspeicherkraftwerks. Stellt sich der Grenzkostenverlauf allerdings nur leicht verändert dar, so kann der Einsatz des Pumpspeicherkraftwerkes für diesen Fall die Kosten stärker senken. Sind beispielsweise die Kosten zwischen Stunde 19 und 23 um 3 €/MWh höher, führt ein Pumpspeichereinsatz zu einer Kostenreduktion von 8 €/MWh und somit zu einer um 1 €/MWh höheren Kostenreduktion verglichen mit dem Einsatz des elektrischen Heizers.

Es lässt sich festhalten, dass das Potenzial von Energiespeichern zur Kostenreduktion zwar für Einzelfallbetrachtungen mit geringer Komplexität ermittelt werden kann. Aufgrund der starken Einschränkungen des Speicherbetriebs und des variablen Grenzkostenverlaufs kann jedoch keine Merit Order der Speicher in Analogie zur Merit Order der Kraftwerke aufgestellt werden. Es bedarf daher anderer Ansätze zur Bewertung von Energiespeichern.

2.3 Betrachtungsweisen zum Wert Funktionaler Energiespeicher

Das energiepolitische Zieldreieck definiert die drei grundlegenden Bewertungskriterien Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit und Wirtschaftlichkeit. Der letzte Punkt, die Wirtschaftlichkeit, kann jedoch aus einer betriebswirtschaftlichen und einer volkswirtschaftlichen Perspektive bewertet werden. Hierbei gilt, dass den Akteuren an den Energiemärkten durch Gesetze und daraus resultierende Steuern und Abgaben sowie die jeweilige Strompreisstruktur ein Rahmen vorgegeben ist, innerhalb dessen sie ihre betriebswirtschaftlichen Entscheidungen fällen. In einer volkswirtschaftlichen Betrachtung wird dieser Rahmen hingegen nicht berücksichtigt, da diese eine gesamtwirtschaftliche Kostenreduktion zum Ziel hat und Umverteilungsmechanismen daher keine Berücksichtigung finden. Somit können sich der kurzfristige Einsatz und die Ergebnisse einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung aus betriebswirtschaftlicher (Akteurs-) und volkswirtschaftlicher (System-) Sicht unterscheiden. Dies kann zur Folge haben, dass Technologien am Markt erfolgreich sind, die aus Systemsicht nicht die kostengünstigste Option darstellen. Die beschriebenen Zusammenhänge sollen anhand einer Gegenüberstellung des Wertes von Pumpspeicherkraftwerken und Hausspeichern anhand der Einsatzoption „Lastglättung“ (siehe Abschnitt 3.2.2) veranschaulicht werden. Hierzu werden unterschiedliche Betrachtungsweisen erläutert³:

Betrachtungsweise 1 - Kurzfristiger Einsatz ohne Berücksichtigung der Strompreisstruktur:

Hausspeichersysteme mit Lithium-Ionen-Batterien verfügen über einen etwa 10 % höheren Nutzungsgrad als Pumpspeicher. Daher sind erstere aus Systemsicht für den kurzfristigen Einsatz kostengünstiger und werden auch bei geringeren Börsenstrompreisunterschieden zur Lastglättung eingesetzt. Aus dieser Perspektive ist, bei ausschließlicher Betrachtung der Grenzkosten ohne Investitionen, der Wert von Hausspeichern höher als derjenige von Pumpspeichern.

Betrachtungsweise 2 - Kurzfristiger Einsatz mit Berücksichtigung der Strompreisstruktur:

Hausspeichersysteme werden in der Regel zur Erhöhung des Eigenverbrauchs eingesetzt. Dies ist durch die Strompreisstruktur privater Haushalte begründet, die sich nicht wie bei Pumpspeichern direkt am Börsenstrompreis orientiert, sondern sich durch einen fixen Stromtarif auszeichnet. Der Anreiz für einen durchgängigen systemdienlichen Betrieb im Sinne der Lastglättung ist im Gegensatz zu Pumpspeichern somit nicht immer gegeben.⁴ Das Einsatzmuster von Hausspeichern kann sich daher sogar antizyklisch zu dem der Pumpspeicher darstellen.

Bereits der Vergleich dieser beiden Betrachtungsweisen für den kurzfristigen Speichereinsatz zeigt, dass es durch die Ausgestaltung der Strompreisstruktur für

³ Die Betrachtungen erfolgen komplexitätsreduziert, da hier nur die grundsätzlichen Zusammenhänge aufgezeigt werden sollen.

⁴ Anreize für den systemdienlichen Einsatz aus Netzsicht gibt es bereits (vgl. /FENES-01 15/).

einzelne Speichersysteme zu Unterschieden im Einsatzmuster aus System- und Akteurssicht kommen kann. Dies kann dazu führen, dass sich der Wert des kurzfristigen Einsatzes eines Hausspeichersystems bei Betrachtungsweise 2 als geringer herausstellt als der eines Pumpspeichers, wenn die Systemdienlichkeit des Speichereinsatzes berücksichtigt wird.

Da für eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung jedoch nicht nur der kurzfristige Einsatz, sondern auch die Investitionen von Bedeutung sind, werden in den nächsten Betrachtungsweisen die Investitionen berücksichtigt.

Betrachtungsweise 3 - Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ohne Berücksichtigung der Strompreisstruktur:

In **Tabelle 2-2** sind die Investitionen für Pumpspeicher und Hausspeichersysteme aufgelistet. Ein Vergleich der Investitionen aus Tabelle 2-2 spricht für die Installation neuer Pumpspeicherkraftwerke anstelle von Hausspeichersystemen.

Tabelle 2-2: *Aktuelle Investitionen für Pump- und Hausspeicher nach /FFE-16 15/*

Speicher	Spezifische Kosten je kW	Spezifische Kosten je kWh	Lebensdauer in Jahren
Pumpspeicher	1.050 €/kW	1,3 €/kWh	40
Hausspeichersysteme	> 800 €/kW	> 1.500 €/kWh	20

Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung sind jedoch zusätzlich die Kosten für den Speichereinsatz von Relevanz. Wird davon ausgegangen, dass der Speicher über die Dauer von 40 Jahren einmal pro Tag zyklisiert wird, ergibt sich aufgrund des Nutzungsgradunterschieds von 10 % eine Differenz von 1.460 kWh je kWh-Speicherkapazität zu Lasten des Pumpspeichers. Unter der Annahme von Beladepreisen von 2 ct/kWh und Entladeerlösen von 7 ct/kWh resultiert für den Pumpspeicher über 40 Jahre somit ein Verlust von weniger als 80 € je kWh-Speicherkapazität im Vergleich zum Hausspeicher. Die verlustbedingten Kosten sind in diesem Beispiel somit um einen Faktor 10 geringer als der Unterschied in den Investitionen und können daher praktisch vernachlässigt werden.

Betrachtungsweise 4 - Wirtschaftlichkeitsbetrachtung mit Berücksichtigung der Strompreisstruktur:

Hausspeichersysteme werden aufgrund des steigenden Strompreises für Haushaltskunden und der sinkenden Einspeisevergütung von PV-Strom für Hausbesitzer immer attraktiver – auch wenn sie momentan noch nicht wirtschaftlich sind /FENES-01 15/. Entscheidend für den Kauf ist heute in der Regel jedoch eine Steigerung der Unabhängigkeit von der Stromversorgung durch einen Energieversorger, sowie weitere Aspekte, wie das Bedürfnis einen Beitrag zur Energiewende zu leisten /IÖW-01 15/. Die Strompreisstruktur kann dazu führen, dass es für Hausspeichersysteme aufgrund der Marktausgestaltung stärkere finanzielle Anreize für die Investition gibt als für Pumpspeicher, obwohl ihre volkswirtschaftlichen Gesamtkosten höher sind. Zudem tragen Hausspeichersysteme ohne intelligente Steuerung nicht zur Netzentlastung bei, denn die notwendigen

Marktanreize für die Implementierung einer solchen Steuerung sind nicht gegeben. In den Förderungsvoraussetzungen gemäß den „Richtlinien zur Förderung von stationären und dezentralen Batteriespeichersystemen zur Nutzung in Verbindung mit Photovoltaikanlagen“ /KFW-01 13/ sind erste Anreize gesetzt, eine verbesserte Steuerung einzubauen. Diese sind jedoch für eine optimale Nutzung der Hausspeichersysteme aus Systemsicht nicht hinreichend /FENES-01 15/. Darüber hinaus entstehen mit dieser Förderung zusätzliche Kosten für das Energiesystem.

Ein Vergleich aller hier beschriebenen Betrachtungsweisen macht deutlich, wie der betriebswirtschaftlich sinnvolle Ausbau und Einsatz von Speichern einem kostenorientierten Ausbau und Einsatz widersprechen kann. Wie der Markt ausgestaltet sein sollte, ob an den Steuern und Abgaben Änderungen vorgenommen werden müssen und ob neue Märkte für die Sicherung von Erzeugungskapazität geschaffen werden sollten, sind daher Teil der Kernfragestellung dieser Studie.

2.4 Fazit

Anhand eines Beispiels wurde in **Kapitel 2.1** illustriert, wie durch die Einführung des Konzepts des Funktionalen Energiespeichers erzeu- und verbraucherseitige Flexibilitätsoptionen als Energiespeicher interpretiert werden können. Sie werden dadurch mit konventionellen Speichertechnologien vergleichbar gemacht. Zur Bestimmung der Kennwerte eines Funktionalen Energiespeichers ist ein Referenzlastgang zu bilden. Die Differenz zwischen Referenz- und flexibilisiertem Lastgang kann als Be- und Entladen des Funktionalen Energiespeichers interpretiert werden.

Der Begriff Merit Order wird in der Regel mit dem kurzfristigen Einsatz von Kraftwerken zur Deckung der Nachfrage in Verbindung gebracht. Für Bestands- und Neubaukraftwerke können durch Einsortierung in diese Merit Order in Verbindung mit der Jahresdauerlinie der Residuallast die Vollaststunden und Erlöse abgeschätzt werden. Die Überlegungen in **Kapitel 2.2** zeigen jedoch, dass eine solche Merit Order für Energiespeicher nicht analog zu der Merit Order der Kraftwerke erstellt werden kann und andere Bewertungsansätze notwendig sind. Der Begriff „Merit Order“ wird daher im Folgenden ganz allgemein als eine Sortierung nach Wert verstanden. Anhand der Diskussion in **Kapitel 2.3** wird deutlich, dass sich der Wert von Speichern aus Sicht des Energiesystems und der betriebswirtschaftlichen Sicht der Akteure unterscheiden kann. Unterschiede können sich im kurzfristigen Einsatz aber auch in einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zeigen.

3 Merit Order Matrix

In diesem Kapitel erfolgt eine erste Einordnung des Wertes Funktionaler Speicher aus volks- und betriebswirtschaftlicher Sicht. Um die Bewertung der Speichertechnologien konsistent zu gestalten und diese untereinander vergleichbar zu machen, wurde eine Methodik entwickelt, die in Kapitel 3.1 erläutert wird. Das methodische Vorgehen baut, wie in **Abbildung 3-1** dargestellt, auf einer Gegenüberstellung der technoökonomischen Kennwerte der Funktionalen Speicher und der Anforderungen der Einsatzoptionen aus System- bzw. Akteurssicht auf.

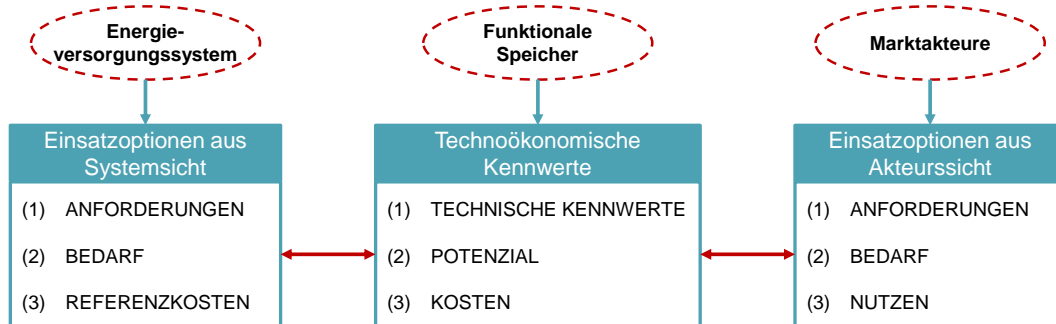


Abbildung 3-1: *Ansatz zur Bewertung und Einordnung Funktionaler Speicher aus System- und Akteurssicht*

Nach Vorstellung der Methodik werden in Kapitel 3.2 und 3.3 die Einsatzoptionen aus Systemsicht bzw. aus der Perspektive der Akteure beschrieben. Zudem werden für jede Einsatzoption die relevanten Speichertechnologien identifiziert sowie das Kostenreduktions- bzw. Gewinnpotenzial dargestellt. Die dafür benötigten technoökonomischen Kennwerte und die Wirtschaftlichkeitsbewertung sind dem Berichtsteil 2 „Technoökonomische Analyse Funktionaler Energiespeicher“ /FFE-16 15/ zu entnehmen. Anschließend werden im Kapitel alle Speichertechnologien einander gegenübergestellt und entsprechend ihres betriebs- und volkswirtschaftlichen Wertes in die Merit Order Matrix (MOMA) eingeordnet. Diese Einordnung basiert auf den technoökonomischen Kennwerten der Speichertechnologien, den Anforderungen der beschriebenen Einsatzoptionen sowie der darauf aufbauenden wirtschaftlichen Bewertung der Speichertechnologien.

3.1 Methodik

Anforderungen an Funktionale Speicher können aus zwei Perspektiven beschrieben werden. Auf der einen Seite stehen die physikalischen Anforderungen, welche für die geforderte Qualität und Stabilität des Energieversorgungssystems notwendig sind. Auf der anderen Seite stehen die Akteure, deren Interessen und daraus resultierende Anforderungen nicht zwingend mit den systembedingten Anforderungen übereinstimmen. Die Bewertung und Einordnung der Speichertechnologien erfolgt daher einerseits aus volkswirtschaftlicher, energiesystembasierter Sicht mit dem Ziel, eine Kostenreduktion für das Gesamtsystem zu erreichen. Andererseits erfolgt eine betriebswirtschaftliche Bewertung aus Sicht der Akteure. Dabei wird untersucht, ob der Einsatz eines Speichers für den einzelnen Akteur eine Möglichkeit darstellt, zusätzliche Gewinne zu generieren oder bestehende Kosten zu reduzieren.

Die zur Bewertung der Speichertechnologien und ihrer Einsatzoptionen entwickelte Methodik besteht aus sieben Schritten. Diese sind in **Abbildung 3-2** dargestellt und werden im Folgenden näher erläutert.

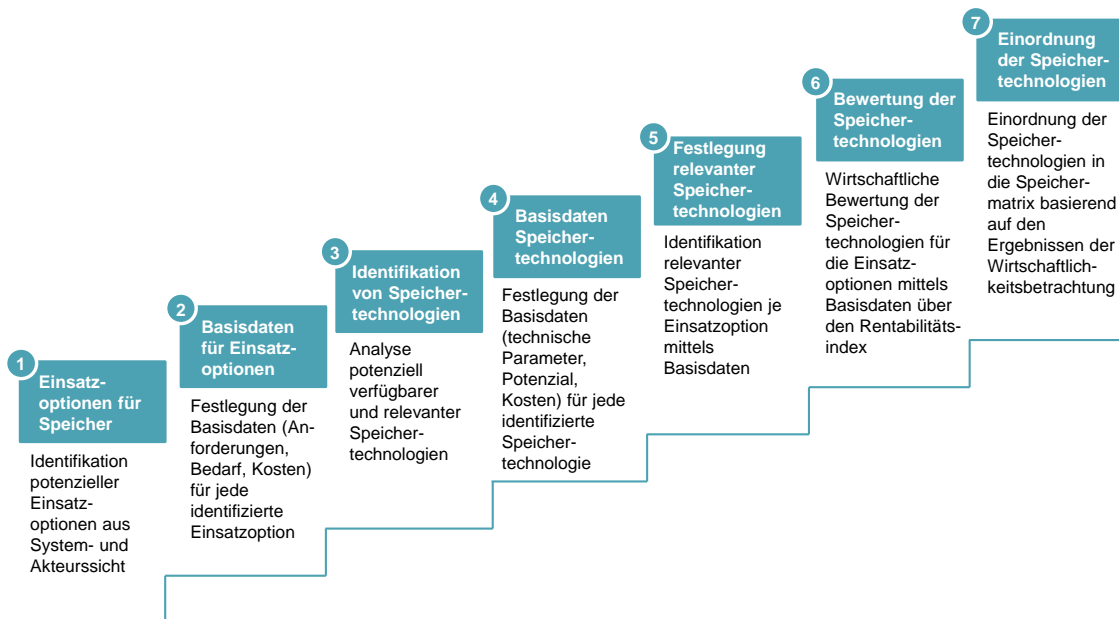


Abbildung 3-2: Die sieben Schritte zur Bewertung Funktionaler Speicher anhand einer Merit Order Matrix

Schritt 1 ‚Einsatzoptionen für Speicher‘: Auf Basis der Herausforderungen für das Energieversorgungssystem bzw. der Interessen der Akteure werden die potenziellen Einsatzoptionen für Funktionale Speicher aus System- und Akteurssicht identifiziert. Die Auswahl der Einsatzoptionen aus Systemsicht basiert auf ausgewählten Studien. Es steht bis dato noch nicht viel Literatur über Einsatzoptionen aus Akteurssicht, wodurch die Grundlage zur Festlegung der Einsatzoptionen basierend auf externen Studien entfällt. Aus diesem Grund geht der Festlegung der Einsatzoptionen aus Akteurssicht eine systematische Identifikation potenzieller Einsatzoptionen, basierend auf der Erschließung der Betätigungsfelder der einzelnen Akteure, voraus. Auf die Identifikation und Festlegung der Einsatzoptionen wird in Kapitel 3.2.1 aus Systemsicht und in Kapitel 3.3.1 aus Akteurssicht eingegangen.

Schritt 2 ‚Basisdaten für Einsatzoptionen‘: Für die identifizierten Einsatzoptionen werden im nächsten Schritt Basisdaten festgelegt. Die Basisdaten für die Einsatzoptionen aus Systemsicht umfassen technische und regulatorische Anforderungen, den heutigen Bedarf und dessen mögliche zukünftige Entwicklung sowie die Referenzkosten, mit denen ein Speicher konkurriert. Aus Systemsicht wird, wenn möglich, zudem die Bedeutung der Einsatzoption abgeschätzt, indem die aus der Einsatzoption resultierenden Gesamtkosten für das Energiesystem quantifiziert werden. Die Basisdaten aus Systemsicht werden aus der Analyse und Diskussion ausgewählter historischer Markt- und Erzeugungsdaten der letzten Jahre abgeleitet.

Aus Akteurssicht stützt sich die Festlegung der Basisdaten auf die Basisdaten aus Systemsicht sowie bestehende Regularien und Marktbedingungen. Neben den technischen und regulatorischen Anforderungen wird zudem der jeweilige Bedarf der Akteure sowie der erzielbare Nutzen, z. B. vermiedene Kosten oder Erlöse, ausgewiesen.

Eine detaillierte Beschreibung der Einsatzoptionen aus System- bzw. Akteurssicht kann dem jeweiligen Abschnitt in Kapitel 3.2 bzw. 3.3 entnommen werden.

Die gewählte Vorgehensweise berücksichtigt keine durch den Ausbau und Einsatz von Speichern induzierte Änderung der Erlöse. In /FFE-25 14/ und /DENA-08 14/ wurde jedoch gezeigt, dass sich die Erlöse von Anlagen im Falle einer strompreisoptimierten Betriebsweise durch die Einführung von Flexibilitäten im geringen GW-Bereich deutlich reduzieren. Um diesem Effekt zumindest teilweise Rechnung zu tragen, werden gemittelte Werte und keine Erlösobergrenzen herangezogen.

Schritt 3 ,Identifikation von Speichertechnologien‘: In diesem Schritt werden potenziell verfügbare und für das Projekt MOS 2030 relevante Speichertechnologien gemäß dem Konzept des Funktionalen Energiespeichers identifiziert.

Schritt 4 ,Basisdaten Speichertechnologien‘: Anschließend werden die technoökonomischen Kennwerte der Speichertechnologien für den Stand der Technik und das Jahr 2030 ermittelt. Diese umfassen technische Parameter (beispielsweise Wirkungsgrad und Lastgradient), Investitionen und Betriebskosten sowie das Potenzial der Speichertechnologie. Die Beschreibung der technoökonomischen Kennwerte erfolgt in Berichtsteil 2.

Schritt 5 ,Festlegung relevanter Speichertechnologien‘: Um die für die Einsatzoptionen relevanten Speichertechnologien festzulegen, werden die Basisdaten der jeweiligen Einsatzoption aus Schritt 2 den Basisdaten der Speichertechnologien aus Schritt 4 gegenübergestellt. Aus dem Vergleich der Anforderungen der Einsatzoptionen mit den technischen Kennwerten werden die geeigneten Speichertechnologien abgeleitet. Die für eine Einsatzoption als geeignet identifizierten Speicher werden anschließend hinsichtlich ihrer Relevanz überprüft. Als relevante Speichertechnologien werden in diesem Zusammenhang die geeigneten Speichertechnologien klassifiziert, deren Potenzial den Bedarf der jeweiligen Einsatzoption hinreichend decken kann. Es erfolgt dabei ein Abgleich mit der bereitzustellenden Leistung und Kapazität.

Der Abgleich zwischen Potenzial und Bedarf unterscheidet sich zwischen der System- und der Akteurssicht. Aus Systemsicht ist für die Klassifizierung als relevante Technologie ein technisches Potenzial in der Größenordnung von 10 % des Gesamtbedarfs der Einsatzoption erforderlich. Es ist anzumerken, dass prinzipiell auch bei geringerem Potenzial ein Speichereinsatz für die Einsatzoption möglich ist. Diese Fälle liegen jedoch außerhalb des Betrachtungsrahmens. Aus Akteurssicht wird überprüft, ob das Potenzial eines einzelnen Speichers bzw. der Zusammenschluss mehrerer dezentraler Speicher gleichen Technologietyps zu einem Pool ausreichend ist, um den für die Einsatzoption entstehenden Bedarf des Akteurs zu decken.

Die Festlegung relevanter Speichertechnologien erfolgt in Anschluss an die Beschreibung der Einsatzoption in den jeweiligen Abschnitten in Kapitel 3.2 bzw. Kapitel 3.3. Eine detailliertere Herleitung für jede Speichertechnologie kann dem Berichtsteil 2 entnommen werden.

Schritt 6 ,Bewertung der Speichertechnologien‘: Die wirtschaftliche Bewertung der Speichertechnologien erfolgt durch eine Gegenüberstellung der technologiespezifischen Kosten mit den Referenzkosten (Systemsicht) bzw. dem Nutzen (Akteurssicht) für die jeweilige Einsatzoption. Dazu wird der Rentabilitätsindex (RI) bestimmt, der das

Kostenreduktionspotenzial (Systemsicht) bzw. das Gewinnpotenzial (Akteurssicht) der Speichertechnologie ausweist und nach folgenden Formeln berechnet wird:

$$RI_{\text{Systemsicht}} = \frac{\text{Referenzkosten} - \text{Kosten}_{\text{Speichertechnologie}}}{\text{Kosten}_{\text{Speichertechnologie}}} \quad (3-1)$$

$$RI_{\text{Akteurssicht}} = \frac{\text{Erlöse oder vermiedene Kosten} - \text{Kosten}_{\text{Speichertechnologie}}}{\text{Kosten}_{\text{Speichertechnologie}}} \quad (3-2)$$

Während die Referenzkosten bzw. die Erlöse oder vermiedenen Kosten den Basisdaten aus Schritt 2 entnommen werden, erfolgt die Bestimmung der technologiespezifischen Kosten mithilfe einer annuitätischen Kostenrechnung basierend auf den Investitionen und Betriebskosten im Jahr 2030 aus Schritt 4. Dabei hängt die Wirtschaftlichkeit einer Speichertechnologie u. a. von den Einsatzstunden ab. Diese sind von der Einsatzoption abhängig und können den Basisdaten der jeweiligen Einsatzoption aus Schritt 2 entnommen werden. Eine detaillierte Beschreibung der Vorgehensweise zur Wirtschaftlichkeitsberechnung erfolgt im ersten Kapitel von Berichtsteil 2.

Eine zusammenfassende Einstufung des Wertes der Speichertechnologien je Einsatzoption, die sich auf die in Berichtsteil 2 ausgewiesenen Rentabilitätsindizes (RI) stützt, ist am Ende der entsprechenden Abschnitte in Kapitel 3.2 bzw. Kapitel 3.3 zu finden. Es wird dabei zwischen drei Kategorien unterschieden, zu deren Kennzeichnung gemäß eines Ampelsystems auf die farbliche Codierung grün, gelb und rot zurückgegriffen wird. Eine grüne Codierung bedeutet, dass der RI größer als 0,1 ist und daher ein Kostenreduktions- bzw. Gewinnpotenzial gegeben ist. Im Falle eines negativen RI kleiner als -0,1 ist kein Kostenreduktions- bzw. Gewinnpotenzial gegeben, so dass eine rote Codierung erfolgt. Die gelbe Codierung wird für den Bereich zwischen -0,1 und 0,1 verwendet, da hier aufgrund der Unsicherheiten in der Datengrundlage und den Annahmen keine eindeutige Aussage möglich ist.

Schritt 7 ‚Einordnung der Speichertechnologien‘: Der letzte Schritt beinhaltet die Einordnung der Funktionalen Speicher in die MOMA basierend auf den Ergebnissen der vorherigen Schritte. Dabei wird für jede Speichertechnologie der RI aus Systemsicht dem RI aus Akteurssicht gegenübergestellt.

Die Einordnung erfolgt in mehreren Schritten. Basierend auf dem RI der Speichertechnologie je Einsatzoption sowie der Bedeutung der verschiedenen Einsatzoptionen wird für jeden Speicher zunächst die Haupteinsatzoption aus System- und Akteurssicht bestimmt. Im Rahmen einer ersten MOMA erfolgt dann die Einordnung der Speichertechnologien nach dem volks- bzw. betriebswirtschaftlichen Wert ihrer Haupteinsatzoption. Im Zuge weiterer MOMA wird zudem berücksichtigt, dass die Speicher neben der Haupteinsatzoption gleichzeitig für weitere Einsatzoptionen in Frage kommen, so dass ein größeres Kostenreduktions- bzw. Gewinnpotenzial realisiert werden kann. Welches Anwendungsportfolio durch eine Speichertechnologie bedient werden kann, wird auf Basis einer qualitativen Diskussion festgelegt. Diese Diskussion stützt sich auf die Erkenntnisse aus den Teilprojekten zu den Speichertechnologien sowie auf die Beschreibungen der Einsatzoptionen. Die Möglichkeit, ein Anwendungsportfolio zu bedienen, wird durch eine individuelle Aufwertung der Rentabilitätsindizes berücksichtigt (vgl. Kapitel 1 in Berichtsteil 2).

Die Wirtschaftlichkeitsbewertung und die Einordnung der Speichertechnologien wird im Berichtsteil 2 für jede Technologie detailliert dargelegt. In den Kapiteln 3.4.1 bis 3.4.3 wird die Einordnung der Technologien in die MOMA zusammenfassend dargestellt und erläutert.

Abbildung 3-3 zeigt den schematischen Aufbau einer MOMA. Ergänzend zur Matrix werden rechts die betrachteten Speichertechnologien und ihre Haupteinsatzoptionen aus System- und Akteurssicht dargestellt. In der Matrix werden die einzelnen Speichertechnologien als Kreise dargestellt und gemäß ihres RI aus System- und Akteurssicht eingeordnet. Wenn die Haupteinsatzoption aus Akteurssicht der Haupteinsatzoption aus Systemsicht widerspricht, da diese zu einem gegenläufigen Speichereinsatz führen würden, erfolgt eine Kennzeichnung durch einen zweifarbigen Kreis. Weiterhin wird ein Zielkorridor für die Marktausgestaltung eingeführt. Dieser zeigt auf, in welchem Bereich der Matrix sich eine Speichertechnologie bewegen sollte. Liegt eine Technologie mit großem volkswirtschaftlichem Mehrwert zum Beispiel unterhalb des Zielkorridors, sollten die Rahmenbedingungen so ausgestaltet werden, dass die betriebswirtschaftliche Attraktivität der Speichertechnologie steigt und dadurch auch die Wahrscheinlichkeit, dass sich die Technologie am Markt etabliert.

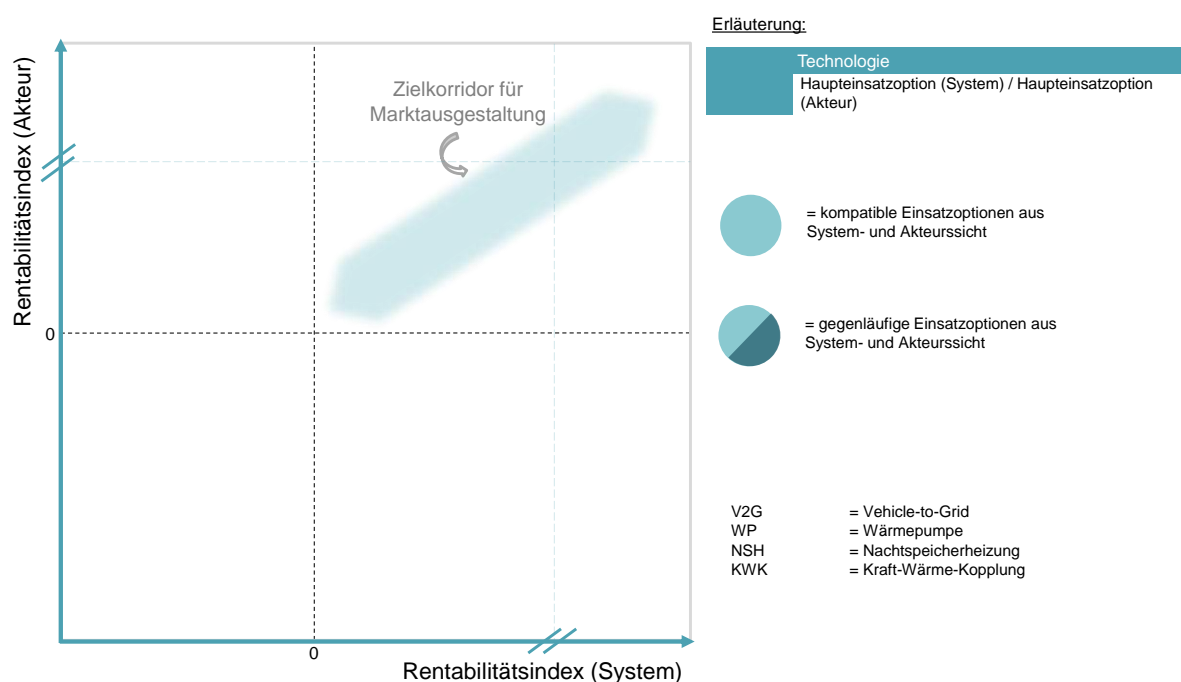


Abbildung 3-3: Schematische Darstellung der Merit Order Matrix

Eine zusammenfassende Übersicht über die beschriebene Methodik liefert die folgende Darstellung: Abbildung 3-4

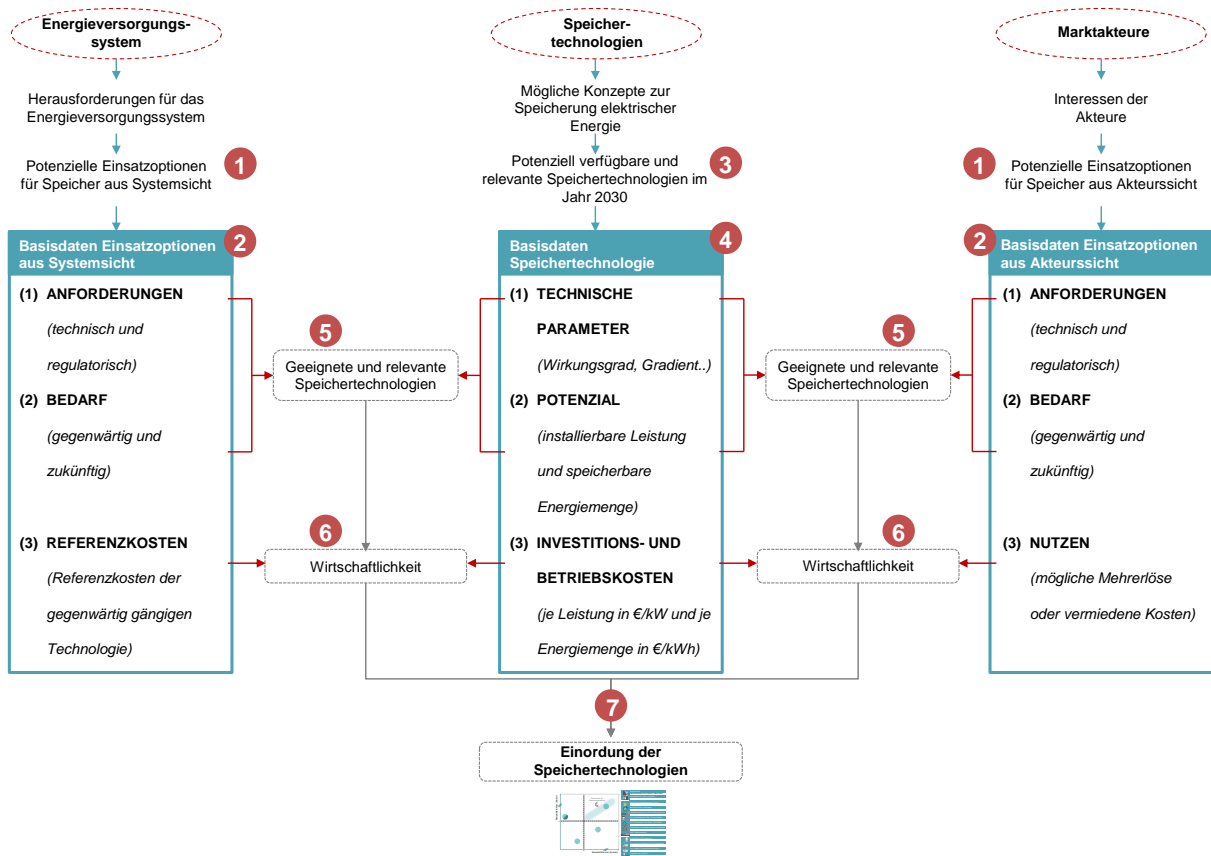


Abbildung 3-4: *Übersicht über die aus sieben Schritten bestehende Methodik zur Bewertung Funktionaler Speicher anhand einer Merit Order Matrix*

3.2 Einsatzoptionen aus Systemsicht

In den Kapiteln 3.2.2 bis 3.2.7 werden die in 0 ausgewählten Einsatzoptionen bezüglich der Anforderungen an Speicher, des Bedarfs und der Kosten beschrieben und somit die Basisdaten der Einsatzoptionen aus Systemsicht generiert. Die Analyse der einzelnen Einsatzoptionen erfolgt auf Basis ausgewählter Markt- und Erzeugungsdaten. Aus der Diskussion des heutigen und zukünftigen Bedarfs können die Anforderungen an Speicher und die Referenz- und Systemkosten abgeleitet werden. Die Basisdaten dienen als Grundlage für die wirtschaftliche Bewertung der relevanten Speichertechnologien in Berichtsteil 2 und somit die Einordnung der Speichertechnologien in die MOMA in Kapitel 3.4.2.

Die in den Basisdaten der Einsatzoptionen berücksichtigten Parameter werden in **Tabelle 3-1** genauer definiert. Daraus wird ersichtlich, dass Speichertechnologien, die nur zu einem geringen Anteil ($\ll 10\%$) des Gesamtbedarfs der Einsatzoption beitragen können, im Rahmen der hier vorgenommenen Bewertung und Einordnung als nicht relevant eingestuft werden. Die zu erfüllenden Einsatzstunden sind kein Ausschlusskriterium, da diese bei einer geringeren zeitlichen Verfügbarkeit des Einzelspeichers durch Poolbildung erfüllt werden können.

Für jede Einsatzoption wird für die relevanten Speichertechnologien am Ende des jeweiligen Kapitels eine Einstufung des Kostenreduktionspotenzials auf Basis der in Berichtsteil 2 bestimmten Rentabilitätsindizes vorgenommen. Hierbei wird zwischen dem Neubau von Anlagen und der Flexibilisierung existierender Anlagen unterschieden.

Tabelle 3-1: Basisdaten ‚Einsatzoptionen aus Systemsicht‘

Kategorie	Parameter	Definition
(1) Anforderungen	Regulatorisch	Einschränkungen, die sich durch den Gesetzgeber ergeben
	Aktivierungszeit	Zeitdauer, nach der ein Speichersystem ansprechbar sein muss und hochgefahren werden kann [s, min oder h]
	Leistungsgradient	Geschwindigkeit, mit dem ein Speichersystem hoch- bzw. runterfahren muss, wenn dieses bereits aktiviert ist [% pro min bzw. h]
	Dauer der Be- bzw. Entladung	Erforderliche Dauer des Be- bzw. Entladevorgangs in Abhängigkeit der Dauer des auftretenden Speicherbedarfs
	Vorhaltdauer	Zeitdauer, über die Energie im Speicher vorgehalten bzw. über die eine Energiemenge verschoben werden muss (unter Berücksichtigung der Tages- und/oder Jahreszeitabhängigkeit)
(2) Bedarf	Bereitzustellende Leistung	<i>Gesamtbedarf:</i> Leistung, die durch Speichersysteme insgesamt aufgenommen werden muss [MW _{el} oder GW _{el}] <i>Einzelne Speicher/Speicherpools:</i> Leistung, die durch ein Speichersystem (einzelne Speicher oder Speicherpool des gleichen Technologietyps) aufgenommen werden muss, um einen signifikanten Beitrag für die Einsatzoption zu leisten (ca. 10 % des Gesamtbedarfs) [MW _{el} oder GW _{el}]
	Bereitzustellende Kapazität	<i>Gesamt:</i> Speicherkapazität, die durch Speichersysteme insgesamt bereitgestellt werden muss [MWh _{el} , GWh _{el} oder TWh _{el}] <i>Einzelne Speicher/Speicherpools:</i> Speicherkapazität, die durch ein Speichersystem (einzelne Speicher oder Speicherpool des gleichen Technologietyps) bereitgestellt werden muss, um einen signifikanten Beitrag für die Einsatzoption zu leisten (ca. 10 % des Gesamtbedarfs) in [MWh _{el} oder GWh _{el}]
	Einsatzstunden	Anzahl der Stunden, die der Speicher pro Jahr für die jeweilige Einsatzoption genutzt wird [h/a]
(3) Kosten	Strombezugskosten	Spezifische Kosten für den Strombezug, die für den jeweiligen Einsatz während des Beladeprozesses entstehen [€/MWh _{el}]
	Referenzkosten	Kosten für die Referenztechnologie, die nach heutigem Stand der Technik für die Einsatzoption verwendet wird [€/MWh _{el}]
	Systemkosten	Insgesamt aus Systemsicht (ohne Steuern und Abgaben) anfallende Kosten für die Erfüllung der Einsatzoption [Mio. €/a]

3.2.1 Identifikation relevanter Einsatzoptionen

Speicher können Wirk- und Blindleistung bereitstellen, wodurch sie an vielen Stellen im Versorgungssystem eingesetzt werden können und die Kosten für die Strom- und Wärmebereitstellung oder für Anwendungen im Mobilitätssektor reduziert werden. Zum einen können durch die Be- bzw. Entladung eines Speichers (Wirkleistungsbereitstellung) nicht integrierbare Energiemengen physikalisch zwischengespeichert werden. Zum anderen kann ein Speicher durch die Bereitstellung von Blindleistung zur

Spannungshaltung beitragen und auf diese Weise die über das Stromnetz transportierbare Energiemenge erhöhen.

Eine ausführliche Erläuterung zu einer Vielzahl von Einsatzgebieten wird in /KUH-01 11/ und /EFZN-01 13/ gegeben. Die wichtigsten Einsatzoptionen für Speicher sind dabei die Kostenreduktion durch:

- Lastglättung
- Ausgleich des erkannten Prognosefehlers
- Integration überschüssiger gesetzter Einspeisung
- Unterstützung beim Engpassmanagement
- Frequenzhaltung
 - Primärregelleistung
 - Sekundärregelleistung
 - Minutenreserve
 - Momentanreserve (Rückgang der Schwungmasse)
- Bereitstellung gesicherter Leistung

Des Weiteren ist der thermische Sockel zu berücksichtigen. Dieser beschreibt die thermische Mindesterzeugung konventioneller Kraftwerke zur Gewährleistung der Systemstabilität. Nach /FGH-01 12/ ist aus heutiger Sicht eine Mindestwirkleistungserzeugung konventioneller Kraftwerke von 8-25 GW_{el} notwendig, um die Systembilanz zu regeln. Die Höhe dieser konventionellen Must-Run-Kapazität wird insbesondere durch die erforderliche Mindestleistung der konventionellen Kraftwerke und somit deren Flexibilität bestimmt. Die erforderlichen Must-Run-Kapazitäten für die Spannungshaltung sind stark von der Wind- und Lastsituation abhängig und variieren in einer Größenordnung von 4-20 GW_{el}. /FGH-01 12/ Werden Speicher zur Erbringung von Regelleistung, Blindleistung und als Flexibilitätsoption zum Ausgleich erkannter Prognosefehler eingesetzt, so kann der thermische Sockel zukünftig reduziert werden. Die verschiedenen Einsatzoptionen sind somit nicht direkt voneinander trennbar, sondern unter anderem über den thermischen Mindestsockel miteinander verknüpft.

Darüber hinaus bestehen weitere Einsatzoptionen, wie zum Beispiel die Schwarzstartfähigkeit, die jedoch aufgrund der sehr geringen Auftrittswahrscheinlichkeit nicht Gegenstand dieser Studie ist. Der Beitrag von Speichern zur Blindleistungsbereitstellung wird nicht als explizite Einsatzoption behandelt, sondern im Rahmen des spannungsbedingten Engpassmanagements diskutiert.

3.2.2 Lastglättung

Unter Lastglättung wird der untertägige Ausgleich von Schwankungen in der Residuallast des Stromverbrauchs zur Kostenreduktion für die Bereitstellung von Strom, Wärme und Gas verstanden. Diese Schwankungen können in Form von Peaks und/oder Tälern auftreten, so dass Lastglättung nicht mit Peak Shaving gleichgesetzt werden kann. Nicht Bestandteil dieses Kapitels ist der Ausgleich des kurzfristig erkannten Prognosefehlers (s. Kapitel 3.2.3) und die Bereitstellung gesicherter Leistung (s. Kapitel 3.2.7).

Beschreibung

Entsprechend der Merit Order der Kraftwerke wird die Residuallast durch die Kraftwerke mit den geringsten Grenzkosten gedeckt. Schwankungen der Residuallast verändern in diesem vereinfachten Bild die variablen Kosten für die Strombereitstellung. Darüber hinaus spielen für die Kosten die Lastgradienten und die Dauer der Lastabsenkung oder -erhöhung eine bedeutende Rolle. Grund für letzteres sind Kosten, die für An- und Abfahrvorgänge anfallen. Speicher können die variablen Kosten reduzieren, in dem sie die Last glätten.

Bedarf

Ein physikalischer Bedarf kann nicht ausgewiesen werden, da konventionelle Kraftwerke, insbesondere Gaskraftwerke, der Last prinzipiell stets folgen können. Bislang wurden Pumpspeicherkraftwerke sowie der Austausch über das europäische Verbundnetz für den Ausgleich von Lasten genutzt. In **Abbildung 3-5** ist das mittlere Erzeugungssaldo der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke während eines Tages für Deutschland und Österreich für mehrere Jahre dargestellt.

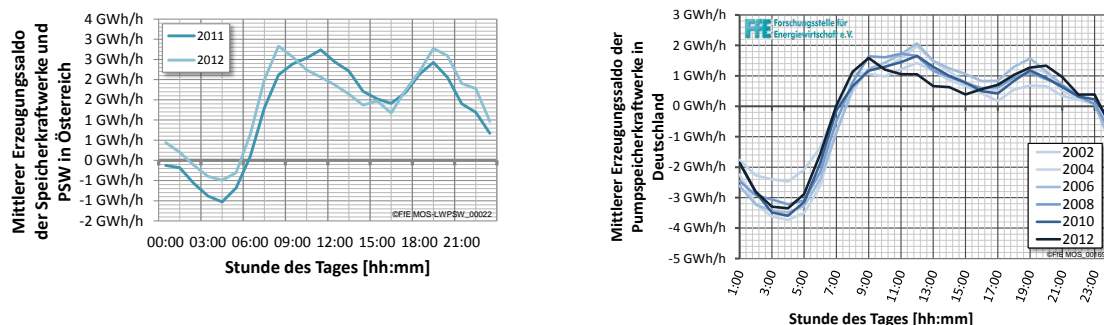


Abbildung 3-5: Links: Mittlerer Erzeugungssaldo der Speicherkraftwerke und PSW in Österreich /ECON-01 12/, /ECON-08 13/. Rechts: Mittleres Erzeugungssaldo der PSW in Deutschland /DESTATIS-02 13/

In **Abbildung 3-6** ist die mittlere Exportleistung der Werkzeuge für Deutschland während des Jahres 2013 gezeigt.

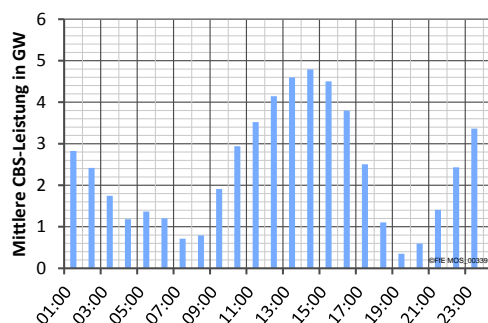


Abbildung 3-6: Mittlerer grenzüberschreitender Stromhandel am Vortag (CBS) für Deutschland aus dem Jahr 2012 /ENTSOE-01 14/

Aus den obigen Abbildungen wird deutlich, dass der Ausgleich im GW_{el} -Bereich liegt und die Schwankungen über mehr als vier Stunden auftreten. Kurzfristige Spitzen treten über ein bis zwei Stunden auf. Für die Zukunft wird erwartet, dass die Schwankungen

der Residuallast zunehmen und dadurch der Bedarf steigen wird. Der Bedarf wird allerdings nicht physikalisch, sondern durch die Möglichkeit einer Kostenreduktion ausgelöst.

Anforderungen

Die Handelsschrittweite am Day-Ahead-Markt beträgt 0,1 MW_{el}. Darüber hinaus existieren keine regulatorischen und physikalischen Anforderungen. Wird die Planung am Vortag durchgeführt, so liegt die Anforderung an die Aktivierungszeit des Speichers bei mehr als zehn Stunden. Aufgrund der steilen Flanken von Wind- und PV-Einspeisung ist ein Leistungsgradient von 100 % pro Viertelstunde anzustreben.

Kosten

Strom-zu-Strom-Speicher werden zur Lastglättung unter Vernachlässigung von Lastwechselkosten des Speichers genau dann eingesetzt, wenn durch den Preis-Spread zwischen Be- und Entladung die Speicherverluste ausgeglichen werden können:

$$\frac{\text{Kosten für Beladung}}{\text{Erlöse bei Entladung}} < \eta_{\text{Speicher}}$$

Zudem müssen die Speicherkosten unter den Grenzkosten eines Spitzenkraftwerks, z. B. eines Gaskraftwerks, liegen. Power2Heat- oder Power2Gas-Anlagen werden hingegen dann eingesetzt, wenn die Grenzkosten für die Bereitstellung von Wärme bzw. Gas unterhalb der Kosten für einen alternativen Bezug z. B. aus Erdgas liegen.

Es existiert weder ein eigenständiger Markt noch besteht ein physikalischer Bedarf, wie er bei der Regelleistung ausgewiesen werden kann. Eine direkte Quantifizierung der Systemkosten für die Lastglättung ist daher nicht möglich. Hierzu ist eine Kraftwerkseinsatzplanung einmal ohne und einmal mit Speichern durchzuführen. Die Differenz der Summe der variablen Stromgestehungskosten entspricht dann den Kosten für die Lastglättung. Diese Simulationen werden in Kapitel 4 beschrieben.

Die Einordnung der Relevanz dieser Einsatzoption erfolgt daher zunächst auf Basis des Deckungsbeitrags von Pumpspeicherkraftwerken, welche die derzeit gängige Technologie zur Lastglättung darstellen. Nach /FFE-17 13/ beliefen sich die Erlöse aller deutschen PSW am EEX-Spotmarkt im Jahr 2012 auf ca. 95 Mio. €.

Basisdaten

Prinzipiell kann ein Speicher mit beliebiger Leistung oder Energiemenge einen Beitrag zur Lastglättung leisten. In dieser Studie soll jedoch eine Aussage darüber getroffen werden, ob in Zukunft ein signifikanter Beitrag zur Kostenreduktion durch den Einsatz von Speichern erzielt werden kann. Werden daher einzelne Speicher oder ein Speicherpool zur Lastglättung eingesetzt, so sollten diese folgende Eigenschaften erfüllen:

Tabelle 3-2: *Basisdaten ,Lastglättung⁵*

Kategorie	Parameter	Wert
(1) Anforderungen	Regulatorisch	Handelsschritte Day-Ahead = 0,1 MW _{el}
	Aktivierungszeit	>10 Stunden
	Leistungsgradient	100 % in 15 Minuten
	Dauer der Be- bzw. Entladung	mindestens 1-2 h, besser 4 h
	Vorhaltdauer	Mehrere Stunden
(2) Bedarf	Bereitzustellende Leistung	<i>Gesamt:</i> Einstelliger GW _{el} -Bereich <i>Einzelne Speicher/Speicherpools (10 %-Kriterium):</i> Dreistelliger MW _{el} -Bereich
	Bereitzustellende Kapazität	<i>Gesamt:</i> Einstelliger GWh _{el} -Bereich <i>Einzelne Speicher/Speicherpools (10 %-Kriterium):</i> Dreistelliger MWh _{el} -Bereich
	Einsatzstunden	Ca. 4 h täglich → 1.460 h/a
(3) Kosten	Strombezugskosten	Niedrigster Day Ahead-Preis (gemittelt über die vier günstigsten Stunden der Tage in 2012) → ca. 26 €/MWh _{el} /EPEX-01 12/
	Referenzkosten	<i>Referenz abhängig von der Speichertechnologie</i> Strom-zu-Strom: teuerster Day-Ahead-Preis (gemittelt über die vier teuersten Stunden der Tage in 2012) → ca. 58 €/MWh _{el} /EPEX-01 12/ Flexibilisierung: mittlerer zu erzielender Spread Day-Ahead = 32 €/MWh _{el} Wärme (Haushalte): erdgasbasierte Wärmegestehungskosten unter Berücksichtigung des Börsenpreises Erdgas in 2012 von 25 €/MWh _{th} /BNETZA-17 13/ und eines Kesselwirkungsgrads von 90 % → 28 €/MWh _{th} Wärme (KWK mit Power2Heat): erdgasbasierte Wärmegestehungskosten unter Berücksichtigung des Börsenpreises von Erdgas in 2012 von 25 €/MWh _{th} /BNETZA-17 13/ und eines thermischen KWK-Wirkungsgrads von 40 % → 63 €/MWh _{th} Methan: Börsenpreis von Erdgas /BNETZA-17 13/ → 25 €/MWh _{th} Wasserstoff: Gestehungskosten aus Dampfreformierung /DWV-02 09/ → 40 €/MWh _{th}
	Systemkosten	Als ungefähre Einordnung: Spotmarkt-Erlöse aller deutschen PSW im Jahr 2012 = ca. 95 Mio. €.

Identifikation relevanter Speichertechnologien

Durch Gegenüberstellung der Basisdaten mit den technoökonomischen Kennwerten der Speichertechnologien lässt sich für die Lastglättung nur die Flexibilisierung der Laufwasserkraft ausschließen. Diese Technologie wird als nicht relevant eingestuft, da das technische Potenzial durch strenge rechtliche Auflagen, den natürlichen Zufluss sowie ökologische Auswirkungen auf Fließgewässer stark eingeschränkt ist (vgl. Berichtsteil 2).

⁵ Die Definitionen der Parameter sowie die Ableitung der Werte für einzelne Speicher und Speicherpools werden in Tabelle 3-1erläutert.

Tabelle 3-3: *Identifikation geeigneter und relevanter Speichertechnologien für die Lastglättung*

Kategorie	Parameter	Wert	Nicht geeignete Speichertechnologien
(1) Anforderungen	Regulatorisch	Handelsschritte Day-Ahead = 0,1 MW _{el}	---
	Aktivierungszeit	>10 Stunden	
	Leistungsgradient	100 % in 15 Minuten	
	Dauer der Be- bzw. Entladung	mindestens 1-2 h, besser 4 h	
	Vorhaltdauer	mehrere Stunden	
Kategorie	Parameter	Wert	Nicht relevante Speichertechnologien
(2) Bedarf	Bereitzustellende Leistung	<i>Gesamt:</i> Einstelliger GW _{el} -Bereich <i>Einzelne Speicher/Speicherpools (10 %-Kriterium):</i> Dreistelliger MW _{el} -Bereich	Flexibilisierung der Laufwasserkraft
	Bereitzustellende Kapazität	<i>Gesamt:</i> Einstelliger GWh _{el} -Bereich <i>Einzelne Speicher/Speicherpools (10 %-Kriterium):</i> Dreistelliger MWh _{el} -Bereich	

Kostenreduktionspotenzial

Die Einordnung des Kostenreduktionspotenzials der relevanten Speichertechnologien für die Einsatzoption Lastglättung ist in **Tabelle 3-4** dargestellt. Dieses wird aus dem in Berichtsteil 2 berechneten Rentabilitätsindex abgeleitet, welcher die technologiespezifischen Kosten den Referenzkosten gegenüberstellt.

Tabelle 3-4: *Kostenreduktionspotenzial relevanter Speichertechnologien für die Lastglättung*

Technologie	Kostenreduktionspotenzial	
	Zubau	Flexibilisierung
Flexibilisierung in der stromintensiven Industrie ohne Produktionsausfall		
Flexibilisierung von Querschnittstechnologien in der Industrie		
Flexibilisierung der KWK mit Wärmespeicher		
Power2Heat mit Wärmespeicher		
Gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen (hohe Jahresfahrleistung)		
Gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen (niedrige Jahresfahrleistung)		
Flexibilisierung Power2Heat in Haushalten (NSH und WP)		
Flexibilisierung von Haushaltsgeräten (Kühl-/Gefrier- und Weiße Geräte)		
Flexibilisierung in der stromintensiven Industrie mit Produktionsausfall		
Power2Heat in Haushalten (hybride Heizsysteme)		
Pumpspeicherkraftwerke		
Druckluftspeicherkraftwerke (adiabat und diabat)		
Stationäre Großbatteriespeicher (Lithium-Ionen)		
Batteriespeicher in privaten Haushalten		
Power2Gas (H ₂ und CH ₄)		

3.2.3 Ausgleich des erkannten Prognosefehlers

Insbesondere in Zeiten geringer Residuallast und in Zeiten, in denen sich der Großteil der Kraftwerke in Teillast befindet, bieten Speicher die Möglichkeit, den erkannten Prognosefehler als zusätzliche Flexibilitätsoption auszugleichen. Dadurch können die technischen Anforderungen an Kraftwerke reduziert werden.

Beschreibung

Fehler in der prognostizierten Verbraucherlast oder Erzeugung müssen, sobald erkannt, ausgeglichen werden. Zu den Gründen für Abweichungen auf der Erzeugerseite zählen neben Fehlern in der prognostizierten Wind- und Photovoltaikeinspeisung auch Kraftwerksausfälle.

PV-Prognosefehler sind typischerweise Höhenfehler, da der Sonnenaufgang bzw. Sonnenuntergang bekannt ist. Ein zeitlich begrenzter Höhenfehler tritt beispielsweise bei der Auflösung von Nebelbänken oder abrutschender Schneebedeckung von PV-Anlagen auf. Diese Ereignisse sind jedoch schwer zu prognostizieren. Diesbezüglich heißt es im Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2012/13:

„Die Übertragungsnetzbetreiber als die größten Vermarkter der PV-Mengen halten hier eine deutliche Verbesserung der Solarprognosegüte für dringend erforderlich und schlagen hierfür z. B. den Aufbau eines Referenzmessanlagensystems vor, um in Situationen wie Nebel oder Schneefall verlässlichere Prognosen zu erhalten. Die Bundesnetzagentur erwartet von den Übertragungsnetzbetreibern, dass sie ihre eigenen Vorschläge bezüglich der von ihnen vermarkteten Erneuerbaren Erzeugung zügig umsetzen.“ /BNETZA-19 13/

Im Gegensatz zu PV-Prognosefehlern treten bei der Windprognose Höhen- und Zeitfehler auf, da die Bewegungen von Windfeldern nicht an eine Tageszeit gebunden sind /Roos-02 11/. Wird allerdings ein Gebiet von der Größe Deutschlands gewählt, sind im Vergleich zu einzelnen Standorten kaum Zeitfehler zu identifizieren.

In **Abbildung 3-7** sind die typischen Höhenfehler für die Wind- und PV-Einspeisung für jeweils einen ausgewählten Tag dargestellt.

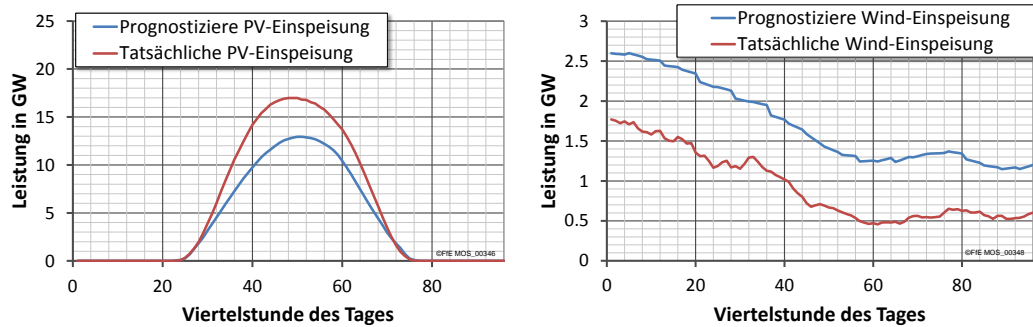


Abbildung 3-7: links: Vortägig prognostizierte und tatsächliche PV-Einspeisung vom 08.09.2012; rechts: Vortägig prognostizierte und tatsächliche Wind-Einspeisung vom 18.12.2012 /EEXAG-01 12/

Bedarf

Abbildung 3-8 zeigt auf der linken Seite die Entwicklung des Intraday-Handelsvolumens gemäß Daten der EEX AG und der EPEX SPOT. Im Gegensatz zu den Daten der EEX beinhaltet das Handelsvolumen an der EPEX den Viertelstundenmarkt sowie den grenzüberschreitenden Handel. Der Viertelstundenhandel wurde am 15.12.2011 eingeführt. Er wird bislang vor allem genutzt, um die steilen Gradienten der PV-Erzeugung auszugleichen (vgl. **Abbildung 3-8** rechts). Dies ist beispielsweise an den jahreszeitlichen Schwankungen des Handelsvolumens zu erkennen.

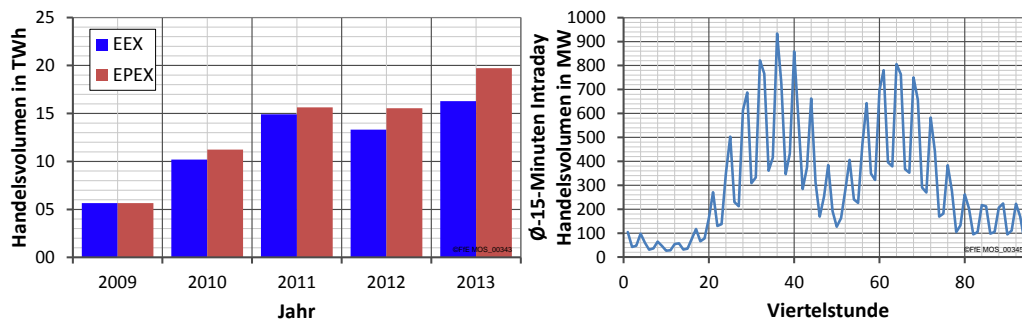


Abbildung 3-8: links: Entwicklung des Intraday-Handelsvolumens gemäß /EEXAG-01 12/ und EPEX; rechts: gemitteltes Handelsvolumen des 15-Minuten Intraday-Handels im Jahr 2013 /EPEX-02 14/

Aus der Differenz zwischen Prognose- und Ist-Einspeisung kann das Volumen des Intraday-Handels aufgrund der Einspeisung aus Wind- und Photovoltaik abgeschätzt werden. Für die Jahre 2012 und 2013 betrug diese Differenz auf Basis der Day-Ahead-Prognose 8,8 bzw. 9,3 TWh_{el}.

Zur Analyse von Kurzfristprognosen stehen die Day-Ahead- und 6 h-Intraday-Prognosefehler zur Verfügung. In **Abbildung 3-9** ist die Häufigkeitsverteilung des Day-

Ahead- und des 6 h-Intraday-Prognosefehlers der kumulierten Wind- und PV-Einspeisung für das Jahr 2012 dargestellt. Unter der 6 h-Intraday-Prognose sind dabei die Prognosewerte zu verstehen, die um 03:00, 09:00, 15:00 und 21:00 für die folgenden sechs Stunden gegeben werden. Es ist zu erkennen, dass die Kurzfristprognose eine deutlich schmalere Verteilung als die Vortagesprognose aufweist. Allerdings zeigen sich auch bei der Kurzfristprognose Fehler von mehr als 4 GW_{el}.

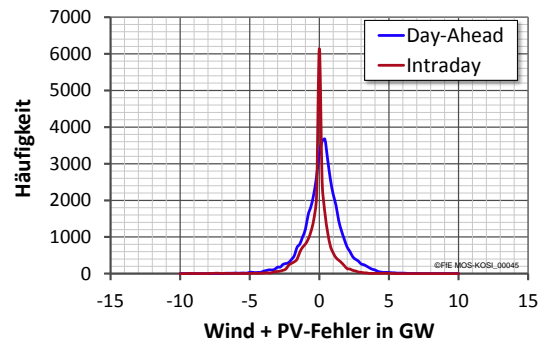


Abbildung 3-9: Verteilung des Day-Ahead- und des 6 h-Intraday-Prognosefehlers im Jahr 2012 /EEXAG-01 12/, /TEN-01 12/

Abbildung 3-10 zeigt die Abweichung zwischen der Day-Ahead- und der 6 h-Intraday-Prognose der Wind und PV-Einspeisung im Jahr 2012. In mehr als 2.200 Viertelstunden wich der Intraday-Prognosewert für die Einspeisung aus Wind und PV um mehr als 2 GW_{el} und in 284 Viertelstunden um mehr als 4 GW_{el} vom Day-Ahead-Prognosewert ab.

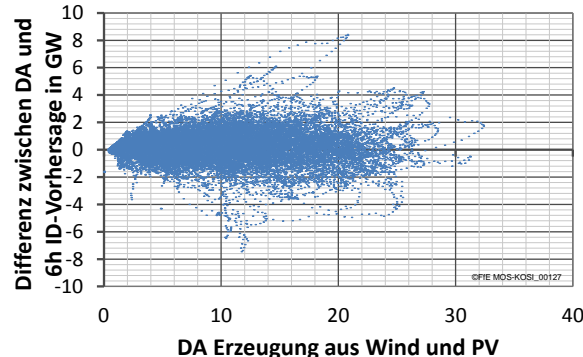


Abbildung 3-10: Abweichung zwischen Day-Ahead (DA)- und 6 h-Intraday (ID)-Vorhersage für die kumulierte Wind und PV-Einspeisung gegenüber der Ex-Ante-Erzeugung aus dem Jahr 2012 /EEXAG-01 12/ /TEN-01 12/

Als Kennwert für die Prognosequalität dient der normierte Root-Mean-Squared-Error (nRMSE). Im Jahr 2012 lag dieser für den Day-Ahead-Fehler für PV bei 3,6 % und Wind bei 3,8 %. Für den 6 h-Intraday-Fehler lag der nRSME für PV bei 3,8 % und für Wind bei 2,4 %. Für kurzfristigere Prognosen konnten keine Daten ausgewertet werden. Eine Aussage über die zeitliche Entwicklung des Prognosefehlers ist somit nicht möglich.

Erwartungen an die Prognosequalität für eine 1,5 h-Kurzfristprognose liegen bei einem nRSME von weniger als 1,5 % und für die Day-Ahead-Prognose bei einem nRSME von 4 % /SCHU-01 11/. **Tabelle 3-5** zeigt die historische Entwicklung des nRMSE des Wind- und PV-Prognosefehlers nach /Roon-01 11/, /EEXAG-01 12/ und /TEN-01 12/.

Tabelle 3-5: *nRMSE des Wind und PV-Prognosefehlers für mehrere Jahre /Roon-01 11/, /EEXAG-01 12/, /TEN-01 12/*

Jahr	nRMSE - Day-Ahead in %		nRMSE - 6h- Intraday in %	
	Wind	PV	Wind	PV
2007	6,1	-	-	-
2008	5,7	-	-	-
2009	4,5	-	-	-
2010	4,6	-	-	-
2011	-	-	-	-
2012	3,8	3,6	2,4	3,8
2013	3,5	3,6	-	-

Trotz einer Verbesserung der Prognosegüte ist davon auszugehen, dass bei einem weiteren Zubau von Windkraft- und PV-Anlagen die absoluten Prognosefehler zukünftig ansteigen werden. Insbesondere der maximal zu erwartende Fehler wird voraussichtlich deutlich ansteigen.

Anforderungen

Die Handelsschrittweite am Intraday-Markt beträgt 0,1 MW_{el}. Darüber hinaus existieren keine regulatorischen und physikalischen Anforderungen.

Der Bedarf für den Ausgleich des erkannten Prognosefehlers liegt im GW_{el}-Bereich. Zur zeitlichen Entwicklung der Prognosegüte kann keine Aussage getroffen werden. Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass ein Großteil des Prognosefehlers mehrere Stunden im Voraus erkannt wird. Aufgrund der steilen Flanken von Wind- und PV-Einspeisung ist ein Leistungsgradient von 100 % pro Viertelstunde anzustreben.

Kosten

In **Abbildung 3-11** links ist die Abhängigkeit zwischen dem gewichteten mittleren Intraday-Preis und dem Day-Ahead-Preis für das Jahr 2013 dargestellt. Das Bestimmtheitsmaß von ca. 0,78 weist eine gute Korrelation zwischen den beiden Größen aus. Daraus lässt sich schließen, dass zumindest heute noch keine besonderen Flexibilitätsanforderungen auf dem stündlichen Intraday-Markt gestellt werden und Knappheitssignale nur sehr selten auftreten. Ansonsten müsste es deutlich häufiger zu großen preislichen Abweichungen kommen.

Anders stellt sich die Situation auf dem 15-Minuten-Intraday-Markt dar. Der Tagesgang des gewichteten mittleren stündlichen und viertelstündlichen Intraday-Preises ist in **Abbildung 3-11** rechts für den 3.10.2013 gezeigt. Darin sind Preisschwankungen mit einer Dauer von einer halben Stunde zu erkennen, die eine Amplitude von mehr als 60 €/MWh_{el} erreichen. Aufgrund der hohen Preisschwankungen konnte dieser Markt daher bislang als attraktive Option für Funktionale Speicher mit geringen Laständerungskosten angesehen werden.

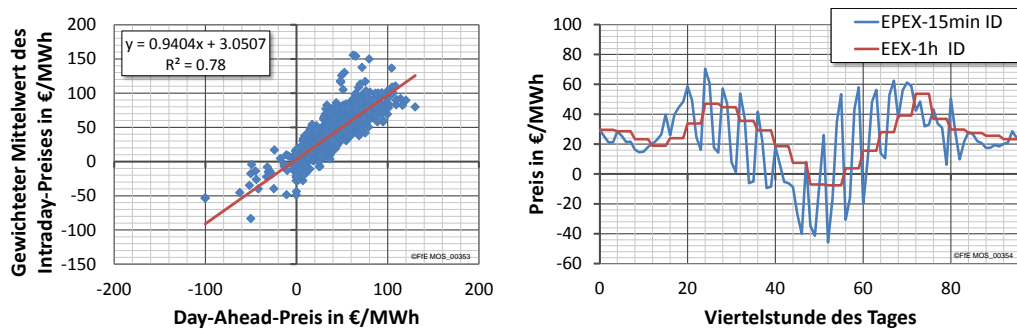


Abbildung 3-11: links: Zusammenhang zwischen Intraday- und Day-Ahead-Preis gemäß /EEXAG-01 12/; rechts: Preisverlauf des 1h-Intraday- und 15-Minuten-Intraday-Handels am 3.10.2013 /EPEX-02 14/

Der Grund für die Dauer der Schwankung liegt in der Blocklänge von einer Stunde am Day-Ahead-Handel. Händler mit Zugang zum 15-Minuten-Handel können die am Vortag eingekauften Stundenblöcke besser aufteilen und so den Einkauf ihren Lastgradienten besser anpassen. Dies trifft momentan insbesondere auf die Vermarktung von PV-Strom durch die Übertragungsnetzbetreiber zu (vgl. Abschnitt Bedarf).

Die starken Preisschwankungen für den 15-Minuten-Handel lassen vermuten, dass es einen Bedarf an Flexibilität gibt. Allerdings ist dies vermutlich nur durch Markteintrittsbarrieren bedingt. Daher hat die EPEX am 18.3.2014 beschlossen, eine dem vortägigen Handel nachgelagerte Viertelstunden-Auktion durchzuführen /EPEX-01 14/. Die Einführung der Viertelstunden-Auktion an der EPEX SPOT erfolgte am 09.12.2014. Aufgrund eines besseren Ausgleichs von Unterschieden zwischen viertelstündlichen und mittleren stündlichen Leistungswerten, wurde – wie in /FFE-18 15/ aufgezeigt – der erwartete Effekt einer Verringerung der Preis-Spreads im 15-Minuten-Handel erzielt.

Das monetäre Marktvolumen für den stündlichen Intraday-Handel liegt seit 2011 in der Größenordnung von 600 Mio. €. Für den viertelstündlichen Handel ist das Handelsvolumen von knapp 60 Mio. € im Jahr 2012 auf etwas mehr als 100 Mio. € im Jahr 2013 angestiegen. Die Handelsvolumina für die im Dezember 2014 eingeführte Intraday-Auktion sind kontinuierlich gewachsen und liegen seit März 2015 in der gleichen Größenordnung wie die des kontinuierlichen 15-Minuten-Handels /FFE-18 15/.

Die genannten Marktvolumina entsprechen jedoch nicht den Systemkosten, die durch den Ausgleich des erkannten Prognosefehlers anfallen. Denn es entstehen so lange keine Systemkosten für den Ausgleich von Prognosefehlern, wie es keinen Kostenunterschied für die Energiebereitstellung im Vergleich zu einer perfekten Prognose gibt. Dient beispielsweise der Day-Ahead-Markt als Referenz, entstehen keine Systemkosten durch den untertägigen Ausgleich von Prognosefehlern, so lange – wie in Abbildung 3-11 gezeigt – die Intraday-Preise mit den Day-Ahead-Preisen korrelieren. Unter dieser Annahme kann die Anpassung der tatsächlichen Erzeugung untertäglich über den Intraday-Handel erfolgen ohne Mehrkosten im Vergleich zum vortägigen Day-Ahead-Handel zu generieren. Dies gilt sowohl für eine die Erzeugung übersteigende Prognose als auch für den Fall, dass die Erzeugung die Prognose übersteigt. Erst wenn die Intraday-Preise die Day-Ahead-Preise aufgrund mangelnder Flexibilität der Kraftwerke

übersteigen, entstehen beim untertägigen Ausgleich des Prognosefehlers durch Fahrplanänderung Mehrkosten für das System.

Basisdaten und relevante Speichertechnologien

Auf Basis der vorangegangenen Überlegungen entsprechen die Basisdaten für den Ausgleich des erkannten Prognosefehlers den Basisdaten der Lastglättung in Tabelle 3-2. Somit sind auch die in Kapitel 3.2.2 identifizierten Speichertechnologien für den Ausgleich des erkannten Prognosefehlers einsetzbar.

Kostenreduktionspotenzial

Näherungsweise ist sowohl für die Lastglättung als auch für den Ausgleich des Prognosefehlers das gleiche Kostenreduktionspotenzial zu erzielen. Im Falle eines zunehmenden Bedarfs an untertägiger Flexibilität können diese zukünftig jedoch divergieren.

3.2.4 Integration überschüssiger gesetzter Einspeisung

Geläufiger als der Ausdruck ‚Integration überschüssiger gesetzter Einspeisung‘ sind die Begriffe ‚saisonale Speicherung‘ und ‚Stromüberschüsse‘. Diese werden daher im Folgenden verwendet. Es ist jedoch zu beachten, dass die Speicherung überschüssiger gesetzter Einspeisung nicht nur saisonal, sondern auch stunden-, tages- oder wochenweise erfolgen kann. Zudem bedeutet ein ‚Überschuss‘ nicht, dass die zu speichernde elektrische Energie im Überfluss vorhanden ist, sondern verweist darauf, dass die elektrische Energie ohne Speicher oder perfekt vermaschtem Netz nicht in das System integrierbar ist.

Beschreibung

Überschüssig gesetzte Einspeisung bezeichnet die Einspeisung, die unter Berücksichtigung des Ausbaus erneuerbarer Erzeuger, des thermischen Mindestsockels und des internationalen Stromaustausches zu einer Lastüberdeckung führt. Wenn die Einspeisung den Verbrauch in einem Maße übersteigt, dass die Schwankungen der Residuallast nicht durch den Stromaustausch mit dem Ausland oder durch die Regelung flexibler Kraftwerke kompensiert werden können, so können Speicher zum Einsatz kommen, um eine Regelung erneuerbarer Erzeugungsanlagen zu vermeiden.

Der Bedarf an saisonalen Speichern ist zudem von den konventionellen Must-Run-Kapazitäten abhängig, welche für die Gewährleistung der Systemstabilität notwendig sein können. Unter der Annahme eines in Zukunft flexibleren konventionellen Kraftwerksparks, eines Einsatzes von Speichertechnologien für die Regel- und Blindleistungsbereitstellung sowie eines zukünftigen Ausbaus der Übertragungsnetze wird für die Sensitivitätsanalyse der Bedarfsabschätzung im Folgenden eine konventionelle Must-Run-Kapazität in Höhe von 10 GW_{el} angesetzt (siehe Beschreibung des thermischen Sockels in Kapitel 3.2.1).

Bedarf

Die Bestimmung des Bedarfs an saisonaler Speicherung erfolgt beispielhaft auf Basis der Verbraucherlast nach /ENTSOE-01 14/ sowie Erzeugungsgängen des Jahres 2012 nach /EPEX-01 12/. Es werden drei Darstellungsformen verwendet: die Residuallast, die Residuallast mit thermischem Mindestsockel von 10 GW_{el} sowie die Residuallast mit

thermischen Mindestsockel und Im- und Exporten, die durch den CBS (Cross Border Schedules)-Saldo ausgedrückt werden /ENTSOE-01 14/. Aus **Abbildung 3-12** ist zu erkennen, dass im Jahr 2012 nahezu kein bilanzieller Bedarf an saisonaler Speicherung gegeben war. Eine genaue Analyse der Daten zeigt, dass es ohne Berücksichtigung der CBS nur in 45 Stunden zur einer Unterschreitung der Must-Run-Erzeugung von 10 GW kam.

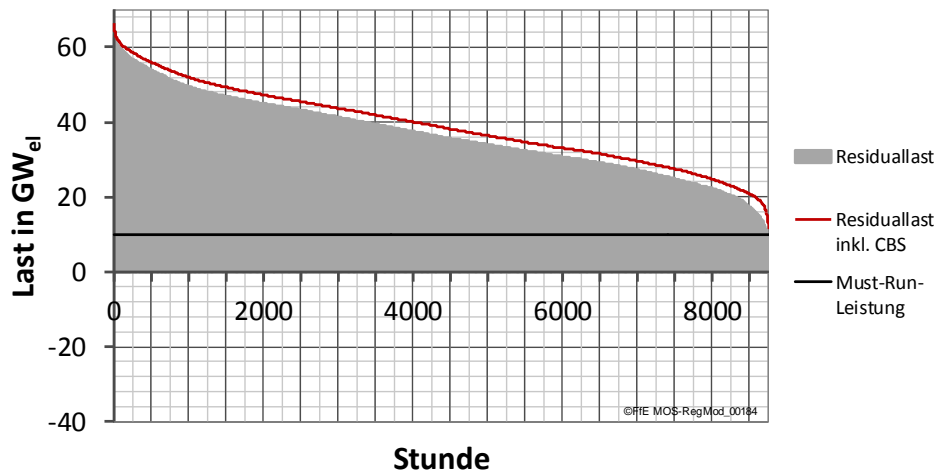


Abbildung 3-12: Jahresdauerlinie der Residuallast im Jahr 2012 nach /EPEX-01 12/ mit und ohne Berücksichtigung des CBS (Cross Border Schedules)-Saldos in 2012 /ENTSOE-01 14/

Da neben der konventionellen Must-Run-Leistung auch der Stromaustausch mit dem Ausland einen Einfluss auf die Residuallast hat, wird dieser hier durch den Saldo der Cross Border Schedules (CBS) im Jahr 2012 /ENTSOE-01 14/ abgebildet. Für das Jahr 2012 belief sich der Exportüberschuss auf 22,5 TWh und stieg für das Jahr 2013 um weitere 52 % /FFE-05 14/. Für das Jahr 2015 lag er sogar bei über 50 TWh.

Wird der internationale Stromhandel berücksichtigt, erhöht sich die Residuallast insbesondere in den Stunden geringer Residuallasten. So liegt die minimale Residuallast unter Berücksichtigung des internationalen Stromhandels um bis zu 9 GW_{el} über der minimalen Residuallast ohne Berücksichtigung des Stromaustausches (vergleiche **Abbildung 3-12**). Neben den Must-Run-Kapazitäten haben folglich auch die internationalen Übertragungskapazitäten einen großen Einfluss auf den saisonalen Speicherbedarf.

Anders verhält es sich hingegen für den Fall der Regelung erneuerbarer Erzeuger aufgrund lokaler Netzrestriktionen. Dieser Bedarf zählt jedoch nicht zu der saisonalen Speicherung, sondern wird im Rahmen der Einsatzoption Engpassmanagement in Kapitel 3.2.5 behandelt.

Aktuell existiert also kein Bedarf für die Integration überschüssig gesetzter Einspeisung. Um einen Eindruck zu erlangen, wie sich die Einsatzoption entwickelt, wird zum einen die installierte Photovoltaik- und Windkraftleistung verdoppelt. Zum anderen erfolgt eine Variation der Erzeugungsgänge. Die Bestimmung der durch Lastüberdeckung auftretenden Überschüsse sowie der maximalen negativen

Residuallast erfolgt auf Basis der Verbraucherlast nach /ENTSOE-01 14/ und – je nach Szenario – mithilfe folgender normierter Leistungsgänge:

NEP: Leistungsgänge gemäß Szenario 2022B des Netzentwicklungsplans 2012 /UENB-01 13/

ÜNB: Leistungsgänge der Übertragungsnetzbetreiber, erhalten über /EEX-01 15/

DFM: Leistungsgänge gemäß dem FfE-Projekt DEA Flex Masterplan (DFM) /FFE-01 12/ und /FFE-02 12/.

Im Folgenden werden die Stromüberschüsse, die durch Speicher maximal aufzunehmende Leistung und die Anzahl der Stunden negativer Residuallast für die drei Szenarien untersucht (siehe **Tabelle 3-6**).

Tabelle 3-6: *Jahresdauerlinie der Residuallast sowie die Stromüberschüsse für verschiedene Szenarien nach /UENB-01 13/, /FFE-39 12/, /FFE-01 12/ und /FFE-02 12/*

Szenario	Jahresdauerlinie der Residuallast	Stromüberschüsse
ÜNB		<p>971 GWh_{el}</p> <p>Mit Must-Run: 5.488 GWh_{el}</p>
NEP		<p>4.310 GWh_{el}</p> <p>Mit Must-Run: 14.528 GWh_{el}</p>
DFM		<p>6.335 GWh_{el}</p> <p>Mit Must-Run: 17.976 GWh_{el}</p>

Wie in den Jahresdauerlinien in Tabelle 3-6 zu erkennen, variiert die maximale negative Residuallast in Abhängigkeit des Szenarios zwischen 17 und 44 GW_{el}. Bei Berücksichtigung einer konventionellen Must-Run-Leistung von 10 GW_{el} steigt diese auf 27 bis 54 GW_{el} an. Die Anzahl der Stunden negativer Residuallast lässt sich ebenfalls

aus den Jahresdauerlinien in Tabelle 3-6 ablesen und beträgt zwischen 209 und 735 Stunden, beziehungsweise unter Berücksichtigung der Must-Run-Kapazitäten 785 bis 1.658 Stunden. Ohne Berücksichtigung des internationalen Stromhandels und unter Annahme eines flexiblen Systems ergibt sich für alle Szenarien eine zu speichernde Energiemenge von weniger als 6,4 TWh_{el}. Dies entspricht weniger als 3,5 % der Gesamterzeugung aus Wind und Photovoltaik (PV) (vgl. **Tabelle 3-7**) beziehungsweise 1,4 % des jährlichen Stromverbrauchs in 2012 nach /ENTSOE-01 14/. Wird von einer konventionellen Must-Run-Kapazität von 10 GW_{el} ausgegangen, erhöht sich die zu speichernde Energiemenge von 6,4 auf maximal 18 TWh_{el} und der Anteil der nicht-integrierbaren Stromüberschüsse an der Gesamterzeugung aus Wind und PV steigt auf 10 %. Es zeigt sich, dass die Stromüberschüsse, die Anzahl der Stunden negativer Residuallast sowie die maximale Leistung je nach Szenario stark variieren. Dies ist – bei für alle Szenarien gleichen Ausbaugraden – durch die den Leistungsgängen zugrundeliegenden Wetterdaten zu erklären, welche in Abhängigkeit des Wetterjahrs je nach Szenario stark variieren.

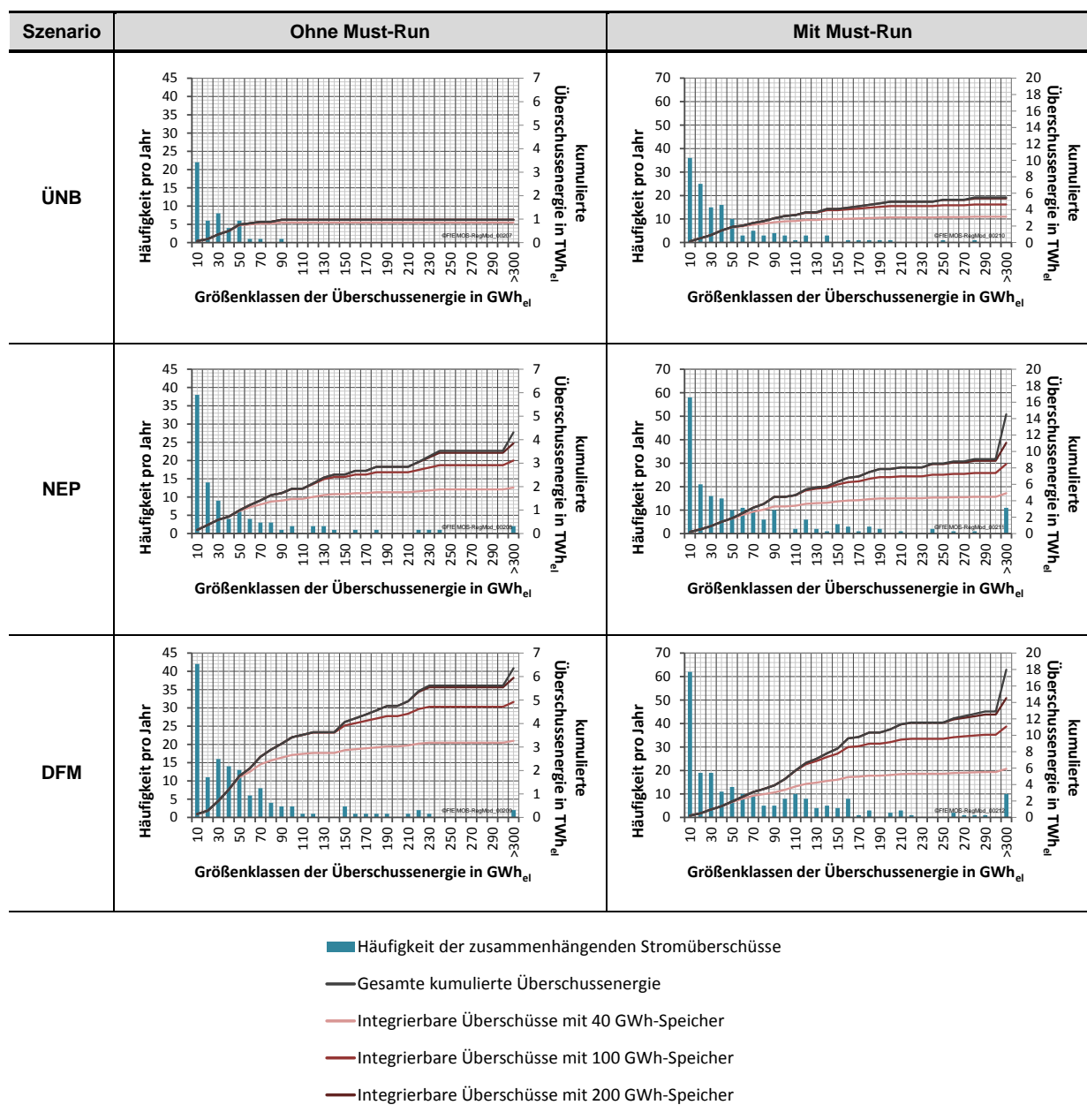
Tabelle 3-7: Gesamterzeugung aus PV und Wind für die verschiedenen Szenarien und Anteil der Stromüberschüsse für die Szenarien nach /UENB-01 13/, /FFE-39 12/, /FFE-01 12/ und /FFE-02 12/

Szenario	Gesamte Erzeugung PV in GWh _{el}	Gesamte Erzeugung Wind in GWh _{el}	Anteil der Stromüberschüsse an der Gesamterzeugung Wind und PV	Anteil der Stromüberschüsse an der Gesamterzeugung Wind und PV mit 10 GW _{el} Must-Run
ÜNB	55.271	82.970	0,7 %	4 %
NEP	54.187	127.676	2,4 %	8 %
DFM	64.492	116.845	3,5%	10 %

In diesen Szenarien wird der internationale Stromaustausch noch nicht berücksichtigt. Obwohl auf Basis historischer Daten kein eindeutiger Zusammenhang zwischen der Einspeisung aus Wind und PV und der Höhe des Handelssaldos abgeleitet werden kann, kann jedoch grundsätzlich festgehalten werden, dass gerade zu Zeiten sehr hoher Einspeisung aus regenerativen Erzeugern der Stromexport aufgrund sinkender Börsenpreise steigt. Ähnlich wie für das Jahr 2012 (vgl. Abbildung 3-12) verschieben sich in diesem Falle die Jahresdauerlinien der Residuallast nach oben, was zu einer Verringerung der zu speichernden Energiemengen, der Stunden negativer Residuallast sowie der benötigten Speicherleistung führt. Aufgrund des geplanten Ausbaus der Kuppelstellen /EB-01 13/ kann sich dieser Trend in Zukunft noch weiter fortsetzen.

Neben den kumulierten Stromüberschüssen über das gesamte Jahr sind für die Bestimmung der erforderlichen Speicherkapazität die zusammenhängenden, nicht integrierbaren elektrischen Energiemengen relevant. **Tabelle 3-8** zeigt die Häufigkeitsverteilung der zusammenhängenden Stromüberschüsse in GWh_{el} sowie die kumulierte bzw. integrierbare Überschussenergie in Abhängigkeit verfügbarer Speicherkapazitäten von 40, 100 und 200 GWh_{el}. Es wird zunächst davon ausgegangen, dass der Speicher jeweils zu Beginn eines Events von EE-Überschüssen leer ist (Szenario ‚ständige Verfügbarkeit‘). Dieses Vorgehen führt zu einer Überschätzung der Energiemengen, die durch die Speicher integriert werden können.

Tabelle 3-8: Häufigkeitsverteilung der zusammenhängenden Stromüberschüsse und kumulierte Stromüberschüsse in Abhängigkeit der Speicherkapazität für das Szenario ‚ständige Verfügbarkeit‘



Es zeigt sich, dass für das ÜNB-Szenario ohne Must-Run-Kapazität mit einer geringen installierten Speicherkapazität von 40 GWh_{el} fast die gesamte kumulierte Überschussenergie integriert werden kann, wenn von einer uneingeschränkten zeitlichen Verfügbarkeit der Speicher ausgegangen wird. Für den Fall einer Must-Run-Kapazität von 10 GWh_{el} werden hingegen Speicherkapazitäten größer als 100 GWh_{el} benötigt, um einen Großteil der Überschüsse zu integrieren. Für das NEP- und das DFM-Szenario kann mit Speicherkapazitäten von 40 GWh_{el} weniger als die Hälfte der Überschussenergie gespeichert werden. Unter Berücksichtigung der Must-Run-Kapazitäten sind für die Integration des größten Teils der auftretenden Überschüsse installierte Speicherkapazitäten im Bereich von 100-200 GWh_{el} notwendig.

Wird nun in einem nächsten Schritt davon ausgegangen, dass nach einem Überschuss-Event die Speicherentladung maximal in Höhe der auftretenden Residuallast bis zum nächsten Event erfolgen kann (Szenario ‚eingeschränkte Verfügbarkeit‘), reduzieren sich die integrierbaren Überschüsse wie in **Abbildung 3-13** dargestellt. Keine Berücksichtigung finden weitere Einschränkungen, die sich durch die installierte Be- und Entladeleistung ergeben können.

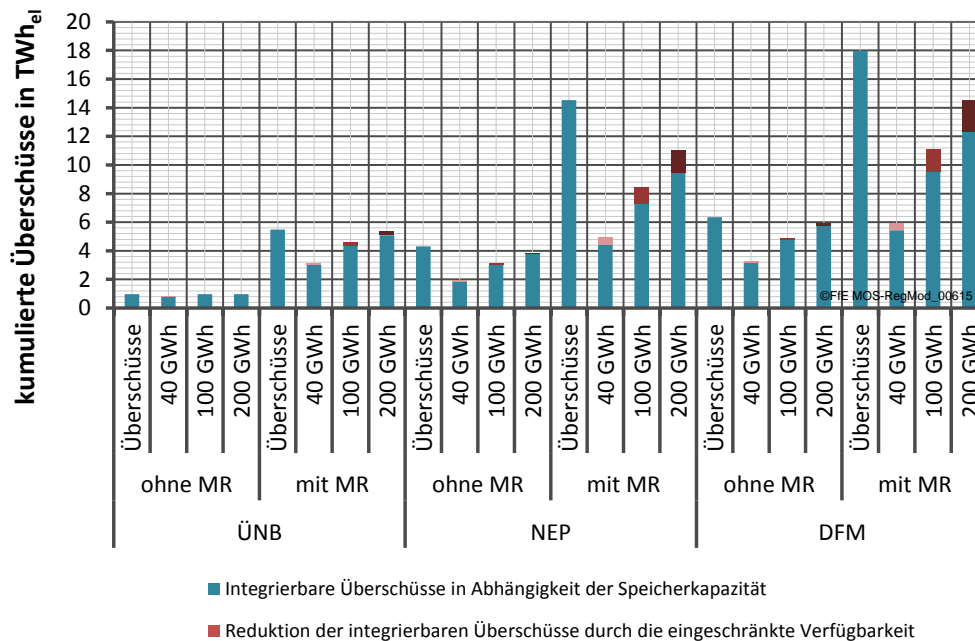


Abbildung 3-13: *Integrierbare Überschüsse in Abhängigkeit der Speicherkapazität für das Szenario ‚eingeschränkte Verfügbarkeit‘*

Bei Berücksichtigung der zuvor beschriebenen eingeschränkten Verfügbarkeit ist eine Reduktion der integrierbaren Überschüsse um bis zu 15 % zu beobachten. Einschränkungen für die Entladung ergeben sich vorwiegend für die NEP- und DFM-Szenarien mit Must-Run.

Die Dauer der zusammenhängend auftretenden Überschüsse für das Maximalszenario sind in **Abbildung 3-14** dargestellt. Es zeigt sich, dass eine Beladedauer von ca. 10 h notwendig ist, um einen Großteil der auftretenden Überschüsse zu speichern. Voraussetzung hierfür ist eine schnelle Entladung des Speichers, um die Verfügbarkeit des Speichers zu gewährleisten.

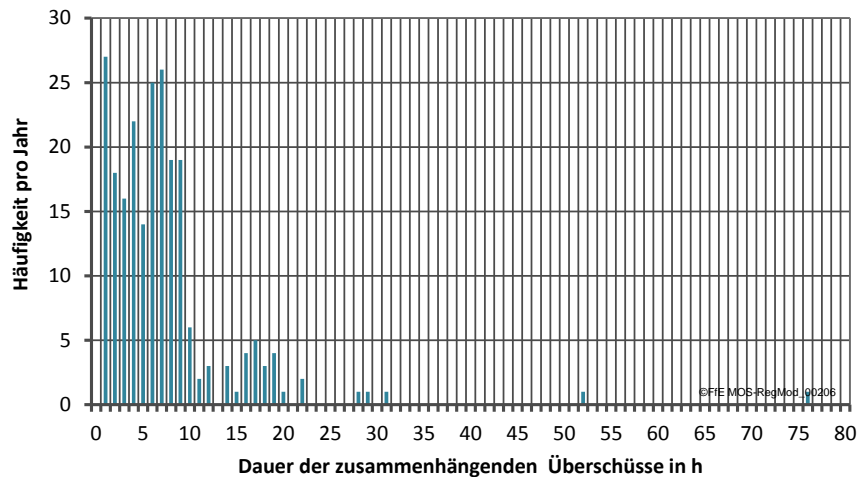


Abbildung 3-14: Häufigkeitsverteilung der Dauer der zusammenhängenden Stromübersüsse für das Maximalszenario (DFM mit Must-Run)

Außer der Häufigkeit sowie der Dauer des Auftretens negativer Residuallast, ist für die Wahl der geeigneten Speichertechnologie auch die Vorhaltedauer relevant. Daher wird für jede Woche die mittlere Verbraucherlast der mittleren Einspeisung aus regenerativen und Must-Run-Anlagen gegenübergestellt. Wie die Wochenbilanzen in **Abbildung 3-15** zeigen, ist der Verbrauch über den Zeitraum einer Woche betrachtet stets größer als die Erzeugung aus erneuerbaren Energien und Must-Run-Anlagen. Eine Vorhaltedauer des Speichers von mehr als einer Woche ist folglich nicht notwendig.

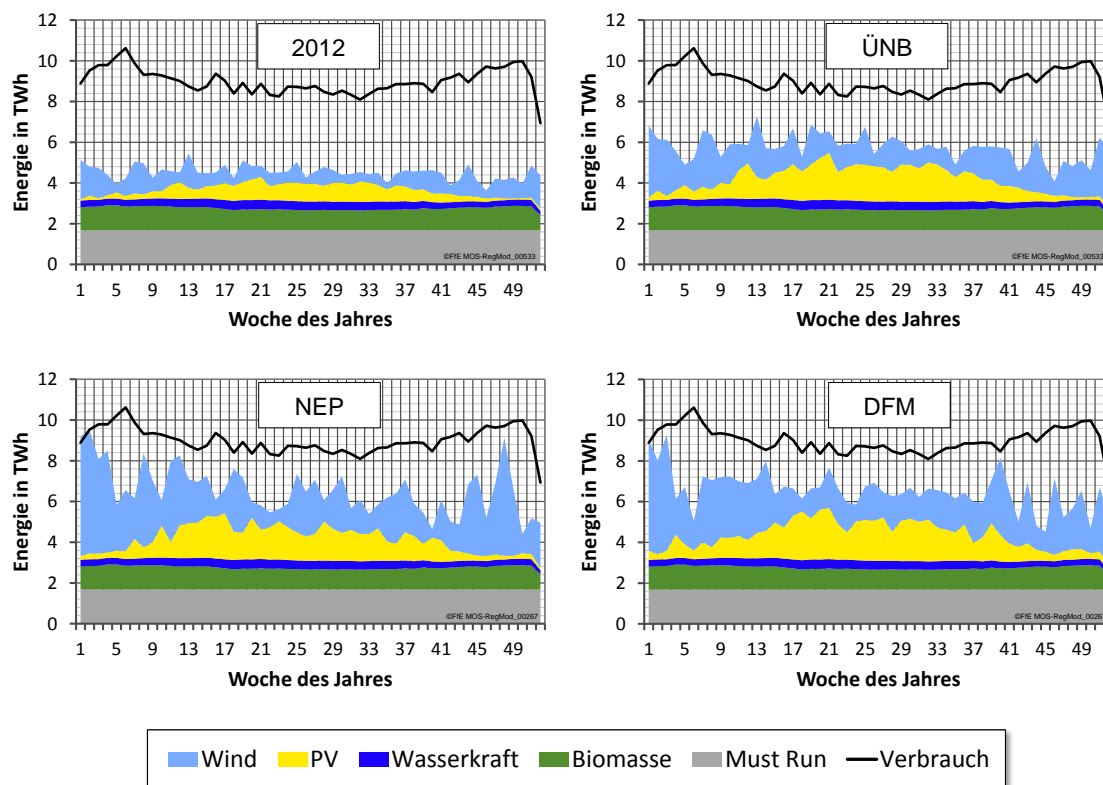


Abbildung 3-15: Nach Wochen aufgelöster Verbrauch sowie Erzeugung aus erneuerbaren Erzeugern und Must-Run-Anlagen /EPEX-01 12/, /UENB-01 13/, /FFE-39 12/, /FFE-01 12/ und /FFE-02 12/

Anforderungen

Derzeit bestehen für diese Einsatzoption noch keine spezifischen regulatorischen Anforderungen, da aus heutiger Sicht noch kein Bedarf an saisonaler Speicherung besteht. Wie zuvor dargestellt, steigt der Bedarf bei einem weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien deutlich an. Für eine Verdopplung der Wind und Photovoltaikleistung, bezogen auf das Jahr 2012, lassen sich folgende Anforderungen an saisonale Speicher ableiten:

- Zu speichernde Energiemenge

Die zu speichernde Energiemenge liegt im *ein- bis zweistelligen TWh_{el}-Bereich*. Für das Maximalszenario (DFM mit 10 GW_{el} Must-Run) belaufen sich die Überschüsse auf ca. 18 TWh_{el}. Diese zu speichernde Energiemenge ist im Vergleich zum Netto-Exportüberschuss im Jahr 2013 in Höhe von ca. 34 TWh_{el} /FFE-05 14/ als eher gering einzustufen. Die maximal zusammenhängend auftretenden Überschüsse und somit die erforderliche Speicherkapazität liegt im *zwei- bis dreistelligen GWh_{el}-Bereich*.

- Vorhaltedauer

Wochenspeicher sind ausreichend, da – über den Zeitraum einer Woche bilanziert – selbst bei Must-Run-Kapazitäten von 10 GW_{el} keine Lastüberdeckung auftritt.

- Bereitzustellende Leistung

Es treten maximale negative Residuallasten im *zweistelligen GW_{el}-Bereich* auf. Für das Maximalszenario beträgt die bereitzustellende Leistung ca. 54 GW_{el}. Hier wird jedoch der internationale Stromhandel nicht berücksichtigt, so dass von einer geringeren bereitzustellenden Leistung ausgegangen werden kann.

- Dynamik

Zur Aufnahme von Überschüssen aus intermittierenden Quellen wird ein dynamischer Betrieb vorausgesetzt. Dieser stellt jedoch wesentlich geringere Anforderungen an den Lastgradienten als die Einsatzoptionen ‚Frequenzhaltung‘ und ‚Ausgleich von Prognosefehlern‘, für welche Speicher auf Schwankungen im Sekundenbereich reagieren müssen. Da das Auftreten großer Überschussströme mehrere Stunden im Voraus bekannt ist, ist eine Aktivierungszeit von mehreren Stunden vertretbar.

- Minimalleistung

Für die saisonale Speicherung ist keine Minimalleistung notwendig, da nicht in allen Stunden des Jahres Überschüsse auftreten. Für das Maximalszenario belaufen sich die Stunden negativer Residuallast auf unter 2.000 Stunden.

Kosten

Prinzipiell fallen bei der Regelung von regenerativen Anlagen aus Systemsicht keine Kosten an. Die durch Abregelung nicht genutzte elektrische Energie besitzt jedoch insofern einen Wert, da diese entweder in einem Strom-zu-Strom-Speicher genutzt oder für die Wärmeversorgung oder im Mobilitätssektor direkt Anwendung finden kann. Die bei Nicht-Regelung der regenerativen Anlagen auch in anderen Versorgungsbereichen eingesparten Kosten können als Opportunitätskosten verstanden werden.

Aus volkswirtschaftlicher Sicht schafft der Einsatz einer Speichertechnologie für die saisonale Speicherung nur dann einen Mehrwert, wenn die Speicherkosten geringer sind als die Kosten für die alternativ eingesetzte Technologie. Die Kosten dieser marginalen Technologie können als Referenz herangezogen werden und unterscheiden sich für die verschiedenen Versorgungsbereiche. So können z. B. für den Wärmesektor die Kosten für Wärme aus Erdgas und für den Mobilitätssektor die Wasserstoffgestehungskosten als Referenz dienen. Strom-zu-Strom-Speicher hingegen müssen mit flexiblen Kraftwerkstechnologien, wie zum Beispiel Gaskraftwerken, konkurrieren.

Da noch kein Bedarf an saisonaler Speicherung gegeben ist, besteht derzeit kein expliziter Markt für diese Einsatzoption. Es können daher keine Systemkosten ausgewiesen werden.

Basisdaten

Aus der Beschreibung der Einsatzoption ergeben sich die Basisdaten in **Tabelle 3-9**. Im Gegensatz zu den anderen Einsatzoptionen besteht derzeit noch kein Bedarf an saisonaler Speicherung. Der ausgewiesene Bedarf bezieht sich daher auf eine Verdopplung der Wind- und PV-Leistung in Bezug auf das Jahr 2012.

Tabelle 3-9: Basisdaten ‚Integration überschüssiger gesetzter Einspeisung‘ (1/2)⁶

Kategorie	Parameter	Wert
(1) Anforderungen	Regulatorisch	k.A.
	Aktivierungszeit	mehrere Stunden
	Leistungsgradient	100 % pro Stunde
	Dauer der Be- bzw. Entladung	> 10 Stunden
	Vorhaltdauer	mehrere Tage bis 1 Woche
(2) Bedarf	Bereitzustellende Leistung	<i>Heute:</i> kein Bedarf <i>Gesamt (bei Verdopplung von Wind und PV bezogen auf 2012):</i> zweistelliger GW _{el} -Bereich <i>Einzelne Speicher/Speicherpools (10 %-Kriterium):</i> einstelliger GW _{el} -Bereich
	Bereitzustellende Kapazität	<i>Heute:</i> kein Bedarf <i>Gesamt (bei Verdopplung von Wind und PV bezogen auf 2012):</i> Dreistelliger GWh _{el} -Bereich <i>Einzelne Speicher/Speicherpools (10 %-Kriterium):</i> Zweistelliger GWh _{el} -Bereich
	Einsatzstunden	Für das Maximalszenario „DFM“ wird ein auf 10 h ausgelegter Speicher in 1.314 h/a eingesetzt.

⁶ Die Definitionen der Parameter sowie die Ableitung der Werte für einzelne Speicher und Speicherpools werden in Tabelle 3-1 erläutert.

Tabelle 3-10: Basisdaten ‚Integration überschüssiger gesetzter Einspeisung‘ (2/2)

(3) Kosten	Strombezugskosten	Der Speicher wird zu Zeiten von Lastüberdeckungen mit anderweitig nicht-integrierbarer elektrischer Energie aus erneuerbaren Erzeugungsanlagen beladen → 0 €/MWh _{el}
	Referenzkosten	<p><i>Referenz abhängig von der Speichertechnologie</i></p> <p>Strom-zu-Strom: teuerster Day-Ahead-Preis (gemittelt über die vier teuersten Stunden der Tage in 2012) /EPEX-01 12/ → ca. 58 €/MWh_{el}</p> <p>Flexibilisierung: Differenz zwischen dem mittleren teuersten Day-Ahead-Preis und dem kostenlosen Überschussstrom → 58 €/MWh_{el}</p> <p>Wärme (Haushalte): erdgasbasierte Wärmegegostehungskosten unter Berücksichtigung des Börsenpreises von Erdgas in 2012 von 25 €/MWh_{th} /BNETZA-17 13/ und eines Kesselwirkungsgrads von 90 % → 28 €/MWh_{th}</p> <p>Wärme (KWK mit Power2Heat): erdgasbasierte Wärmegegostehungskosten unter Berücksichtigung des Börsenpreises von Erdgas in 2012 von 25 €/MWh_{th} /BNETZA-17 13/ und eines thermischen KWK-Wirkungsgrads von 40 % → 63 €/MWh_{th}</p> <p>Methan: Börsenpreis von Erdgas /BNETZA-17 13/ → 25 €/MWh_{th}</p> <p>Wasserstoff: Gostehungskosten aus Dampfreformierung /DWV-02 09/ → 40 €/MWh_{th}</p>
	Systemkosten	Derzeit ist kein Markt vorhanden, daher können keine Systemkosten ausgewiesen werden. Bei der Regelung von EE-Anlagen fallen keine direkten Kosten an, jedoch können in Zukunft Systemkosten entstehen, wenn die Opportunitätskosten durch Abregelung größer sind als die Kosten zur Errichtung der Speicher.

Identifikation relevanter Speichertechnologien

Wie in **Tabelle 3-11** dargestellt, werden die Lastflexibilisierung in der Industrie, die Lastflexibilisierung von Haushaltsgeräten sowie die Flexibilisierung der Laufwasserkraft aufgrund einer erforderlichen Be- bzw. Entladedauer von mehr als zehn Stunden als nicht geeignete Technologien eingestuft. Während sich die Flexibilisierung der Laufwasserkraft primär für eine kurzfristige Leistungsbereitstellung von bis zu 15 Minuten eignet, ist der Ausschluss der Lastflexibilisierung in der Industrie und von Haushaltsgeräten durch die mit einem längeren Abruf einhergehende Einschränkung des Produktionsablaufs bzw. des Nutzerverhaltens begründet.

Tabelle 3-11: *Identifikation geeigneter und relevanter Speichertechnologien für die Integration überschüssiger gesetzter Einspeisung*

Kategorie	Parameter	Wert	Nicht geeignete Speichertechnologien
(1) Anforderungen	Regulatorisch	k.A.	---
	Aktivierungszeit	mehrere Stunden	---
	Leistungsgradient	100 % pro Stunde	---
	Dauer der Be- bzw. Entladung	> 10 Stunden	Lastflexibilisierung in der Industrie Lastflexibilisierung von Haushaltsgeräten Flexibilisierung der Laufwasserkraft
	Vorhaltdauer	mehrere Tage bis 1 Woche	Gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen Flexibilisierung von Power2Heat in privaten Haushalten Flexibilisierung der KWK mit Wärmespeicher
Kategorie	Parameter	Wert	Nicht relevante Speichertechnologien
(2) Bedarf	Bereitzustellende Leistung	<i>Heute:</i> kein Bedarf <i>Gesamt (in bei Verdopplung von Wind und PV bezogen auf 2012):</i> zweistelliger GW _{el} -Bereich <i>Einzelne Speicher/Speicherpools (10 %-Kriterium):</i> einstelliger GW _{el} -Bereich	vgl. nicht geeignete Speichertechnologien
	Bereitzustellende Kapazität	<i>Heute:</i> kein Bedarf <i>Gesamt (in bei Verdopplung von Wind und PV bezogen auf 2012):</i> Dreistelliger GWh _{el} -Bereich <i>Einzelne Speicher/Speicherpools (10 %-Kriterium):</i> Zweistelliger GWh _{el} -Bereich	

Weiterhin werden das Gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen sowie die Flexibilisierung von Power2Heat in privaten Haushalten ausgeschlossen, da diese eine Vorhaltdauer von mehreren Tagen aufgrund des Nachfrageverhaltens nach dem Primärnutzen (Mobilität bzw. Wärme) nicht erfüllen können. Die Flexibilisierung der KWK mit Wärmespeicher wird aufgrund der thermischen Speicherverluste bevorzugt als Tagesspeicher eingesetzt und kann somit ebenfalls die Anforderung an die Vorhaltdauer nicht erfüllen.

Kostenreduktionspotenzial

Basierend auf den in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung in Berichtsteil 2 bestimmten Rentabilitätsindizes ergibt sich die folgende Einordnung des Kostenreduktionspotenzials für die als relevant klassifizierten Speichertechnologien:

Tabelle 3-12: *Kostenreduktionspotenzial relevanter Speichertechnologien für die Integration überschüssiger gesetzter Einspeisung*

Technologie	Kostenreduktionspotenzial	
	Zubau	Flexibilisierung
Power2Heat mit Wärmespeicher		X
Power2Heat in Haushalten (hybride Heizsysteme)		X
Pumpspeicherkraftwerke		X
Druckluftspeicherkraftwerke (adiabat und diabat)		X
Stationäre Großbatteriespeicher (Lithium-Ionen)		X
Batteriespeicher in privaten Haushalten		X
Power2Gas (H ₂ und CH ₄)		X

Da derzeit noch kein Bedarf vorhanden ist, liegt dem ausgewiesenen Kostenreduktionspotenzial der Bedarf bei einer Verdopplung der Wind- und PV-Leistung bezogen auf das Jahr 2012 zugrunde. Diese Einsatzoption wird daher nicht in der Einordnung der Technologien in die MOMA berücksichtigt.

3.2.5 Unterstützung beim Engpassmanagement

Engpassmanagement umfasst die „Gesamtheit von Maßnahmen, welche einem Netzbetreiber zur Verfügung stehen, um Leitungsüberlastungen durch Netzengpässe in seinem Netz zu vermeiden“ /BNETZA-02 14/. Sofern die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone gefährdet oder gestört ist, sind die Übertragungsnetzbetreiber nach § 13 Abs. 1 EnWG „[...]“ berechtigt und verpflichtet, die Gefährdung oder Störung durch

1. netzbezogene Maßnahmen, insbesondere durch Netzschaltungen, und
2. marktbezogene Maßnahmen, wie insbesondere den Einsatz von Regelenergie, vertraglich vereinbarte abschaltbare und zuschaltbare Lasten, Information über Engpässe und Management von Engpässen sowie Mobilisierung zusätzlicher Reserven zu beseitigen.“ /ENWG-01 15/

Energiespeicher können einen Beitrag zur Unterstützung beim Engpassmanagement leisten, jedoch ist der potenzielle Einsatz regional begrenzt. Außerdem sollen daraus keine zusätzlichen Gewinne generiert werden können um zu vermeiden, dass durch gezielten Kraftwerkseinsatz Engpässe erzeugt werden. Im Folgenden werden die unterschiedlichen Maßnahmen des Engpassmanagements vorgestellt. Dabei wird der Fokus auf Deutschland gelegt und der grenzüberschreitende Redispatch mit Österreich kurz angesprochen.

Anmerkung zur Datenlage

Die folgenden Auswertungen wurden zu einem früheren Zeitpunkt des Projekts für den Zeitraum vom 02.04.2014 bis zum 01.04.2015 durchgeführt, weswegen auch die im weiteren Verlauf des Projekts verwendeten Basisdaten der Maßnahmen (**Tabelle 3-14**,

Tabelle 3-15 und **Tabelle 3-21**) auf Basis der Daten dieses Zeitraums abgeleitet wurden. Da bei der Überarbeitung des Berichts aber neuere Marktdaten vorlagen, wurden die Auswertungen des folgenden Abschnitts noch einmal mit diesen neueren Daten (Zeitraum 26. Oktober 2014 bis 26. Oktober 2015) durchgeführt. Die in **Tabelle 3-14**,

Tabelle 3-15 und **Tabelle 3-21** aufgeführten Kennwerte, welche im weiteren Verlauf des Projekts verwendet werden, beziehen sich aber weiterhin auf den ursprünglichen Zeitraum.

3.2.5.1 Redispatch

Beschreibung

Im Monitoringbericht 2015 der Bundesnetzagentur wird Redispatch wie folgt erläutert:

„Redispatch bezeichnet den Eingriff in den marktbasieren Fahrplan der Erzeugungseinheiten zur Verlagerung der Kraftwerkseinspeisungen, um Leitungsüberlastungen vorzubeugen (präventiver Redispatch) oder Leitungsüberlastungen zu beheben (kurativer Redispatch). Strombedingter Redispatch dient dazu, kurzfristig auftretende Netzengpässe in Leitungen und Umspannwerken zu vermeiden oder zu beseitigen. Spannungsbedingter Redispatch zielt hingegen auf die Aufrechterhaltung der Spannung im betroffenen Netzgebiet durch die zusätzliche Bereitstellung von Blindleistung ab. Redispatch-Maßnahmen können regelzonenintern und -übergreifend angewendet werden. Durch die Senkung der Einspeiseleistung eines oder mehrerer Kraftwerke bei gleichzeitiger Steigerung der Einspeiseleistung eines oder mehrerer anderer Kraftwerke (in den Ausgleichsgebieten oder anderen auszugleichenden Gebieten) bleibt in Summe die gesamte Einspeiseleistung unverändert.“ /BNETZA-16 15/

Zusätzlich kann gegenüber dem Redispatch noch das sogenannte Countertrading abgegrenzt werden. Im Gegensatz zum Redispatch ist Countertrading „[...] das präventive oder kurative vom ÜNB veranlasste gegenläufige und regelzonenübergreifende Handelsgeschäft, mit dem Ziel, kurzfristig auftretende Engpässe zu vermeiden oder zu beseitigen.“ /BNETZA-12 14/ Da die praktische Bedeutung des Countertradings im Vergleich zum Redispatch aber gering ausfällt wird hier von weiteren Ausführungen zu diesem Thema abgesehen. Die Kosten für Redispatch lagen 2011 noch bei 41,6 Mio. €, stiegen aber 2014 auf 186,7 Mio. € /BNETZA-16 15/. Zwischen den Jahren 2011 und 2012 ist ein Sprung in den saldierten jährlichen Kosten zu erkennen. Es wird angenommen, dass die ÜNB seit 2012 aufgrund der geringeren spezifischen Kosten marktbezogene Maßnahmen (Countertrading) durch netzbezogene Maßnahmen (Redispatch) größtenteils ersetzt haben.

Bedarf

Im Rahmen dieser Studie wurden die öffentlich gemeldeten Redispatch-Einsätze der Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland aufbereitet und analysiert. Diese werden in einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten veröffentlicht (siehe **Abbildung 3-16**). Dabei ist darauf hinzuweisen, dass bei grenzüberschreitenden Redispatch-Maßnahmen mit

Nachbarländern nur der Teil veröffentlicht wird, der sich auf Kraftwerke innerhalb Deutschlands bezieht. Folglich kann die Asymmetrie der Erhöhung und Reduktion der Wirkleistungseinspeisung erklärt werden.

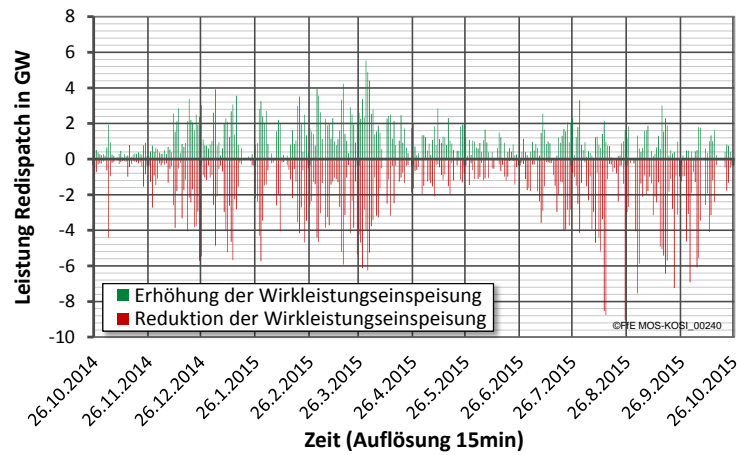


Abbildung 3-16: *Gemeldete Redispatch-Einsätze der Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland im Zeitraum 26. Oktober 2014 bis 26. Oktober 2015, Daten von /ÜNB-01 14/*

In **Abbildung 3-17** sind die Häufigkeitsverteilungen der Dauer und mittleren Leistung je Redispatch-Einsatz im betrachteten Zeitraum dargestellt.

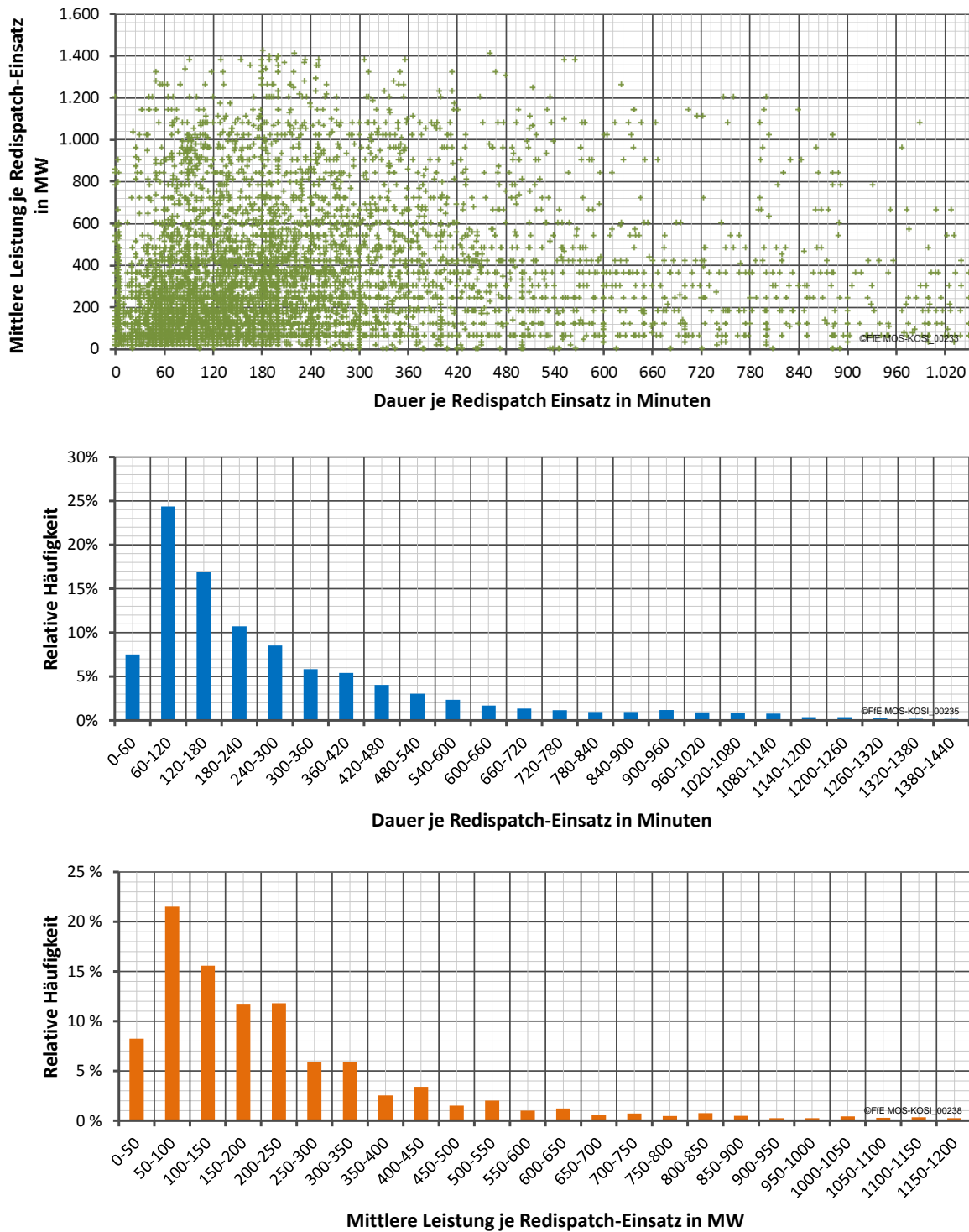


Abbildung 3-17: Streudiagramm und Häufigkeitsverteilung der Dauer und mittleren Leistung je Redispatch-Einsatz im Zeitraum 2. April 2013 bis 25. Oktober 2015, Daten von /ÜNB-01 14/

Knapp 74 % der Redispatch-Einsätze weisen eine Dauer von bis zu 360 Minuten auf, wobei die Einsätze mit 60 bis 120 Minuten einen vergleichsweise hohen Anteil ausmachen. Für ca. 88 % der Redispatch-Einsätze beträgt die mittlere Leistung bis zu 500 MW, wobei der Anteil der Redispatch-Einsätze mit einer mittleren Leistung von 50

bis 100 MW vergleichsweise hoch ist. Es wurden die Redispatch-Einsätze seit 2013 berücksichtigt.

Im Rahmen der Auswertung der gemeldeten Redispatch-Einsätze konnte die Redispatch-Arbeit zu 98 % eindeutig den beteiligten Kraftwerken zugeordnet und georeferenziert abgebildet werden. Die resultierende aggregierte Redispatch-Arbeit der einzelnen Kraftwerke ist für den Zeitraum 26. Oktober 2014 bis 25. Oktober 2015 in **Abbildung 3-18** dargestellt.

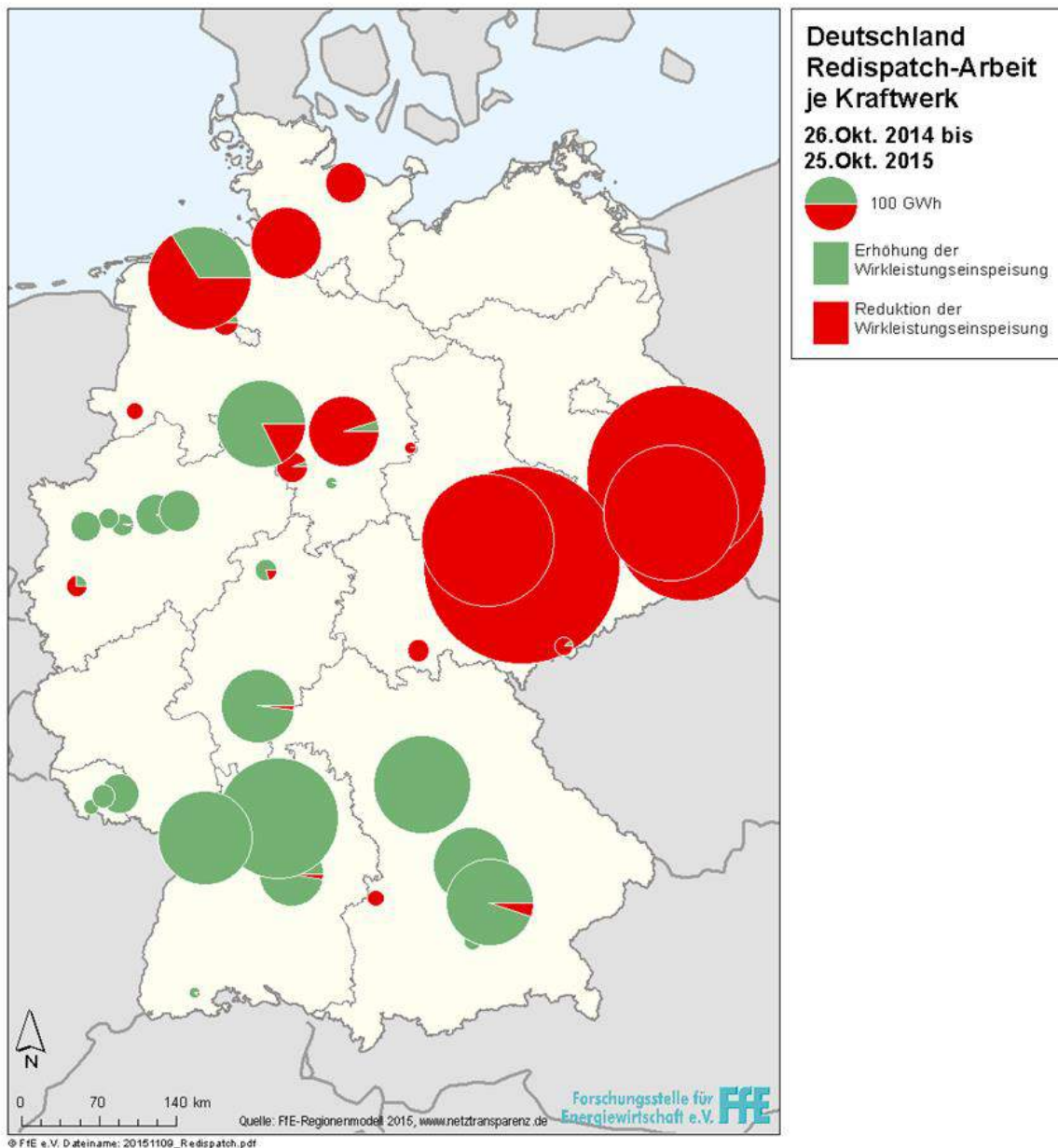


Abbildung 3-18: *Redispatch-Arbeit in Deutschland je Kraftwerk für den Zeitraum 26. Oktober 2014 bis 25. Oktober 2015, Daten von /ÜNB-01 14/*

Es ist ersichtlich, dass die Redispatch-Maßnahmen räumlich begrenzt sind, da sie sich auf einzelne Netzelemente konzentrieren. Die Auswertung zeigt zudem, dass die jährliche Dauer des Redispatch-Einsatzes je nach Kraftwerk sehr stark variiert. Die Einsatzdauer beträgt für dreizehn der Kraftwerke über 1.000 Stunden pro Jahr und

liegt im Falle des Kraftwerks Lippendorf maximal bei ca. 4600 Stunden (bezogen auf den Zeitraum vom 26.10.2014 bis 25.10.2015).

Der überwiegende Teil der Redispatch-Maßnahmen betrifft Kraftwerke, die in der Höchstspannungsebene angeschlossen sind. **Abbildung 3-19** zeigt, dass 41 % der zuordenbaren Redispatch-Einsätze zur Erhöhung und 90 % der zuordenbaren Einsätze zur Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung in Kraftwerken der 380 kV-Ebene durchgeführt werden.

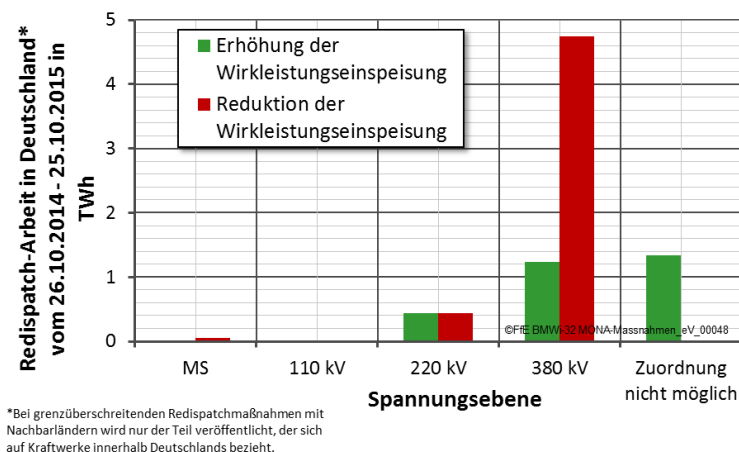


Abbildung 3-19: *Redispatch-Arbeit in Deutschland nach Spannungsebene, Auswertung auf Basis der gemeldeten Redispatch-Maßnahmen im Zeitraum 26. Oktober 2014 bis 25. Oktober 2015, Daten von /ÜNB-01 14/*

Wie in **Abbildung 3-20** veranschaulicht, machten Kohlekraftwerke den größten Anteil an der Bereitstellung von Redispatch aus, wobei Braunkohlekraftwerke in erster Linie zur Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung eingesetzt wurden (primär im Netzgebiet der 50Hertz Transmission GmbH). Pumpspeicherkraftwerke wurden ebenfalls zum Redispatch eingesetzt, jedoch in vergleichsweise geringem Umfang und oftmals in Kombination mit anderen Kraftwerken.

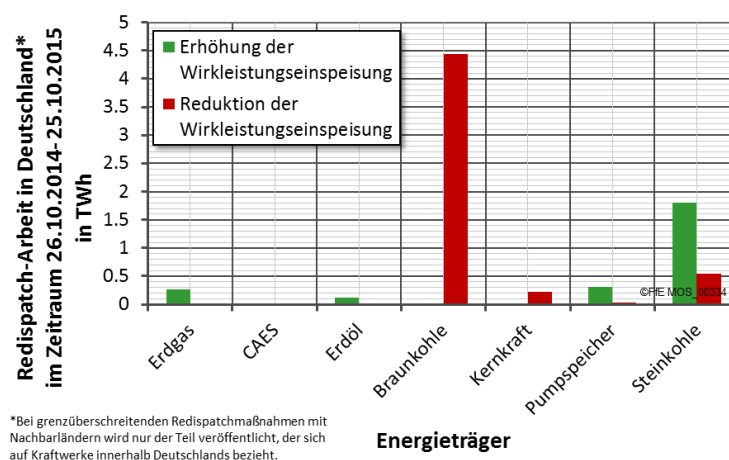


Abbildung 3-20: *Redispatch-Arbeit in Deutschland nach Energieträger, Auswertung auf Basis der gemeldeten Redispatch-Maßnahmen im Zeitraum 26. Oktober 2014 bis 25. Oktober 2015, Daten von /ÜNB-01 14/*

In **Abbildung 3-21** sind die Ursachen für Redispatch zusammen mit der damit verbundenen Redispatch-Arbeit im Zeitraum 26. Oktober 2014 bis 25. Oktober 2015 dargestellt. Sowohl für die Erhöhung als auch die Reduktion der Wirkleistungseinspeisung macht der strombedingte Redispatch den größten Anteil aus.

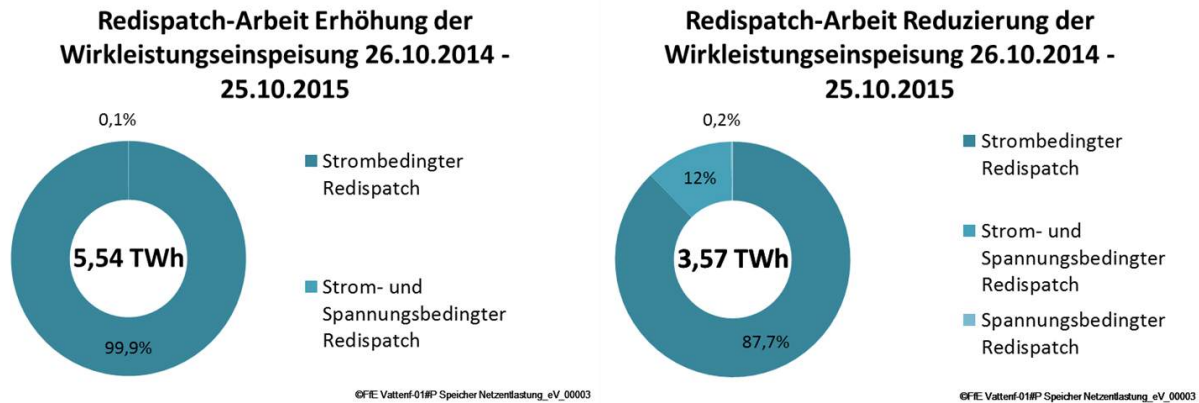


Abbildung 3-21: Gründe für Redispatch-Maßnahmen, Auswertung auf Basis der gemeldeten Redispatch-Maßnahmen im Zeitraum 26. Oktober 2014 bis 25. Oktober 2015, Daten von /ÜNB-01 14/

Der spannungsbedingte Redispatch und die damit einhergehende Bereitstellung von Blindleistung machen einen vergleichsweise geringen Anteil aus. Jedoch ist laut der dena-Studie „Systemdienstleistungen 2030“ /DENA-02 14/ davon auszugehen, dass aufgrund zunehmender Transportentfernungen und Leistungstransite der Bedarf an Blindleistung im Übertragungsnetz in Zukunft steigen wird.

Während der derzeitige Bedarf an Blindleistungsbereitstellung hauptsächlich durch konventionelle Kraftwerke, Stufung von Transformatoren, Kompensationsanlagen und Spannungsregler bereitgestellt wird, muss der zukünftig steigende Bedarf durch alternative Maßnahmen kompensiert werden. Zwar können manche Speichertechnologien einen positiven Beitrag zur Spannungshaltung leisten, für die alternative Blindleistungsbereitstellung im Jahr 2030 werden laut /DENA-02 14/ jedoch folgende Maßnahmen genannt:

- spannungsbedingter Redispatch;
- HGÜ-Umrichterstationen;
- zusätzliche Kompensationsanlagen;
- dezentrale Erzeugungsanlagen in den Stromverteilnetzen;
- Umrüstung stillgelegter Kraftwerke und die Ausrüstung neuer Kraftwerke für einen Phasenschieberbetrieb;
- alleinstehende Phasenschieber.

Wie in **Tabelle 3-13** dargestellt, hat der Bedarf an Redispatch in Deutschland in den letzten Jahren signifikant zugenommen.

Tabelle 3-13: *Entwicklung des Bedarfs und der Kosten für Redispatch (strom- und spannungsbedingt) in Deutschland von 2010 bis 2014 /BNETZA-20 12/, /BNETZA-17 13/, /BNETZA-20 13/, /BNETZA-12 14/, /BNETZA-16 15/*

	2010	2011	2012	2013	2014
Summe Stunden Redispatch in h/a	1.588	5.030	7.160	7.965	8.453
Summe Redispatch-Arbeit in TWh	0,3	/	4,69	4,39	5,20
Redispatchkosten in Mio. €	13	42	165	113	187
Spezifische Redispatch-Kosten in €/MWh	42,5	/	35,2	25,7	35,9

Dies ist auf den starken Ausbau der Erneuerbaren Energien, den nur langsam umgesetzten Netzausbau sowie den voranschreitenden Ausstieg aus der Kernenergie zurückzuführen. Zudem kann laut Bundesnetzagentur und den Übertragungsnetzbetreibern in näherer Zukunft nicht davon ausgegangen werden, dass der Redispatch-Bedarf abnimmt. Um sicherzustellen, dass genügend Redispatch-Kapazitäten zur Verfügung stehen, haben die Übertragungsnetzbetreiber bereits entsprechende Reservekraftwerke kontrahiert /BNETZA-16 15/.

Um zu prüfen, inwiefern die Erzeugungsleistung aus Windkraft mit der gemeldeten Redispatch-Leistung korreliert, wurde das Netzgebiet der 50Hertz Transmission GmbH betrachtet, da dieses in einem vergleichsweise großen Umfang von Redispatch (Reduktion der Wirkleistungseinspeisung) betroffen ist und eine hohe Erzeugung aus Windkraft ausweist. Das resultierende Streudiagramm ist in **Abbildung 3-22** dargestellt.

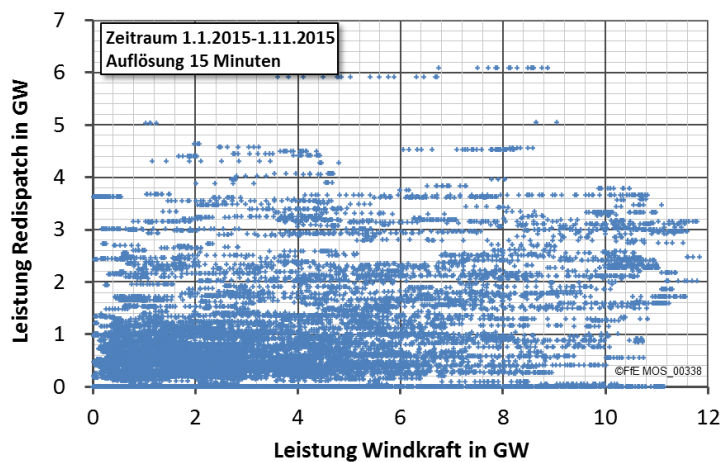


Abbildung 3-22: *Leistung Windkraft und Leistung Redispatch im Netzgebiet der 50Hertz Transmission GmbH im Zeitraum 1. Januar 2015 bis 1. November 2015, Daten von /ÜNB-01 14/*

Wie im Streudiagramm deutlich ersichtlich wird, besteht kein klarer linearer Zusammenhang zwischen der Windleistung und dem Bedarf an Redispatch. Zur weiteren Analyse der Korrelationen zwischen diesen beiden Werten soll der Rangkorrelationskoeffizient nach **Formel (3-4)** berechnet werden.

$$r_s = \frac{\sum_i (rg(x_i) - \bar{rg}_x)(rg(y_i) - \bar{rg}_y)}{\sqrt{\sum_i (rg(x_i) - \bar{rg}_x)^2} \sqrt{\sum_i (rg(y_i) - \bar{rg}_y)^2}} = \frac{Cov(rg_x, rg_y)}{s_{rg_x} s_{rg_y}} \quad (3-3)$$

$rg(x_i)$:	Rang von x_i
\bar{rg}_x :	Mittelwert der Ränge von x
s_{rg_x} :	Standardabweichung der Ränge von x
$cov(rg_x, rg_y)$:	Kovarianz von rg_x und rg_y

Dieser Rangkorrelationskoeffizient berechnet sich zu 0,442, sodass davon auszugehen ist, dass eine schwache bis mittlere Korrelation besteht. Mit Hilfe von Korrelationen wird versucht, Beziehungen zwischen verschiedenen Größen zu erkennen, wobei klar darauf hingewiesen werden muss, dass durch Korrelation noch keine Kausalität (Ursache-Wirkungs-Beziehung) bewiesen ist (aber auch nicht ausgeschlossen werden kann). Da die betrachteten Winddaten keiner Normalverteilung (Test auf Normalverteilung $p < 0,05$) folgen und auch nicht in befriedigendem Maße transformierbar sind, wurde für diese Auswertung auf den „Spearman's Rangkorrelationskoeffizient“ zurückgegriffen. Dieser ist parameterfrei und nicht auf eine Wahrscheinlichkeitsverteilung der zugrundeliegenden Daten angewiesen. Die Nullhypothese H_0 lautet: „Es besteht **keine** Korrelation zwischen den Daten.“ Der Test ergab einen p-Wert $< 0,0001$. Deshalb muss die Nullhypothese verworfen werden und die Aussage „Es besteht **eine** Korrelation zwischen den Daten“ ist statistisch belegt. Der Korrelationskoeffizient kann Werte von -1 (perfekte negative Korrelation) bis 1 (perfekte positive Korrelation) annehmen, Werte von nahe 0 zeigen, dass keine Korrelation vorhanden ist. Da Wind allein nicht vollständig alle Redispatch-Einsätze erklären kann, sollten für zukünftige Auswertungen weitere Variablen untersucht werden. Es gilt somit, dass sich die Tendenzen der Netzüberlastung mit dem zukünftig noch höheren Anteil an Erneuerbaren Energien so weit verstärken, dass ein Netzausbau notwendig wird. Redispatch-Maßnahmen sind als Zwischenlösung zu verstehen.

Anforderungen

Nach EnWG §13 Abs. 1a sind seit dem 28.12.2012 konventionelle Anlagen mit einer Nennleistung größer 10 MW verpflichtet, bei Anweisung durch den zuständigen ÜNB ihre Wirkleistungseinspeisung entsprechend anzupassen (/ENWG-01 15/). In der Vergangenheit bestand für die Betreiber von Erzeugungsanlagen und Energiespeichern gegenüber den Netzbetreibern keine Verpflichtung, ihre Erzeugungsleistung für Redispatch-Maßnahmen zur Verfügung zu stellen. Zwischen den Netzbetreibern und einzelnen Anlagenbetreibern wurden bilaterale Vereinbarungen abgeschlossen, die nicht einheitlich ausgestaltet waren. Als Ausnahme ist der Wirkleistungsbezug von Speicheranlagen, wie z. B. Pumpspeicherkraftwerke, zu sehen, da dieser nach Auffassung des Oberlandesgerichts nicht unter §13. Abs. 1a fällt. Freiwillige Verträge zwischen Speicherbetreibern und Netzbetreibern können aber weiterhin geschlossen werden.

Zudem können Übertragungsnetzbetreiber zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystem über die Reservekraftwerksverordnung /BMWI-06 13/ sogenannte Reservekraftwerke kontrahieren. Diese Kraftwerke sind vom Kraftwerksbetreiber nicht mehr zur Erzeugung für den Strommarkt zu nutzen, sondern stehen ausschließlich für den Einsatz durch die

Übertragungsnetzbetreiber zur Verfügung. Der Reservebedarf für die Jahre 2015/2016 liegt bei 7515 MW.

Da Kraftwerke im Ausland nicht im Anwendungsbereich des Energiewirtschaftsgesetzes liegen und demnach nicht zur Durchführung von Redispatch-Maßnahmen nach EnWG §13 Abs. 1a /ENWG-01 15/ verpflichtet sind, müssen für grenzüberschreitenden Redispatch nach wie vor entsprechende bilaterale Verträge abgeschlossen werden. In Bezug auf grenzüberschreitenden Redispatch und strategische Reservekapazitäten im Ausland hat die Bundesnetzagentur im Bericht zu den Auswirkungen des Kernkraftausstiegs auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit /BNETZA-21 11/ Österreich eingehend untersucht, da zwischen Österreich und Deutschland aktuell keine netzseitigen Engpässe bestehen. Folglich hat die Bundesnetzagentur den Dialog mit österreichischen Erzeugungsunternehmen hinsichtlich der möglichen vertraglichen Bereitstellung von Teilen ihrer Erzeugungskapazität zugunsten des deutschen Übertragungsnetzes aufgenommen. Hierbei kämen laut Bundesnetzagentur neben thermischen Kraftwerken vor allem hydraulische Kraftwerke, wie z. B. Pumpspeicherkraftwerke, sowie Tages- und Saisonspeicher in Betracht. Dabei ist zu berücksichtigen, dass aufgrund des relativ weiten Übertragungsweges und der damit verbundenen Übertragungsverluste nur Erzeugungseinheiten mit einer Mindestleistung von 100 MW und einem Anschluss an die Hoch- oder Höchstspannungsübertragung geeignet sind /BNETZA-21 11/. Eine Verlängerung der 2017 auslaufenden Reservekraftwerksverordnung und eine damit verbundene Verlängerung von Laufzeit aufgrund des Ausstiegs aus der Atomkraft werden derzeit von der Bundesregierung diskutiert.

In Bezug auf den erforderlichen Leistungsgradienten bei der Erhöhung bzw. Reduktion werden keine konkreten Anforderungen genannt. Folglich kann als Anhaltswert der mittlere Leistungsgradient von heutigen Kohlekraftwerken herangezogen werden, dieser beträgt in etwa 100 % von P_{nenn} in 30 Minuten /FHAA-01 10/.

Kosten

Durch den Beschluss des OLG Düsseldorf zu BK8-12-019 am 18.04.2015 haben sich in der Berechnung der angemessenen Vergütung einige Änderungen ergeben. Das Gericht sieht es als nicht zulässig an, als „angemessene Vergütung“ eine reine Aufwandsentschädigung zu leisten, sondern auch entgangene Gewinnmöglichkeiten auf Grund eines Redispatch-Einsatzes seien zu ersetzen. Dieser Gesetzesauslegung folgte die Beschlusskammer 8 der Bundesnetzagentur. Demnach beschränkt sich die zukünftige angemessene Vergütung nicht mehr nur auf die folgenden Aufwandsentschädigungen:

- Erhöhung der Wirkleistungseinspeisung: Vergütung der tatsächlich verursachten, zusätzlichen Aufwendungen (Übertragungsnetzbetreiber → Anlagenbetreiber)
- Reduktion der Wirkleistungseinspeisung: Vergütung der ersparten Aufwendungen (Anlagenbetreiber → Übertragungsnetzbetreiber)

Sondern auch:

„Folgende Positionen sind im Grundsatz zu vergüten

- Entgangene Gewinne aus Intraday-Geschäften
- Entgangene Erlöse aus vermiedenen Netzentgelten
- Zusätzliche Kosten aus der Wärmeersatzbeschaffung bei KWK-Anlagen
- Zusätzliche Kosten durch Strombezug über Dritte
- Zinsnachteile bei KWK-Zulagen
- Gemeinkosten, die in direktem Zusammenhang mit der Redispatch-Maßnahme stehen, jedoch nur solche, die nicht schon aufgrund der typischen Funktionsweise des Kraftwerks sowieso angefallen wären“ /BNETZA-08 15/

Darüber hinaus ist eine zusätzliche Vergütung eines Leistungsanteils, wie es im Beschluss BK8-12 019 angedacht war, durchaus zulässig, aber der bisher dafür angesetzte Grenzwert von „jährlichen 10 % der Einspeisemenge“ ist zu unbestimmt und deutlich zu hoch angesetzt. Des Weiteren darf sich die Höhe der Vergütung nicht nach den Einsatzentscheidungen für das Kraftwerk richten. Im konkreten Fall für die Kraftwerke Irsching 4 und 5 wurde das Entgelt umso höher, je weniger die Blöcke am regulären Erzeugungsbetrieb beteiligt waren. Aus dieser Regelung ergab sich, dass es negative Anreize für den Betrieb der Kraftwerksblöcke gab und sie somit im Jahr 2014 keinen Strom für den regulären Markt produzierten, obwohl das 2013 noch der Fall war. Dies ist ein eindeutiger Verstoß gegen das Kartellrecht nach Art. 101 AEUV, da solche Regelungen eine „Verfälschung des Wettbewerbs innerhalb des Binnenmarkts bezwecken“ /BKARTELL-01 15/.

Aus Systemsicht fallen für Redispatch-Maßnahmen insofern Kosten an, als dass ein teureres Kraftwerk seine Wirkleistungseinspeisung erhöhen muss, während ein günstigeres Kraftwerk die Wirkleistung reduziert. Die Systemkosten können also über die Differenz der zuvor bestimmten Referenzkosten bestimmt werden, welche sich gut mit den spezifischen Redispatch-Kosten aus dem Monitoringbericht der Bundesnetzagentur decken (vgl. Tabelle 3-13). Die Relevanz dieser Einsatzoption wird daher über die historischen Redispatch-Kosten aus Tabelle 3-13 abgeschätzt, welche sich im Jahr 2014 auf 186,7 Mio. € beliefen.

Basisdaten

Somit lassen sich für den Einsatz von Speichern für Redispatch-Maßnahmen die in **Tabelle 3-14** dargestellten Basisdaten ableiten.

Tabelle 3-14: Basisdaten ‚Engpassmanagement: Redispatch‘ (1/2)⁷

Kategorie	Parameter	Wert
(1) Anforderungen	Regulatorisch	Pflicht für Anlagen mit Nennleistung $\geq 10 \text{ MW}_{\text{el}}$
	Aktivierungszeit	k.A.
	Leistungsgradient	100 % in 30 Minuten
	Dauer der Be- bzw. Entladung	2-3 h, besser bis zu 8 h
	Vorhaltdauer	k.A.
(2) Bedarf	Bereitzustellende Leistung*	dreistelliger MW_{el} -Bereich
	Bereitzustellende Kapazität	dreistelliger MWh_{el} -Bereich
	Einsatzstunden	ca. 1000h/a (sieben am häufigsten eingesetzte Kraftwerke)

*abgeleitet aus der Häufigkeitsverteilung der mittleren Leistung historischer Redispatch-Maßnahmen (Abbildung 3-17)

⁷ Die Definitionen der Parameter sowie die Ableitung der Werte für einzelne Speicher und Speicherpools werden in Tabelle 3-1 erläutert.

Tabelle 3-15: *Basisdaten ‚Engpassmanagement: Redispatch‘ (2/2)*

Kategorie	Parameter	Wert
(3) Kosten	Strombezugskosten	<p><i>Erhöhung der Wirkleistungseinspeisung:</i> Mittlerer niedrigster Day-Ahead-Preis (gemittelt über die vier günstigsten Stunden der Tage in 2012) /EPEX-01 12/ → ca. 26 €/MWh_{el}</p> <p><i>Vermeiden der Reduktion der Wirkleistungseinspeisung:</i> Grenzkosten des ansonsten zur Reduktion der Wirkleistungseinspeisung eingesetzten Kraftwerks (vgl. Abbildung 3-20) → 16 €/MWh_{el} (ca. 17 % Steinkohle und 83 % Braunkohle, Werte für deutschen Kraftwerksbestand, CO₂-Kosten von 4 €/t CO₂)</p>
	Referenzkosten	<p><i>Erhöhung der Wirkleistungseinspeisung:</i> Strom-zu-Strom: Grenzkosten des ansonsten zur Erhöhung der Wirkleistungseinspeisung eingesetzten Kraftwerks (vgl. Abbildung 3-20) → 45 €/MWh_{el} (ca. 75 % Steinkohle und 25 % Erdgas, Werte für deutschen Kraftwerksbestand, CO₂-Kosten von 4 €/t CO₂)</p> <p>Flexibilisierung: Differenz zwischen den Grenzkosten des ansonsten zur Erhöhung der Wirkleistungseinspeisung eingesetzten Kraftwerks und dem mittleren niedrigsten Day-Ahead-Preis → 19 €/MWh_{el}</p> <p><i>Vermeiden der Reduktion der Wirkleistungseinspeisung:</i> Strom-zu-Strom: teuerster Day-Ahead-Preis (gemittelt über die vier teuersten Stunden der Tage in 2012) → ca. 58 €/MWh_{el}</p> <p>Flexibilisierung: Differenz zwischen dem mittleren teuersten Day-Ahead-Preis und den Grenzkosten des ansonsten zur Reduktion der Wirkleistungseinspeisung eingesetzten Kraftwerks → 42 €/MWh_{el}</p> <p>Wärme (Haushalte): erdgasbasierte Wärmegehaltungskosten unter Berücksichtigung des Börsenpreises von Erdgas in 2012 von 25 €/MWh_{th} /BNETZA-17 13/ und eines Kesselwirkungsgrads von 90 % → 28 €/MWh_{th}</p> <p>Wärme (KWK mit Power2Heat): erdgasbasierte Wärmegehaltungskosten unter Berücksichtigung des Börsenpreises von Erdgas in 2012 von 25 €/MWh_{th} /BNETZA-17 13/ und eines thermischen KWK-Wirkungsgrads von 40 % → 63 €/MWh_{th}</p> <p>Methan: Referenz = Börsenpreis Erdgas /BNETZA-17 13/ → 25 €/MWh_{th}</p> <p>Wasserstoff: Gesteigungskosten aus Dampfreformierung /DWV-02 09/ → 40 €/MWh_{th}</p>
	Systemkosten	Historische Kosten von Redispatch-Maßnahmen: 165 Mio. € in 2012 (in den letzten Jahren steigende Tendenz)

Identifikation relevanter Speichertechnologien

Aufgrund der erforderlichen Länge der Redispatch-Einsätze von mehreren Stunden ist die Flexibilisierung der Laufwasserkraft für diese Einsatzoption als nicht geeignet einzustufen. Für die Flexibilisierung von Haushaltsgeräten ist diese Dauer bei entsprechender Poolgröße zwar erreichbar, jedoch ist das Potenzial aufgrund der Bedingung, dass die Geräte auf der gleichen Seite des Engpasses installiert sein müssen, begrenzt. Die Flexibilisierung von Haushaltsgeräten wird daher als nicht relevant bewertet.

Besonderheiten in Bezug auf die betrachteten Speichertechnologien ergeben sich für Power2Heat mit Wärmespeicher, hybride Heizsysteme in Haushalten sowie Power2Gas. Für diese Technologien beschränkt sich die Betrachtung auf die Reduktion der Wirkleistung. Dies ist damit begründet, dass die Erhöhung der Wirkleistung einen Dauerbetrieb voraussetzt, welcher jedoch von der Wärme- bzw. Gasnachfrage abhängig ist.

Tabelle 3-16: Identifikation geeigneter und relevanter Speichertechnologien für den Einsatz zum Redispatch

Kategorie	Parameter	Wert	Nicht geeignete Speichertechnologien
(1) Anforderungen	Regulatorisch	Pflicht für Anlagen mit Nennleistung $\geq 10 \text{ MW}_{\text{el}}$	---
	Aktivierungszeit	k.A.	---
	Leistungsgradient	100 % in 30 Minuten	--
	Dauer der Be- bzw. Entladung	2-3 h, besser bis zu 8 h	Flexibilisierung der Laufwasserkraft
	Vorhaltdauer	k.A.	---
Kategorie	Parameter	Wert	Nicht relevante Speichertechnologien
(2) Bedarf	Bereitzustellende Leistung	dreistelliger MW_{el} -Bereich	Flexibilisierung von Haushaltsgeräten

Kostenreduktionspotenzial

Eine Übersicht des Kostenreduktionspotenzials basierend auf den in Berichtsteil 2 ausgewiesenen Rentabilitätsindizes ist **Tabelle 3-4** zu entnehmen. Es zeigt sich, dass aufgrund geringer Strombezugskosten das Vermeiden der Reduktion der Wirkleistung für die Lastflexibilisierung in der Industrie und die Flexibilisierung der KWK mit Wärmespeicher und Power2Heat zu einem Kostenreduktionspotenzial führen kann. Zu beachten ist jedoch, dass dies eine Verfügbarkeit der Technologien an der Stelle des Engpasses in allen Einsatzstunden voraussetzt.

Tabelle 3-17: Kostenreduktionspotenzial relevanter Speichertechnologien für den Einsatz zum Redispatch

Technologie	Kostenreduktionspotenzial			
	Zubau		Flexibilisierung	
	Erhöhung Wirkleistung	Vermeiden Reduktion Wirkleistung	Erhöhung Wirkleistung	Vermeiden Reduktion Wirkleistung
Flexibilisierung in der stromintensiven Industrie ohne Produktionsausfall				
Flexibilisierung von Querschnittstechnologien in der Industrie				
Flexibilisierung der KWK mit Wärmespeicher				
Power2Heat mit Wärmespeicher				
Flexibilisierung Power2Heat in Haushalten (NSH und WP)				
Gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen				
Flexibilisierung in der stromintensiven Industrie mit Produktionsausfall				
Power2Heat in Haushalten (hybride Heizsysteme)				
Pumpspeicherkraftwerke				
Druckluftspeicherkraftwerke (adiabat und diabat)				
Stationäre Großbatteriespeicher (Lithium-Ionen)				
Batteriespeicher in privaten Haushalten				
Power2Gas (H_2 und CH_4)				

3.2.5.2 Einspeisemanagement

Beschreibung

Der Strom aus EE- und KWK-Anlagen ist unter den aktuellen gesetzlichen Rahmenbedingungen (EEG § 8 /EEG-05 12/, KWKG § 4 /KWKG-01 13/) vorrangig einzuspeisen. Jedoch können Netzbetreiber bei Netzengpässen aufgrund zu hoher Stromeinspeisungen die Einspeiseleistung solcher Anlagen, die unmittelbar oder mittelbar an ihr Netz angeschlossen sind, unter besonderen Voraussetzungen über das sogenannte Einspeisemanagement (EinsMan) vorübergehend reduzieren /EEG-05 12/, /BNETZA-17 13/. Aus technischer Sicht können Energiespeicher einen Beitrag leisten, EinsMan-Maßnahmen zu reduzieren.

Bedarf

Wie in **Tabelle 3-18** dargestellt, haben die Summe der jährlichen Ausfallarbeit für EinsMan sowie die resultierende Summe an jährlichen Entschädigungszahlungen in den letzten Jahren deutlich zugenommen. Ferner ist davon auszugehen, dass die Ausfallarbeit und die Entschädigungszahlungen bei fortschreitendem Ausbau der erneuerbaren Energien und unzureichendem Netzausbau weiter ansteigen werden.

Tabelle 3-18: *Entwicklung der Ausfallarbeit und Entschädigungszahlungen für EinsMan von 2010 bis 2014 /BNETZA-12 13/, /BNETZA-17 13/, /BNETZA-11 14/, /BNETZA-16 15/*

	2010	2011	2012	2013	2014
Summe Ausfallarbeit in GWh/a	127	421	385	555	1581
Anteil an gesamter EEG-Einspeisung	0,16 %	0,46 %	0,58 %	0,99 %	1,35%
Summe Entschädigungszahlungen in Mio. €/a	10,2	33,5	33,1	43,7	82,7 ⁸
Spezifische Kosten für Entschädigung in €/MWh	80,3	79,6	86,0	78,8	52,3

Windkraftanlagen sind mit einem Anteil von 77,3 % an der gesamten Ausfallarbeit im Jahr 2014 am stärksten von EinsMan betroffen (2013: 86,6 %). Wobei der Anteil der PV-Anlagen an der gesamten Ausfallarbeit mit 15,5 % im Jahr 2014 gegenüber 11,8 % im Jahr 2013 deutlich gestiegen ist /BNETZA-11 14/, BNETZA-16 15/.

Aus technischer Sicht könnte EinsMan zur Reduzierung des Netzausbaubedarfs beitragen. Im Netzentwicklungsplan Strom 2012 wurde diese Option mit der Begründung, dass es sich bei EinsMan um kurzfristig wirkende präventive bzw. kurative Maßnahmen handelt, die nicht zu einer bedarfsgerechten perspektivischen Netzbemessung beitragen, explizit nicht berücksichtigt /NEP-01 12/.

Im zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2013 wurde diese Option hingegen nicht mehr kategorisch ausgeschlossen und in der Veröffentlichung von 2015

⁸ 72 Prozent der Ausfallarbeit im Jahr 2014 sind zum Stand der Monitoringerhebung noch nicht verrechnet worden, somit ergeben sich grobe Kosten von 183 Mio. €

sieht „Aufgrund einer großen gesellschaftlichen Akzeptanz dieser Einspeisebeschränkung zur Vermeidung des Netzausbaus für „die letzte kWh“ [...] der aktuelle Szenariorahmen eine Berücksichtigung im NEP 2025 vor.“ /NEP-01 15/

Die EinsMan-Maßnahmen sind vom jeweiligen Netzbetreiber dem betroffenen Anlagenbesitzer mitzuteilen. Im Falle der Veröffentlichungen der Bayernwerk AG war es möglich, die gemeldeten EinsMan-Maßnahmen /BAYAG-01 14/ den einzelnen betroffenen Anlagen über die EEG-Datenbank der FfE zuzuordnen und aggregiert je Landkreis darzustellen (siehe **Abbildung 3-23**).

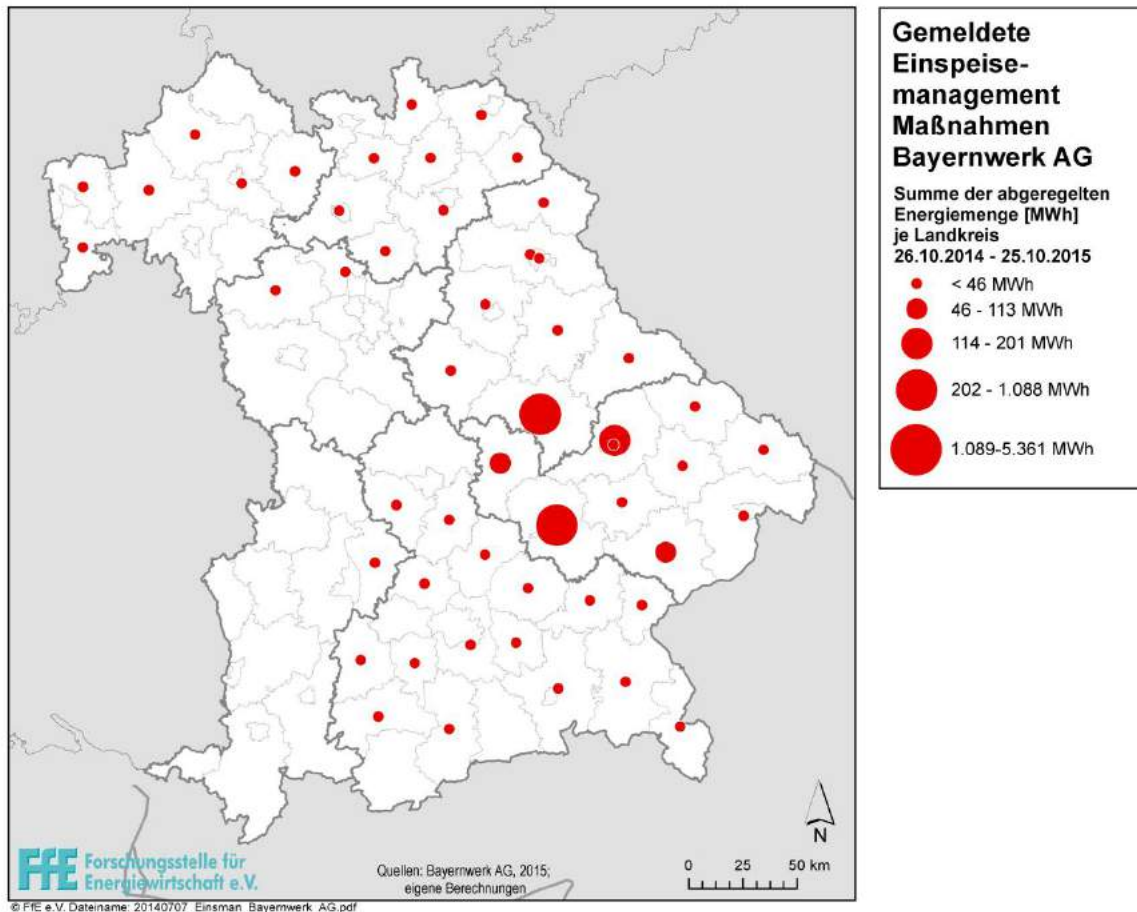


Abbildung 3-23: *Gemeldete EinsMan-Maßnahmen der Bayernwerk AG je Landkreis im Zeitraum 26. Oktober 2014 bis 25. Oktober 2015*

Es ist erkennbar, dass sich die EinsMan-Maßnahmen im Netzgebiet der Bayernwerk AG auf wenige Landkreise konzentrieren. Dabei machten PV-Anlagen mit 91 % der Ausfallarbeit den größten Anteil aus (Biomasse: 8,9 %, Wasserkraft 0,01 %). In **Abbildung 3-24** ist die relative Häufigkeit der Dauer der gemeldeten EinsMan-Maßnahmen der Bayernwerk AG dargestellt.

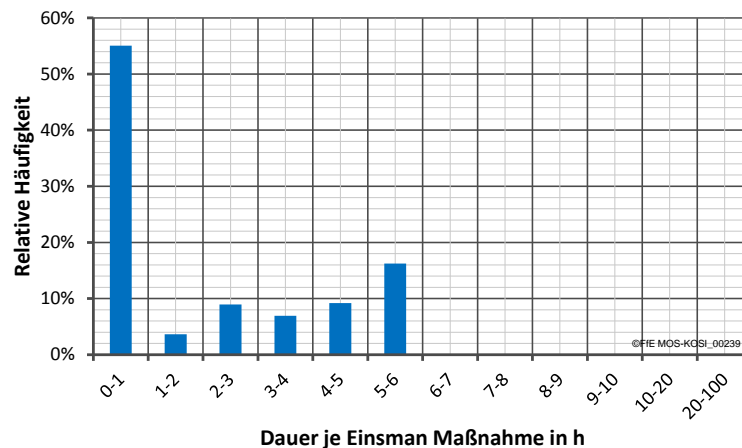


Abbildung 3-24: Häufigkeitsverteilung der Dauer der gemeldeten EinsMan-Maßnahmen der Bayernwerk AG im Zeitraum Oktober 2014 bis Oktober 2015

Im Mittel betrug die Dauer der betrachteten EinsMan-Maßnahmen ca. zwei Stunden. Analog zum Redispatch wird auch für das Einspeisemanagement in unmittelbarer Zukunft zunächst von einem steigenden Bedarf ausgegangen. Bei zunehmenden Netzüberlastungen wird mittel- bis langfristig jedoch ein Netzausbau erforderlich. Nichtsdestotrotz ist der gezielte Einsatz von Spitzenkappung zur Entlastung der Netze und somit auch einer Verringerung der zukünftig benötigten Kapazitäten Gegenstand aktueller Forschung und es wird auch von der Bundesregierung eine Kappung von bis zu drei Prozent Wirkarbeit pro Jahr in Erwägung gezogen. /BMWI-03 15/

Anforderungen

In Bezug auf die Anwendung von EinsMan müssen EEG-Erzeugungsanlagen und KWK-Anlagen nach EEG § 6 entsprechende technische Anforderungen einhalten. Diese sind in Tabelle 3-19 zusammengefasst.

Tabelle 3-19: Technische Mindestanforderung nach EEG § 9 an EEG-Erzeugungsanlagen und KWK-Anlagen /EEG Stand 06.2015/

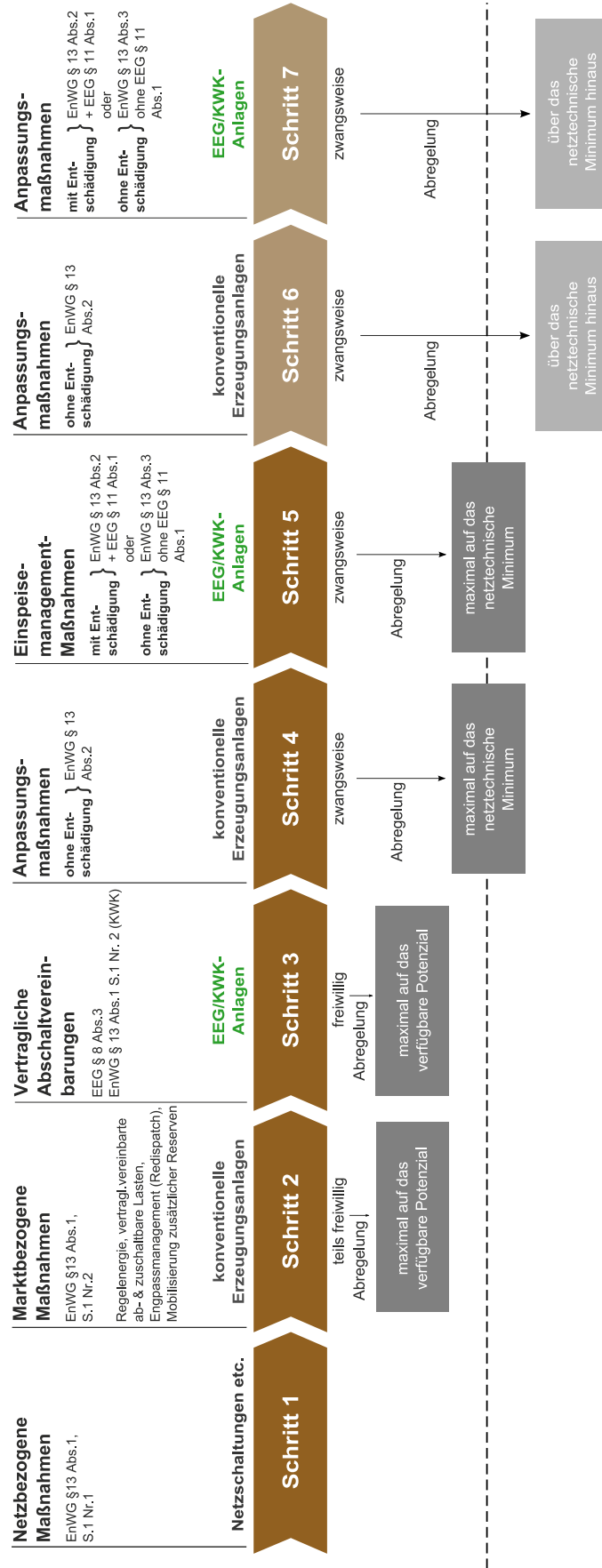
Anforderungen nach EEG § 9 an EEG-Erzeugungsanlagen und KWK-Anlagen		
EEG-/KWK-Anlagen §9 Abs. 1	PV-Anlagen §9 Abs. 2	
$P_{inst} > 100 \text{ kW}$	$P_{inst} \leq 30 \text{ kW}$	$30 \text{ kW} < P_{inst} \leq 100 \text{ kW}$
Techn. Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung und Abruf Ist-Einspeisung	Techn. Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung oder Begrenzung $P_{Wirk,max} = 0,7 \cdot P_{inst}$	Techn. Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung und Abruf Ist-Einspeisung

Bei der Reduktion der Wirkleistungseinspeisung durch EinsMan ist durch den Netzbetreiber sicherzustellen, dass insgesamt die größtmögliche Strommenge aus Erneuerbaren Energien und KWK aufgenommen wird. Folglich darf EinsMan erst

erfolgen, nachdem alle anderen verfügbaren Optionen zur Beseitigung von Netzengpässen ausgeschöpft sind. Das heißt, sie sind nachrangig gegenüber den übrigen konventionellen Anlagen zu regeln. In diesem Zusammenhang wurde im Rahmen des Leitfadens zum EEG-Einspeisemanagement (Version 1.0) eine entsprechende Abschaltreihenfolge definiert /BNETZA-22 11/. Diese ist in **Abbildung 3-25** schematisch dargestellt. In der aktuellen Version 2.1 dieses Leitfadens /BNETZA-03 14/ wurde die Rangfolge aufgrund eines laufenden Festlegungsverfahrens zu den energetischen und bilanziellen Folgen von EinsMan (BK6-13-049) nicht mehr aufgenommen. Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist diese Rangfolge jedoch nach wie vor gültig, solange es keine aktualisierte Fassung des Leitfadens gibt und die zwischenzeitlichen Änderungen des EEG und EnWG nicht von den Aussagen abweichen.

Bei der Durchführung von EinsMan sind die betroffenen Anlagenbetreiber spätestens am Vortag, ansonsten unverzüglich über den zu erwartenden Zeitpunkt, den Umfang und die Dauer der Regelung zu unterrichten /EEG-05 12/. Laut dem Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement, Version 2.1 werden *„die am Einspeisemanagement teilnehmenden Erzeugungsanlagen [...] bei Überlastung des Netzes in einem Netzbereich durch ein Reduktionssignal zur Absenkung ihrer Einspeiseleistung aufgefordert. Die Anlage ist um einen vom Netzbetreiber vorgegebenen Schritt (Schaltstufe) zu reduzieren. In der Regel fordert der Netzbetreiber die Reduzierung der Einspeiseleistung in mehreren Schaltstufen.“* /BNETZA-03 14/

Abschaltrangfolge bei Netzengpässen aufgrund zu hoher Stromeinspeisungen



© FfE e.V. Quelle: Leitfaden zum EEG-Einsparungsmanagement, Stand 29.3.2011

Abbildung 3-25: Abschalttrangfolge bei Netzengpässen aufgrund zu hoher Stromeinspeisungen / BNETZA-22 11/

Kosten

Die folgende Erläuterung zur Ermittlung der Entschädigungszahlungen für EinsMan wurde dem Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement /BNETZA-03 14/ entnommen. „Gemäß EEG § 12 Abs. 1 S. 1 sind betroffene Anlagenbetreiber, deren Einspeisung aufgrund eines Netzengpasses nach EEG § 11 Abs. 1 reduziert wird, zu entschädigen.“

Berechnung bei Windkraftanlagen

Zur Ermittlung der Entschädigungszahlungen muss sich „der Anlagenbetreiber [...] je Anlage und je Kalenderjahr auf ein Verfahren für die Berechnung der Ausfallarbeit festlegen.“ Im Falle der Windkraft „stellt die Ausfallarbeit die Differenz zwischen der möglichen Einspeisung und der tatsächlich realisierten Einspeisung dar. Die Bundesnetzagentur sieht für die Ermittlung der Ausfallarbeit von Windenergieanlagen (WEA) zwei Verfahren als sachgerecht an. Ein „pauschales Verfahren“, mit dem sich die Ausfallarbeit anhand weniger Werte einfach ermitteln lässt, oder alternativ ein „Spitzabrechnungsverfahren“, bei dem mit Hilfe von Windgeschwindigkeitsmesswerten eine möglichst genaue Ermittlung der Ausfallarbeit erfolgt.“

Beim pauschalen Verfahren zur Ermittlung der Ausfallarbeit für Windkraft wird der Leistungsmittelwert der letzten vollständig gemessenen Viertelstunde vor der EinsMan-Maßnahme herangezogen. Die Ausfallarbeit berechnet sich demnach wie folgt:

$$W_{A,i} = (P_0 - \text{MAX}(P_{i,\text{ist}}, P_{\text{red}})) \cdot 0,25 \text{ h} \quad \text{mit } P_{i,\text{ist}} < P_0 \quad (3-4)$$

$$W_{A,i} = 0 \quad \text{mit } P_{i,\text{ist}} > P_0$$

$W_{A,i}[\text{kWh}]$:	Ausfallarbeit in einer Viertelstunde während der EinsMan-Maßnahme
$P_0[\text{kW}]$:	Letzter gemessener Leistungsmittelwert
$P_{i,\text{ist}}[\text{kW}]$:	Tatsächlich gemessene Leistung im Leistungsintervall
$P_{\text{red}}[\text{kW}]$:	Vorgegebener reduzierter Leistungswert

In **Abbildung 3-26** wird dieses pauschale Verfahren veranschaulicht.

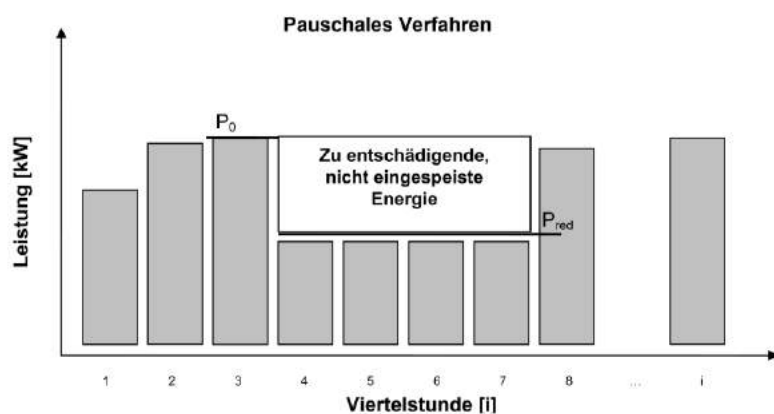


Abbildung 3-26: Veranschaulichung des pauschalen Verfahrens zur Berechnung der Ausfallarbeit für Windkraft /BNETZA-03 14/

Im Gegensatz zum pauschalen Verfahren ist es beim sogenannten Spitzabrechnungsverfahren möglich, das gegebenenfalls schwankende Windangebot während der EinsMan-Maßnahme abzubilden. Hierbei wird die Ausfallarbeit in Abhängigkeit von der gemessenen Windgeschwindigkeit und unter Berücksichtigung der

zertifizierten Leistungskennlinie der WEA ermittelt. Die Leistungskennlinie von WEA wird anhand eines Referenzfalles unter Normbedingungen bestimmt (Leistungskennlinie bei Luftdichte von $1,225 \text{ kg/m}^3$). Für jede WEA ist daher zunächst ein Korrekturfaktor der Leistungskennlinie zu ermitteln, um die spezifischen Gegebenheiten der WEA (z. B. örtliche Vegetation) zu berücksichtigen. In **Abbildung 3-27** wird das Spitzabrechnungsverfahren veranschaulicht. Die Berechnung erfolgt in Zeitintervallen von 15 Minuten. Da im Rahmen dieser Studie keine Informationen über die spezifischen Gegebenheiten und damit über die korrigierten Leistungskennlinien der einzelnen WEA vorliegen, werden lediglich Referenz-Kennlinien herangezogen.

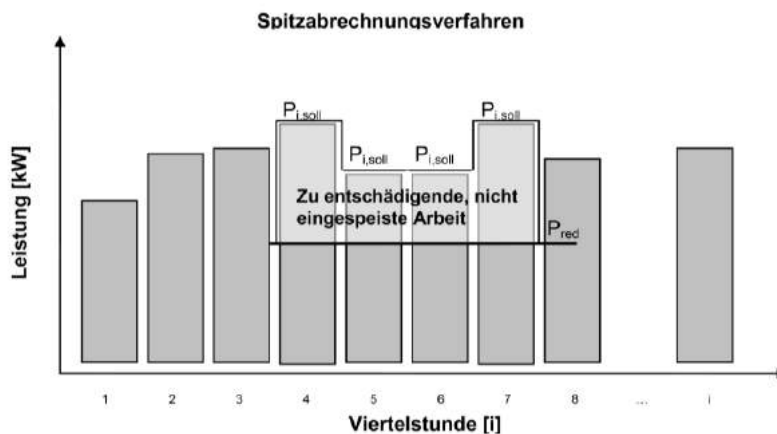


Abbildung 3-27: Veranschaulichung des Spitzabrechnungsverfahrens zur Berechnung der Ausfallarbeit für Windkraft /BNETZA-03 14/

Berechnung bei PV-Anlagen

Die Berechnung der Ausfallarbeit über das pauschale Verfahren für PV-Anlagen mit registrierender Leistungsmessung erfolgt analog zur Windkraft, wobei jedoch zusätzlich berücksichtigt wird, dass PV-Anlagen lediglich in Tageslichtzeiten Strom produzieren. Folglich sind pauschale, entschädigungsberechtigte Zeitfenster festgelegt (siehe **Tabelle 3-20**).

Tabelle 3-20: Entschädigungsberechtigte Zeitfenster für PV-Anlagen je Jahreszeit /BNETZA-03 14/

Jahreszeit	Zeitraum	Entschädigungsberechtigte Zeitfenster
Sommer	1. März – 31. Oktober	6:00 - 19:00 Uhr (7:00 - 20:00 Uhr Mittleuropäische Sommerzeit)
Winter	01. Januar – 28. (bzw. 29.) Februar 01. November – 31. Dezember	9:00 - 16:45 Uhr

Die Berechnung der Ausfallarbeit über das pauschale Verfahren für PV-Anlagen mit registrierender Leistungsmessung ist in **Abbildung 3-28** veranschaulicht.

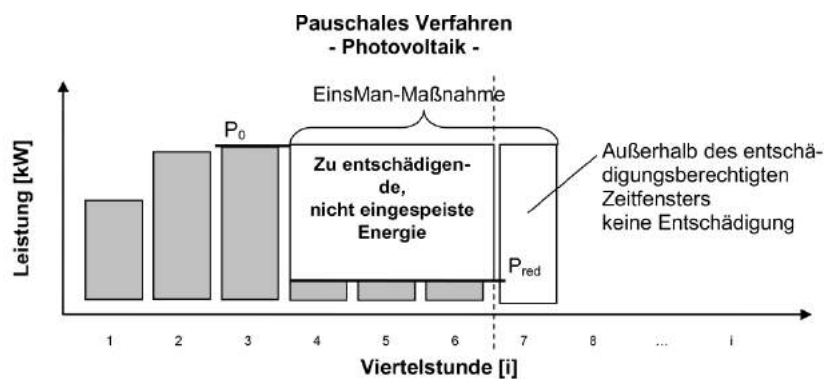


Abbildung 3-28: Veranschaulichung des pauschalen Verfahrens zur Berechnung der Ausfallarbeit für PV-Anlagen mit registrierender Leistungsmessung /BNETZA-03 14/

„Für Anlagen ohne registrierende Leistungsmessung wird die Leistung zum Zeitpunkt der EinsMan-Maßnahme“ vereinfacht über die Multiplikation pauschaler Anlagenfaktoren mit der installierten Leistung berechnet. Dabei „wird zwischen der Tageskernzeit mit starker Sonneneinstrahlung und der Tagesrandzeit (vor und hinter der Tageskernzeit) unterschieden.[...] Es wird vereinfacht unterstellt, dass Anlagen ohne registrierende Leistungsmessung nicht in Stufen geregelt werden“. Für das Spitzabrechnungsverfahren bei PV-Anlagen ist neben einer registrierenden Leistungsmessung eine messtechnische Aufzeichnung der Strahlungsleistung am Anlagenstandort erforderlich.

Berechnung bei Biogasanlagen

„Da Biogas-/Biomasseanlagen in der Regel auf den Volllastbetrieb ausgelegt sind und die Stromerzeugung nur sehr geringen Schwankungen unterliegt, wird beim pauschalen Verfahren vereinfacht von einem vergleichbaren Betrieb während der EinsMan-Maßnahme ausgegangen.“ Dabei wird Ausfallwärme nicht entschädigt. Im pauschalen Verfahren wird zudem unterstellt, dass die Ab- sowie Auffahrrampe jeweils zwei Viertelstunden andauert.

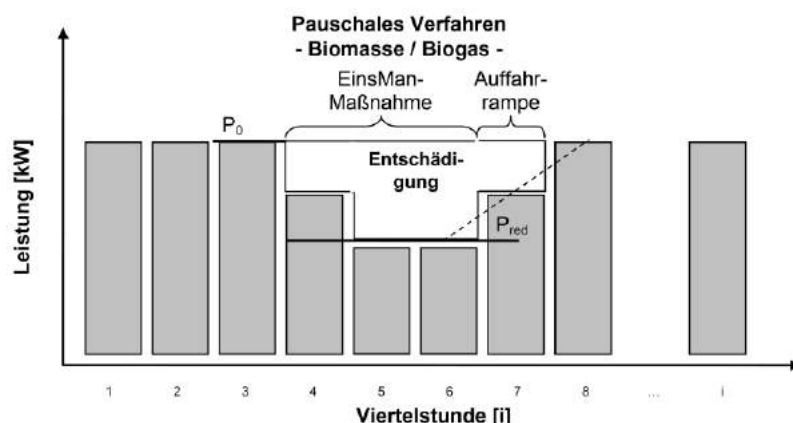


Abbildung 3-29: Veranschaulichung des pauschalen Verfahrens zur Berechnung der Ausfallarbeit für Biogas-/Biomasseanlagen /BNETZA-03 14/

„Um die Ausfallarbeit der kompletten Einspeisemanagement-Maßnahme zu ermitteln, werden die vorab einzeln ermittelten Viertelstundenwerte addiert. Zur Berechnung der

Entschädigungszahlung muss die nicht eingespeiste Arbeit (Ausfallarbeit) finanziell bewertet werden. Hierfür ist der je Anlagentyp festgeschriebene Vergütungssatz anhand der aktuellen gesetzlichen Grundlage heranzuziehen und anzusetzen. Sollten unterjährige Vergütungsbestandteile (z. B. Boni) noch nicht feststehen, so ist auf die Durchschnittsvergütungssätze der Abrechnung des letzten abgeschlossenen Kalenderjahres abzustellen. In einer Jahresendabrechnung sind angefallene Abweichungen auszugleichen.

Für Neuanlagen mit der Inbetriebnahme ab 01.01.2012 sind die errechneten entgangenen Einnahmen gemäß §12 Abs. 1 EEG mit 0,95 zu multiplizieren, da lediglich 95 % der entgangenen Einnahmen berücksichtigt werden dürfen. Gemäß § 12 Abs. 1 S. 2 EEG sind Betreiber ab dem Zeitpunkt, in dem die entgangenen Einnahmen nach Satz 1 in einem Jahr 1 % der Einnahmen dieses Jahres übersteigen, für die weiteren entgangenen Einnahmen zu 100 % zu entschädigen. [...] Altanlagen mit der Inbetriebnahme vor dem 01.01.2012 (i.S.v. § 66 Abs. 1 Nr. 5a EEG) sind gemäß EEG § 66 Abs. 1 Nr. 5a mit 100 % zu entschädigen.“ /BNETZA-03 14/

Im Falle einer Wärmeauskopplung werden zusätzlich die Wärmeerlöse aus Ausfallwärme mit den Kosten für den günstigsten Substitutionsenergieträger entschädigt. Ersparte Aufwendungen wie beispielsweise die ersparten Brennstoffkosten sind von den entgangenen Einnahmen abzuziehen.

Analog zur überschüssig gesetzten Einspeisung fallen durch die Regelung der Erneuerbaren Energie-Anlagen zwar keine direkten Kosten an, jedoch ist die Abregelung mit Opportunitätskosten verbunden. Die Referenzkosten aus System Sicht ergeben sich daher aus den Kosten der in Abhängigkeit des Versorgungsbereichs alternativ eingesetzten Technologie.

Die Einordnung der Relevanz dieser Einsatzoption erfolgt über die Höhe der Ausfallarbeit im Jahr 2014 von 1581 GWh und den durchschnittlichen Börsenpreis von 33 €/MWh /EPEX-02 14/. Damit belaufen sich die volkswirtschaftlichen Kosten für das Einspeisemanagement bedingt durch die Bereitstellung der Ausfallenergie durch andere Kraftwerke auf ca. 52 Mio. €.

Basisdaten

Zur Vermeidung von Maßnahmen des Einspeisemanagements müssen Speichertechnologien die in **Tabelle 3-21** zusammengefassten Anforderungen erfüllen.

Tabelle 3-21: *Basisdaten ,Engpassmanagement: Einspeisemanagement⁹*

Kategorie	Parameter	Wert
(1) Anforderungen	Regulatorisch	k.A.
	Aktivierungszeit	Anlagenbetreiber wird – wenn möglich – am Vortag informiert.
	Leistungsgradient	100 % in 15 Minuten (ggf. in Stufen)
	Dauer der Beladung	>4 Stunden
	Vorhaltdauer	k.A.
(2) Bedarf	Bereitzustellende Leistung	situationsabhängig
	Bereitzustellende Kapazität	Kann aus Dauer der Beladung und der situationsabhängigen bereitzustellenden Leistung abgeleitet werden.
	Einsatzstunden	Jährliche Abrufdauer je Betriebsmittel → 100 h/a
(3) Kosten	Strombezugskosten	Der Speicher wird mit aufgrund von Netzengpässen nicht-integrierbarer elektrischer Energie aus erneuerbaren Erzeugungsanlagen beladen → 0 €/MWh _{el}
	Referenzkosten	<p><i>Referenz abhängig von der Speichertechnologie</i></p> <p>Strom-zu-Strom: teuerster Day-Ahead-Preis (gemittelt über die vier teuersten Stunden der Tage in 2012) /EPEX-01 12/ → ca. 58 €/MWh_{el}</p> <p>Flexibilisierung: Differenz zwischen dem mittleren teuersten Day-Ahead-Preis und dem kostenlosen Überschussstrom → 58 €/MWh_{el}</p> <p>Wärme (Haushalte): erdgasbasierte Wärmegestehungskosten unter Berücksichtigung des Börsenpreises von Erdgas in 2012 von 25 €/MWh_{th} /BNETZA-17 13/ und eines Kesselwirkungsgrads von 90 % → 28 €/MWh_{th}</p> <p>Wärme (KWK mit Power2Heat): erdgasbasierte Wärmegestehungskosten unter Berücksichtigung des Börsenpreises von Erdgas in 2012 von 25 €/MWh_{th} /BNETZA-17 13/ und eines thermischen KWK-Wirkungsgrads von 40 % → 63 €/MWh_{th}</p> <p>Methan: Börsenpreis von Erdgas /BNETZA-17 13/ → 25 €/MWh_{th}</p> <p>Wasserstoff: Gestehungskosten aus Dampfreformierung /DWV-02 09/ → 40 €/MWh_{th}</p>
	Systemkosten	Höhe der Ausfallarbeit im Jahr 2012 von 385 GWh _{el} und durchschnittlicher Börsenpreis von 42 €/MWh _{el} /EPEX-02 13/ → Kosten für das Einspeisemanagement von ca. 16 Mio. €

Identifikation relevanter Speichertechnologien

Aufgrund der erforderlichen Dauer der Beladung ist die Flexibilisierung der Laufwasserkraft für das Vermeiden von Maßnahmen des Einspeisemanagements nicht geeignet. Alle weiteren Speichertechnologien werden als geeignet und relevant eingestuft.

⁹ Die Definitionen der Parameter sowie die Ableitung der Werte für einzelne Speicher und Speicherpools werden in Tabelle 3-1 erläutert.

Tabelle 3-22: Identifikation geeigneter und relevanter Speichertechnologien für das Einspeisemanagement

Kategorie	Parameter	Wert	Nicht geeignete Speichertechnologien
(1) Anforderungen	Regulatorisch	k.A.	---
	Aktivierungszeit	Anlagenbetreiber wird – wenn möglich – am Vortag informiert.	---
	Leistungsgradient	100 % in 15 Minuten (ggf. in Stufen)	--
	Dauer der Beladung	>4 Stunden	Flexibilisierung der Laufwasserkraft
	Vorhaltdauer	k.A.	---
Kategorie	Parameter	Wert	Nicht relevante Speichertechnologien
(2) Bedarf	Bereitzustellende Leistung	situationsabhängig	vgl. nicht geeignete Speichertechnologien
	Bereitzustellende Kapazität	Kann aus Dauer der Beladung und der situationsabhängigen bereitzustellenden Leistung abgeleitet werden.	

Kostenreduktionspotenzial

Tabelle 3-4 fasst das Kostenreduktionspotenzial der verschiedenen Speichertechnologien zur Vermeidung von Einspeisemanagement-Maßnahmen zusammen. Es zeigt sich, dass nur die Flexibilisierung in der Industrie in Einzelfällen mit einem Kostenreduktionspotenzial verbunden ist

Tabelle 3-23: Kostenreduktionspotenzial relevanter Speichertechnologien für das Einspeisemanagement

Technologie	Kostenreduktionspotenzial	
	Zubau	Flexibilisierung
Flexibilisierung in der stromintensiven Industrie ohne Produktionsausfall		
Flexibilisierung von Querschnittstechnologien in der Industrie		
Flexibilisierung der KWK mit Wärmespeicher		
Power2Heat mit Wärmespeicher		
Flexibilisierung Power2Heat in Haushalten (NSH und WP)		
Flexibilisierung in der stromintensiven Industrie mit Produktionsausfall		
Flexibilisierung von Haushaltsgeräten (Kühl-/Gefrier- und Weiße Geräte)		
Gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen		
Power2Heat in Haushalten (hybride Heizsysteme)		
Pumpspeicherkraftwerke		
Druckluftspeicherkraftwerke (adiabat und diabat)		
Stationäre Großbatteriespeicher (Lithium-Ionen)		
Batteriespeicher in privaten Haushalten		
Power2Gas (H ₂ und CH ₄)		

3.2.6 Frequenzhaltung

Die Gleichgewichtsfrequenz im europäischen Verbundnetz beträgt 50 Hz. Sie liegt vor, wenn Stromeinspeisung und -bezug im Gleichgewicht stehen. Kann dieses Gleichgewicht trotz der zuvor beschriebenen Maßnahmen nicht gehalten werden, kommt es zu einer Abweichung von der Gleichgewichtsfrequenz. Schnelle Frequenzänderungen werden zunächst durch die sogenannte Momentanreserve aufgefangen. Sie ist eine wichtige Eigenschaft des Stromsystems und hauptsächlich auf die Trägheit der rotierenden Schwungmassen in den Generatoren großer fossiler Kraftwerke zurückzuführen. Durch Aufnahme bzw. Abgabe kinetischer Energie kann die Netzfrequenz so kurzfristig stabilisiert werden. Prognosen zur zukünftigen Entwicklung der Momentanreserve wurden in /EFZN-01 13/ bereits ausführlich diskutiert und sollen hier nicht weiter untersucht werden. Hält die Ursache der Frequenzabweichung länger vor, ist es Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber, die Gleichgewichtsfrequenz durch den Einsatz von Regelleistung wieder herzustellen. Zu diesem Zweck stehen ihnen drei verschiedene Regelleistungsarten zur Verfügung, die im Folgenden genauer beschrieben und deren historische Entwicklung dargestellt werden soll. Zum Schluss werden erste Analysen und Prognosen für die Zukunft durchgeführt.

Beschreibung

Kommt es aufgrund eines nicht erkannten Prognosefehlers zu einer länger währenden Abweichung der Netzfrequenz von der Sollfrequenz, wird diese bei den ÜNB registriert und durch Einsatz der folgenden drei Regelleistungsarten in genannter Reihenfolge kompensiert (siehe **Abbildung 3-30**). Zunächst greift die **Primärregelleistung** (PRL) vollautomatisch ein. Die PRL wird hauptsächlich durch konventionelle thermische Kraftwerke zur Verfügung gestellt. Sie muss innerhalb von 30 Sekunden vollständig aktiviert und für maximal 15 Minuten verfügbar sein. Um die Leistung der PRL wieder verfügbar zu machen, wird bei länger währenden Störungen **Sekundärregelleistung** (SRL) zur Kompensation der fehlenden (oder überschüssigen) Leistung im Netz eingesetzt. Die SRL muss innerhalb von fünf Minuten nach Abruf vollständig zur Verfügung stehen und wird vollautomatisch abgerufen. Sie wird hauptsächlich durch Pumpspeicherkraftwerke, thermische Kraftwerke sowie neuerdings Power2Heat-Anlagen zur Verfügung gestellt. Innerhalb von 15 Minuten kann zusätzlich noch die sogenannte **Minutenreserve** (MRL) aktiviert werden, um auch die zuvor eingesetzte SRL wieder verfügbar zu machen. Das eben beschriebene Schema zum Ausgleich von nicht prognostizierbaren Schwankungen der Netzfrequenz ist in der folgenden Abbildung noch einmal anschaulich dargestellt.

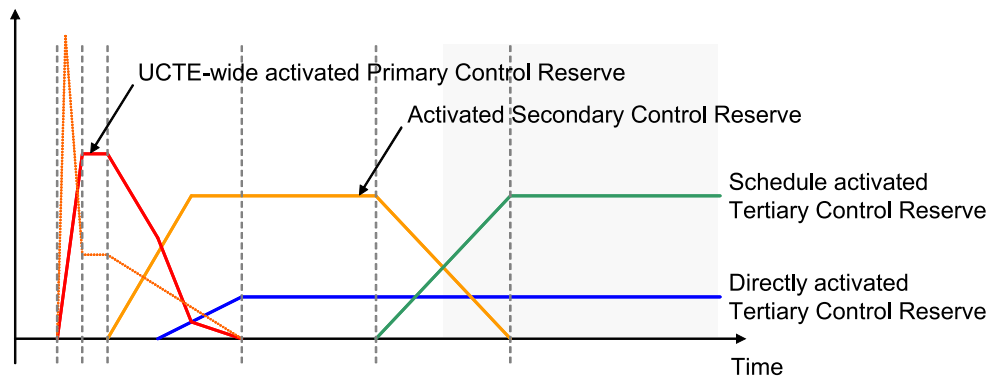


Abbildung 3-30: Reihenfolge der Regelleistungsaktivierung nach ENTSO-E /UCTE-2 09/

Seit 2001 beschaffen sich die vier Übertragungsnetzbetreiber die Regelleistungsprodukte über einen Ausschreibungswettbewerb unter Beteiligung verschiedener Anbieter über ein Internetportal. Dieser Wettbewerb soll eine möglichst kostenoptimale Beschaffung der Regelleistung garantieren. Zu Beginn war jeder der ÜNB allein für die Frequenzhaltung in seiner Regelzone zuständig. Dies führte oft dazu, dass zum gleichen Zeitpunkt eine Überdeckung in einer Regelzone sowie eine Unterdeckung in einer anderen Regelzone kompensiert wurden, obwohl physikalisch bereits ein gegenseitiger Ausgleich gegeben wäre. Um diese überflüssigen Kosten zu minimieren, entstand bald eine intensive Kooperation der Übertragungsnetzbetreiber, die schließlich 2010 in der Gründung des bundesweit optimierten Netzregelverbands (ONRV) resultierte (siehe Abbildung 3-31).

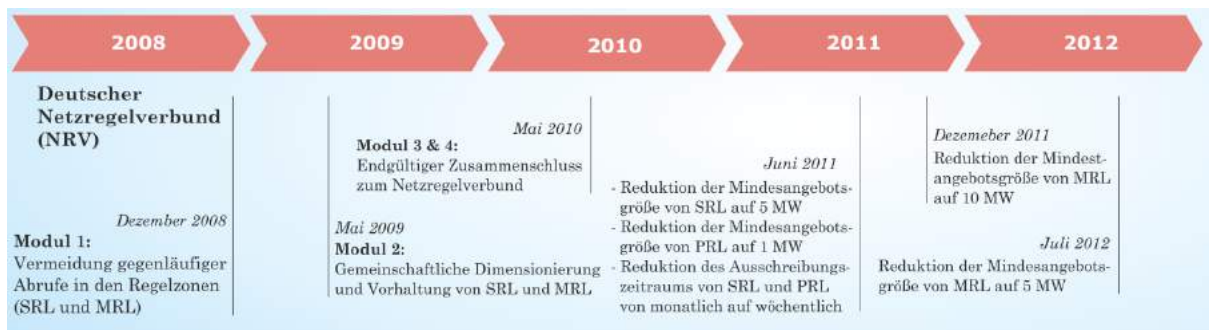


Abbildung 3-31: Entwicklung des Netzregelverbands

In mehreren Schritten wurde zunächst die Kommunikation ausgebaut, um gegenläufige Abrufe zu unterbinden (Modul 1, Dez. 2008), eine gemeinsame Dimensionierung der Regelleistung eingeführt (Modul 2, Mai 2009) und schlussendlich eine gemeinschaftliche Vorhaltung und Beschaffung aller Regelleistungsprodukte über einen einheitlichen Regelleistungsmarkt umgesetzt (Modul 3 und 4, Jul. - Sept. 2009). Neben diesen Maßnahmen, die hauptsächlich auf die Nutzung von Synergieeffekten einer größeren Regelzone abzielen, wurden weiterhin die Zugangsvoraussetzungen für die Anbieter von Regelleistung erleichtert. Durch eine Reduzierung der minimalen Angebotsgröße, sowie die Möglichkeit, diese durch Poolung mehrerer kleiner Anlagen zur Verfügung zu stellen, konnte der Markt für eine größere Zahl von Anbietern geöffnet und somit der Wettbewerb erhöht werden. Insgesamt war es durch diese Maßnahmen möglich, den Bedarf an Regelleistung und die damit verbundenen volkswirtschaftlichen Kosten

signifikant zu reduzieren (siehe Abschnitt ‚Bedarf und Kosten‘). Die Bundesnetzagentur bezifferte die allein durch die Gründung des Netzregelverbundes ermöglichten, jährlichen Einsparungen in dreistelliger Millionenhöhe /BNETZA-05 13/. Ausgehend von den signifikanten Kosteneinsparungen durch die Nutzung der Synergieeffekte innerhalb des deutschen Netzregelverbundes erscheint eine weitere Optimierung durch eine internationale Erweiterung des modularen Netzregelverbundes sehr vielversprechend. Diese Erweiterung wird seit der Gründung der IGCC (International Grid Control Cooperation) konsequent umgesetzt. Zunächst beschränkt auf Modul 1, der Unterbindung von gegenläufigem Einsatz von Regelleistung, sind der IGCC nach dem dänischen ÜNB Energinet.dk auch TenneT (NL), swissgrid (CH), CEPS (CZ), Elia (BE) und schlussendlich der österreichische ÜNB APG beigetreten (siehe Abbildung 3-32).

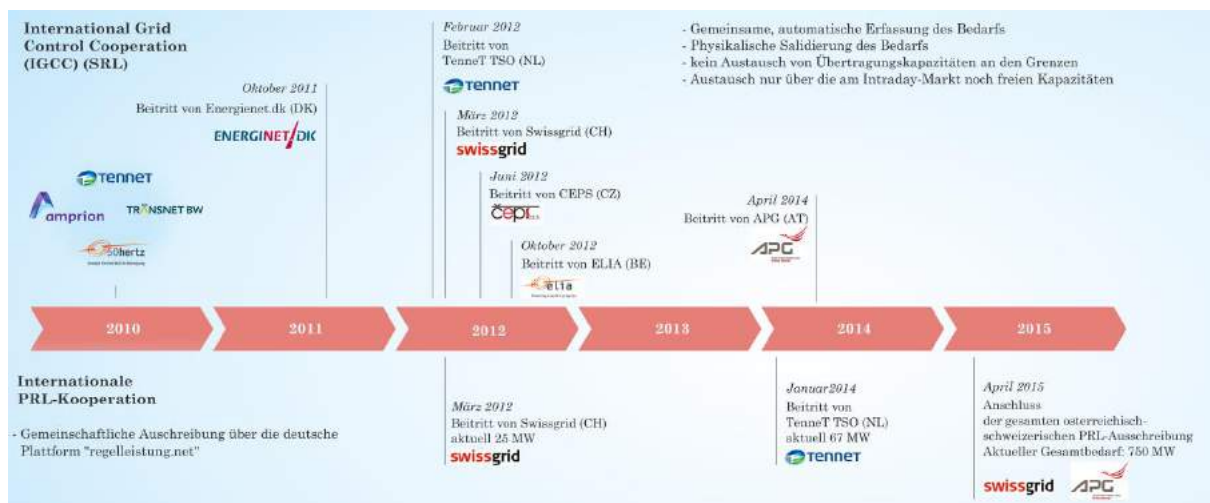


Abbildung 3-32: Zeitstrahl zur Entwicklung der internationalen Kooperationen im Bereich der Regelleistungsmärkte

Da in diesem ersten Modul nur die nach Handelsende noch frei gebliebenen Übertragungskapazitäten der Kuppelstellen zwischen den Ländern berücksichtigt werden, ist eine Umsetzung ohne Anpassung der nationalen Rahmenbedingungen relativ schnell möglich gewesen. Es ist zu erwarten, dass durch eine Erweiterung der Kooperationen der ÜNB auf internationaler Ebene weitere Kosteneinsparungen möglich sind. Eine detaillierte Analyse zur IGCC und deren Einfluss auf die beteiligten Regelleistungsmärkte wird in /FFE-20 15/ durchgeführt. Im Bereich der Primärregelung konnte durch gemeinschaftliche Ausschreibung der vorzuhaltenden Leistung mit den Nachbarländern Österreich, den Niederlanden und der Schweiz die Zahl der Anbieter und somit die Liquidität des Marktes erhöht werden. Zunächst beschränkt auf bilaterale Kooperationen zwischen Deutschland und der Schweiz und Deutschland und den Niederlanden wurde diese Kooperation im April 2015 mit der österreichisch-schweizerischen PRL-Ausschreibung gekoppelt. Insgesamt werden so seit dem 07.04.2015 in Summe etwa 783 MW PRL gemeinschaftlich beschafft. Damit stellt diese Ausschreibung den europaweit größten zusammenhängenden Markt für PRL dar. Durch den so gesteigerten Wettbewerb ist eine weitere Reduktion der spezifischen Kosten zu erwarten. In einem nächsten Schritt wird außerdem der Beitritt des dänischen Netzbetreibers Energinet.dk angestrebt.

Bedarf und Kosten

Der Bedarf und das Angebot an Regelleistung und die damit verbundenen volkswirtschaftlichen Kosten hängen von einer Vielzahl verschiedener, oft konkurrierender Einflussfaktoren ab. Eine konkrete Zuordnung dieser Effekte ist deshalb nur schwer möglich. Im Folgenden sollen die Einflussfaktoren kurz dargestellt werden.

Einflüsse auf das Angebot an Regelleistung können sein:

- Anbieteranzahl;
- Angebotsmenge;
- Kosten der Technologien.

Die Anbieteranzahl wird vor allem durch eine Änderung der regulatorischen Rahmenbedingungen für eine Teilnahme am Regelleistungsmarkt beeinflusst. Durch eine Reduktion der minimalen Angebotsgröße sowie einer Verkürzung der Angebotszeiträume konnte so in der Vergangenheit die Zahl der Anbieter im deutschen Regelleistungsmarkt deutlich erhöht werden. Unter anderem dadurch bedingt sich auch die am Markt vorhandene Angebotsmenge. Diese hängt von der Zahl der Marktteilnehmer, der Marktsituation, der Entwicklung neuer Technologien sowie der Struktur des vorhandenen Erzeugerparks ab. Dass konventionelle, fossile Kraftwerke aufgrund des steigenden Anteiles Erneuerbarer Energien zunehmend durch den Merit Order-Effekt vom Markt verdrängt werden, lässt ein Abnehmen der Angebotsmenge vermuten. Gleichzeitig stellen die neuen Technologien eine mögliche Zunahme der Angebotsmenge dar. Auch die Kosten der einzelnen Technologien haben über den Zuschlag nach dem Merit Order-Prinzip einen direkten Einfluss auf die angebotenen Preise. So können neue Technologien eventuell günstiger Regelleistung anbieten als derzeit etablierte Anbieter. Dadurch sinkt insgesamt das Niveau der Leistungs- und Arbeitspreise.

Auf der Bedarfsseite kommen vor allem die folgenden Einflussfaktoren zum Tragen:

- Prognosefehler der EE-Einspeisung;
- Prognosefehler der Last;
- Kraftwerksausfälle;
- Größe des Netzregelverbunds;
- Struktur des Strommarktes.

Durch eine fortschreitende Optimierung der Wetterprognosen ist eine Abnahme der Prognosefehler Erneuerbarer Energien zu erwarten. Gleichzeitig nimmt die absolute Menge der Einspeisung durch den fortschreitenden Ausbau zu, so dass die tatsächliche Entwicklung des Bedarfs schwer abzuschätzen ist. Die dena-Studie Systemdienstleistungen 2030 /DENA-02 14/ geht hier insgesamt von einer steigenden Tendenz aus. Der Prognosefehler der Last könnte durch die Einführung einer registrierenden Leistungsmessung für Kleinverbraucher (<100.00 kWh/a) (Stichwort Smart Grids) weiter minimiert werden, wobei dieser Effekt wahrscheinlich erst langfristig zum Tragen kommen wird. Der Einfluss von Kraftwerksausfällen dürfte aufgrund der sinkenden Residuallast tendenziell abfallen. Der stetige Ausbau kleiner (erneuerbarer) Anlagen führt zu einer zunehmenden Dezentralisierung der Erzeugerparks, welche den relativen Effekt eines einzelnen Kraftwerksausfalls im

Gesamtnetz verringert. Wie im vorherigen Abschnitt bereits angedeutet, hat insbesondere die Größe des Netzregelverbundes durch die Nutzung von Synergieeffekten einen entscheidenden Einfluss auf den Bedarf an Regelleistung. Durch die immer engere Kooperation der ÜNB auf nationaler sowie internationaler Ebene konnte eine deutliche Reduzierung des Regelleistungsbedarfs erreicht werden. Durch eine internationale Erweiterung des Netzregelverbundes dürfte diese weiter zunehmen. Auch die regulatorischen Rahmenbedingungen des Strommarktes haben einen entscheidenden Einfluss auf den Bedarf an Regelleistung. Beispielsweise ermöglichte die Einführung von Viertelstundenprodukten am Intraday-Markt im Jahr 2011 den Stromhändlern ihren Bilanzkreis besser ausgleichen zu können, wodurch sich der Bedarf an Regelleistung reduziert haben dürfte. Eine Ausarbeitung zum Einfluss des Handels von hauptsächlich Stunden-diskreten Stromprodukten auf den Bedarf findet sich in /FFE-21 15/.

All diese Faktoren haben einen mehr oder minder starken Einfluss auf Angebot und Nachfrage am Regelleistungsmarkt. Da sie jedoch teilweise gegenläufig sind und/oder sich gegenseitig überlagern, ist eine Quantifizierung und genaue Zuordnung dieser Effekte nur schwer möglich. Grundlegende Tendenzen können mit der Entwicklung der regulatorischen Rahmenbedingungen des Regelleistungsmarkts dennoch in Verbindung gebracht werden und sollen in den folgenden Abschnitten aufgezeigt werden. Zunächst wird hierzu auf die Entwicklung der vorgehaltenen Leistung und den damit verbundenen volkswirtschaftlichen Kosten des Gesamtsystems eingegangen, um dann im Detail auf die einzelnen Regelleistungsprodukte einzugehen.

Historische Entwicklung

Aus Systemsicht entstehen durch die Vorhaltung und Bereitstellung von Regelleistung Kosten. Die Kosten aus der Leistungsvorhaltung werden dabei auf die Netzentgelte und die Kosten der tatsächlichen Abrufe über die Ausgleichsenergie auf die jeweiligen Verursacher umgelegt. In **Abbildung 3-33** sind rechts die kumulierte, jährlich vorgehaltene Leistung und links die damit verbundenen Kosten dargestellt. Insgesamt ist hier bei beiden Werten zunächst eine abnehmende Tendenz zu erkennen, wobei diese bei den Kosten überproportional stark fällt. Dies lässt sich durch die Überlagerung von zwei Effekten erklären. Zum einen hat die zunehmende Kooperation der deutschen Übertragungsnetzbetreiber auf nationaler und internationaler Ebene und die damit verbundenen Synergieeffekte eine Reduzierung der insgesamt benötigten Regelleistung zur Folge. Zum anderen wurde der Marktzugang in den letzten Jahren schrittweise immer weiter vereinfacht, sodass sich die Zahl der Marktteilnehmer deutlich erhöht hat. Der daraus resultierende stärkere Wettbewerb führte zu einer signifikanten Reduktion der spezifischen Kosten und somit insgesamt zu noch stärker fallenden Gesamtkosten (siehe **Abbildung 3-34, links und rechts**). Auffallend in allen drei Diagrammen ist der plötzliche, der eigentlichen Tendenz entgegenwirkende Anstieg im Jahr 2013. Im Detail betrachtet fällt hier insbesondere auf, dass dieser Anstieg der spezifischen Kosten bei der negativen MRL (+88 %) und der positiven SRL (+200 %) sehr stark ausgeprägt ist. Die anderen Regelleistungsprodukte hingegen verzeichnen eine geringe Veränderung im Vergleich zum Vorjahr. Gemäß Stand dieses Berichtes ist keine sichere Erklärung für die Änderungen auf Seiten der negativen MRL und positiven SRL vorhanden. Eine genauere Analyse des Phänomens ist nicht Bestandteil dieses Berichts. Kosten und

Bedarf an Regelleistung gehen nach dem Anstieg 2013 bis zum Jahr 2015 wieder deutlich zurück.

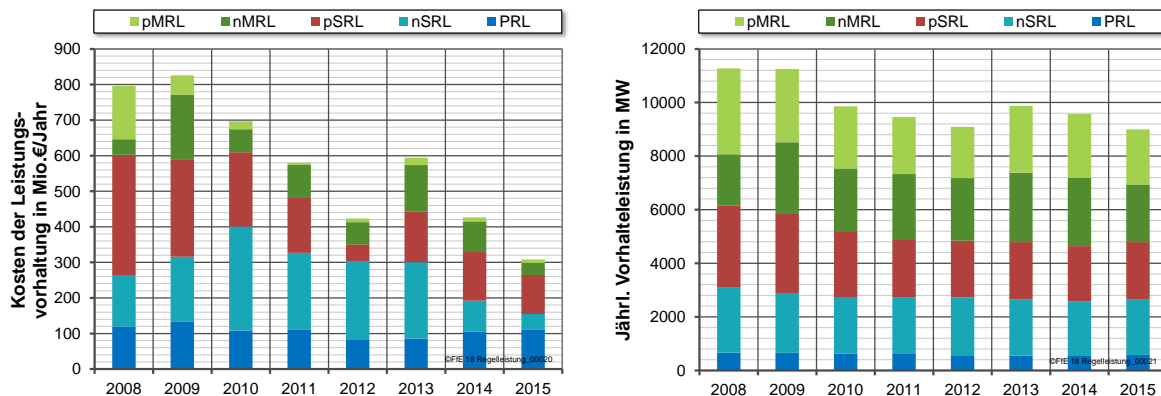


Abbildung 3-33: Kosten und Menge der Leistungsvorhaltung

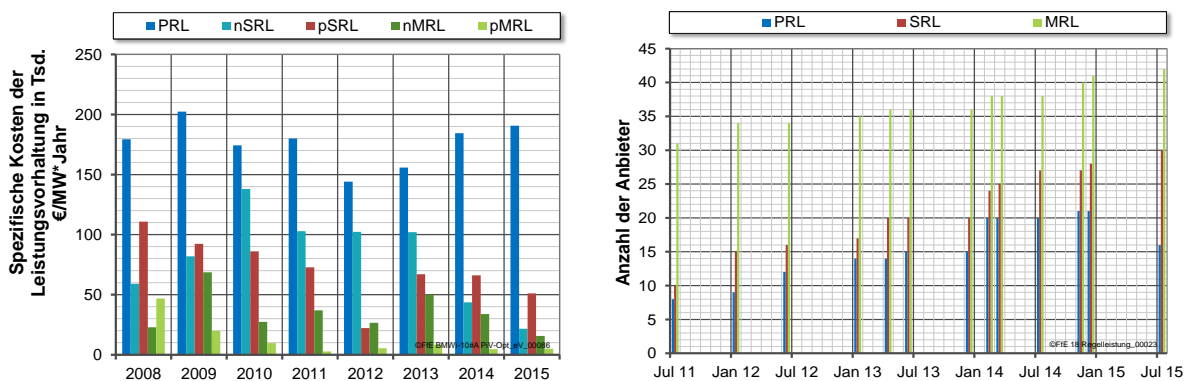


Abbildung 3-34: Spezifische Kosten der Leistungsvorhaltung und Zahl der Anbieter

Die hier abgebildeten historischen Kosten der Leistungsvorhaltung werden für die Einordnung der Einsatzoption hinzugezogen. Als Referenzkosten für den Einsatz von Speichertechnologien für die Frequenzhaltung dienen die spezifischen Kosten der Leistungsvorhaltung im Jahr 2012.

Primärregelleistung

Die Primärregelleistung wird für das gesamte ENTSO-E-Netz bemessen. Daraus entsteht der Gesamtbedarf für Deutschland, wie er in **Abbildung 3-35, links** dargestellt ist. Über den Gesamtbedarf und die Leistungspreise können die Kosten aus Systemsicht (**Abbildung 3-35, rechts**) berechnet werden. Es ist zu erkennen, dass beide Werte eine fallende Tendenz aufweisen, wobei die Kosten bis 2012 überproportional sinken. Dies lässt sich, wie im vorherigen Abschnitt bereits ausgeführt, durch die Überlagerung von optimierter Regelleistungsbeschaffung im ONRV und der steigenden Zahl von Anbietern erklären. Seit dem 12.03.2012 bezieht Swissgrid 25 MW seines Bedarfs an PRL über die deutsche Ausschreibungsplattform, seit Januar 2014 die Niederlande etwa 67 MW. (siehe **Abbildung 3-35, links**). Im April 2015 wurde diese Kooperation mit der österreichisch-schweizerischen PRL-Ausschreibung gekoppelt. Insgesamt werden so seit dem 07.04.2015 in Summe etwa 783 MW PRL gemeinschaftlich beschafft. Damit stellt diese Ausschreibung den europaweit größten zusammenhängenden Markt für PRL dar.

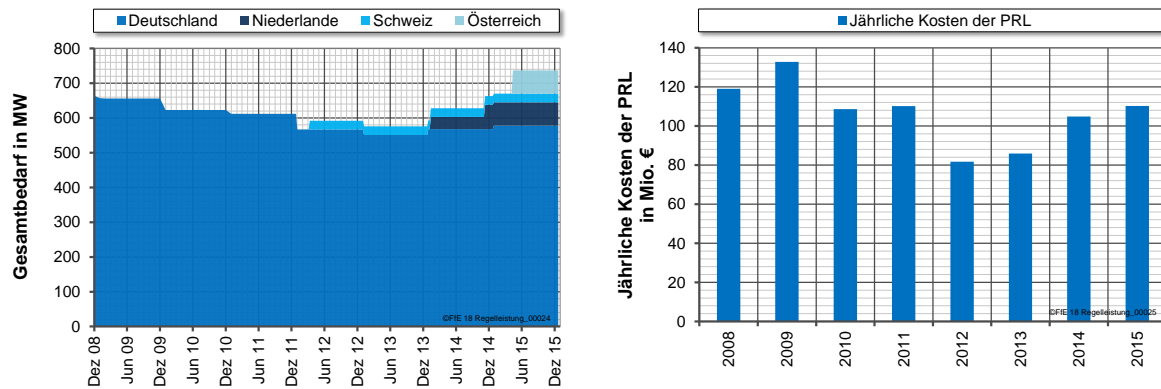


Abbildung 3-35: Bedarf und Kosten aus Systemsicht für Primärregelleistung

Dies führt zunächst zu einem erhöhten Bedarf und damit zu höheren Gesamtkosten. Zum anderen aber vergrößert sich durch diese teilweise Marktkopplung aber auch die Zahl der Anbieter, was wiederum zu einem höheren Wettbewerb und geringeren spezifischen Kosten führen sollte. **Abbildung 3-36** zeigt die Entwicklung der spezifischen Leistungspreise.

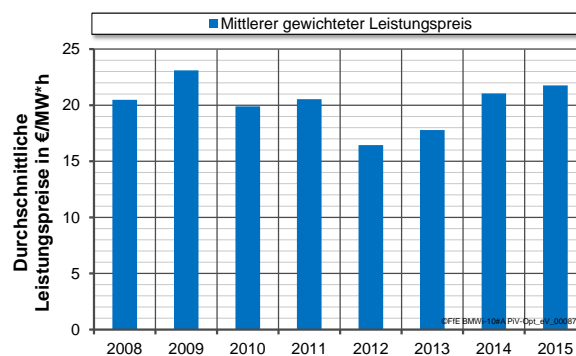


Abbildung 3-36: Mittlerer gewichteter Leistungspreis PRL

Durch die gemeinsamen Ausschreibungen konnte bislang keine Reduzierung der spezifischen Kosten erreicht werden. Dies wird aber im Rahmen dieses Berichts nicht weiter untersucht. Da bei der PRL lediglich die Angebote veröffentlicht werden, die einen Zuschlag erhalten haben, kann keine Aussage darüber getroffen werden, wie hoch die Überdeckung des Bedarfs tatsächlich war.

Sekundärregelleistung

In **Abbildung 3-37, links** ist der mittlere jährliche Leistungsabruf von SRL dargestellt. Seit 2010 ist eine Abnahme der abgerufenen Leistung (gesamte Säulenlänge) zu beobachten. Dies kann auch hier unter anderem durch die Auswirkungen des optimierten Netzregelverbunds und der Teilnahme Deutschlands an der International Grid Control Cooperation (IGCC) /FFE-20 15/ sowie dem seit Ende 2011 eingeführten 15-Minuten Intraday-Handel /FFE-21 15/ erklärt werden.

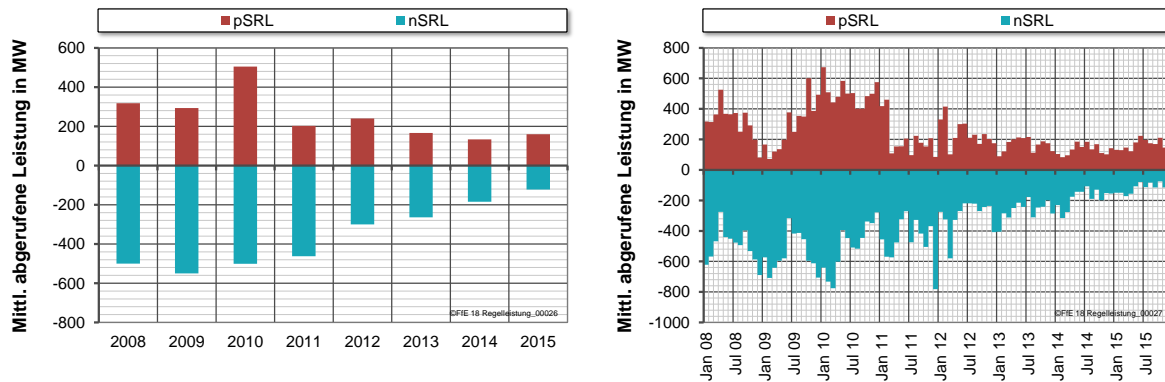


Abbildung 3-37: Mittlerer Abruf der Sekundärregelleistung

Abbildung 3-37, rechts zeigt den mittleren monatlichen Abruf der SRL. Die monatliche Auflösung der abgerufenen Leistung zeigt über die vergangenen Jahre zwar deutliche Schwankungen, eine Zuordnung zu spezifischen Ursachen ist allerdings nicht möglich. Auch bei der SRL kann keine absolute Aussage zur Überdeckung getroffen werden, da von den ÜNB lediglich die ausgeschriebene Bedarfsmenge veröffentlicht wird.

In Abbildung 3-38 sind die jährlichen Erlöse aus den mittleren Leistungspreisen der Sekundärregelleistung abgebildet. Insbesondere bei der positiven SRL ist hier bis 2012 eine deutlich fallende Tendenz zu erkennen. Diese lässt sich durch die zunehmenden Vereinfachungen im Präqualifikationsverfahren und das dadurch bedingte, steigende Angebot erklären. Der abrupte Anstieg 2013 könnte auf einen Wechsel einiger Anbieter zum 15-minütigen Intraday-Handel zurückzuführen sein. Auch im Bereich der negativen Sekundärregelleistung ist nach einem stetigen Anstieg bis 2010 eine Abnahme der jährlichen Erlöse zu erkennen. Seit dem Jahre 2013 scheint sich dieser Trend fortzusetzen.

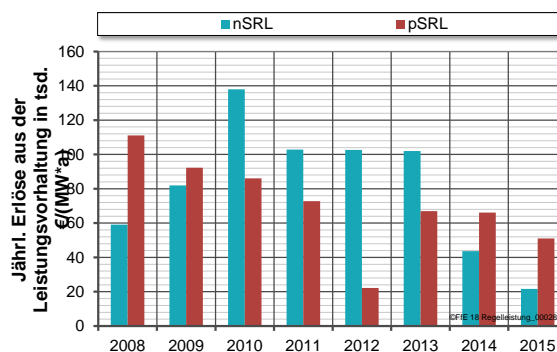


Abbildung 3-38: Erlöse aus dem mittleren Leistungspreis der Sekundärregelleistung

Minutenreserve

Im Gegensatz zur abgerufenen jährlichen PRL und SRL ist bei der positiven MRL keine eindeutige Tendenz zu erkennen (siehe Abbildung 3-39). Bezüglich der durchschnittlich abgerufenen MRL hingegen ist, insbesondere seit dem Jahr 2011, ein deutlicher Rückgang zu verzeichnen. Wie bei der SRL zeigen sich bei monatlicher Auflösung deutliche Schwankungen in der abgerufenen Leistung. Bei der negativen

MRL hingegen ist wieder, mit Ausnahme von 2011, eine deutlich fallende Tendenz zu erkennen.

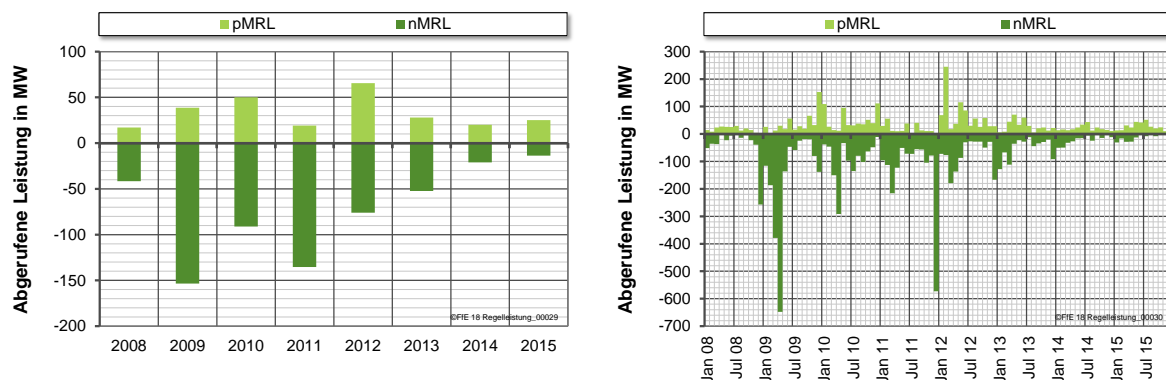


Abbildung 3-39: *Mittlerer Abruf der Minutenreserveleistung*

Wird der Verlauf von angebotener und bezuschlagter MRL (**Abbildung 3-40**) betrachtet, zeigt sich, dass beide relativ konstant geblieben sind. Weiterhin ist bei positiver wie negativer MRL der Bedarf bis auf sehr wenige Ausnahmesituationen immer deutlich durch das Angebot gedeckt. Ein Trend ist auch bei dieser sogenannten Überdeckung nicht zu erkennen.

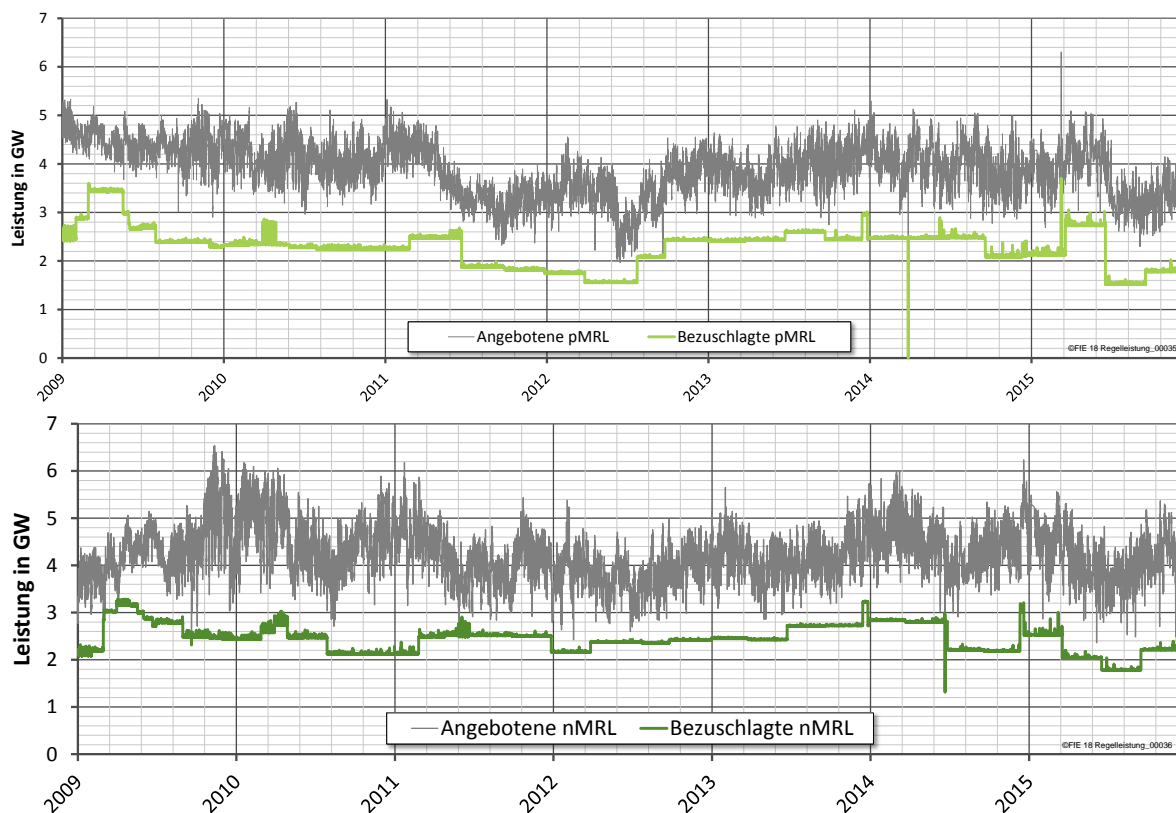


Abbildung 3-40: *Angebot und Nachfrage MRL*

In **Abbildung 3-41 links** sind die mit der Leistungsvorhaltung der MRL verbundenen, durchschnittlichen Erlöse der Anbieter dargestellt. Da diese über die Netzentgelte auf

das Gesamtsystem umgelegt werden, ist eine Aussage zu der Entwicklung der mit der MRL-Bereitstellung verbundenen Systemkosten zulässig. Bei den Kosten für die positive MRL ist eine deutliche Abnahme zu erkennen, während der Verlauf der Kosten für die negative MRL keine eindeutige Tendenz aufweist. Im rechten Diagramm ist die Entwicklung der mittleren gewichteten Arbeitspreise aus Sicht der Anbieter dargestellt. Hierbei gilt die Konvention, dass ein positiver Geldfluss dem Stromfluss entgegengerichtet ist. Das bedeutet im Falle der negativen MRL, dass die Anbieter zunehmend für die Bereitstellung der (negativen) Leistung entlohnt werden, während sie vor 2011 noch für diese aufkommen mussten. Bei den Arbeitspreisen der positiven MRL hingegen ist kein eindeutiger Trend zu verzeichnen.

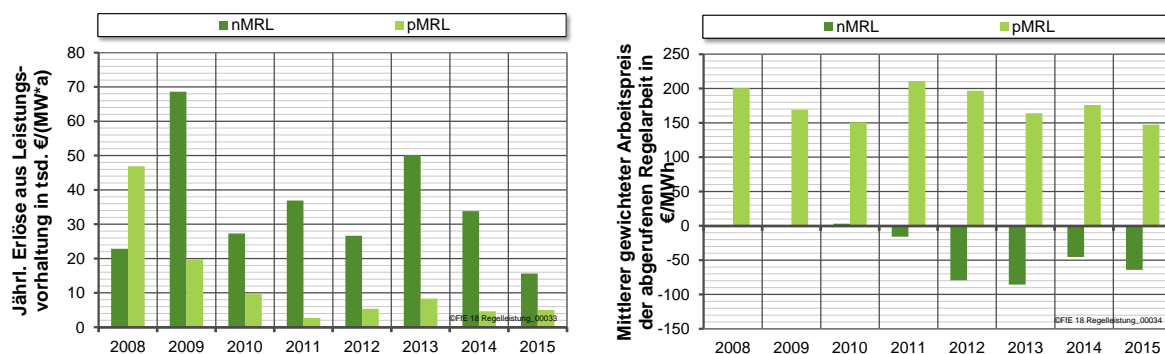


Abbildung 3-41: *Mögliche Erlöse aus der Leistungsvorhaltung und mittlere Arbeitspreise der MRL*

Zusammenfassung und Fazit

Insgesamt ist zunächst deutlich hervorzuheben, dass eine exakte Analyse des Regelleistungsmarktes aufgrund der vielen, teilweise sich überlagernden und konträren Einflussfaktoren nur sehr bedingt möglich ist. Dennoch sind grundlegende Tendenzen zu erkennen, die hier noch einmal zusammengefasst dargestellt werden sollen:

1. Eine mit der Vergrößerung des Regelgebiets einhergehende Nutzung von Synergieeffekten reduziert den Bedarf. Dieses Potenzial ist durch die Gründung des ONRV im deutschen Regelgebiet weitestgehend ausgeschöpft. Durch die internationale Erweiterung des ONRV im Bereich der Sekundärregelleistung konnten weitere Optimierungspotenziale gehoben und der Abruf reduziert werden. Durch eine Ausdehnung dieser Kooperation auf andere Länder oder Regelleistungsprodukte könnten sowohl spezifische Kosten, also auch der Bedarf an Regelleistung weiter reduziert werden.
2. Die Öffnung der Märkte erhöht die Zahl von Anbietern und damit den Wettbewerb und sorgt so für eine Reduktion der kumulierten Gesamtkosten. Insbesondere im Rahmen der Energiewende sollten die technischen sowie regulatorischen Voraussetzungen geschaffen werden, um auch erneuerbare Energieträger für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen vorzubereiten. Auch hier verspricht ein Ausbau der internationalen Kooperationen weitere Kostenreduktionen.

3. Bisher sind keine signifikanten Auswirkungen des steigenden Anteils volatiler erneuerbarer Energieträger an der Stromerzeugung auf den Regelleistungsmarkt zu erkennen. Das Angebot reicht weiterhin aus, um den Bedarf zu decken.

Entwicklung des Bedarfs

Eine ausführliche Analyse zur zukünftigen Entwicklung des Bedarfs an Regelleistung bietet die dena-Studie Systemdienstleistungen 2030 /DENA-02 14/. Demnach ist davon auszugehen, dass insbesondere der Bedarf an positiver (+90 %) und negativer (+70 %) Minutenreserve bis 2030 deutlich zunehmen wird. Auch der Bedarf und insbesondere die Abrufhäufigkeit von Sekundärregelleistung werden sich dementsprechend in geringem Umfang erhöhen. Diese Zunahme ist hauptsächlich durch den verstärkten Ausbau erneuerbarer Energieträger wie Wind und Photovoltaik und dem damit einhergehenden, wachsenden Effekt von Prognosefehlern der Erzeugung begründet. Durch eine weitere Intensivierung der internationalen Kooperation zur Regelleistungsbereitstellung sowie eine Vereinfachung des Marktzugangs kann dieser Tendenz allerdings entgegengewirkt werden.

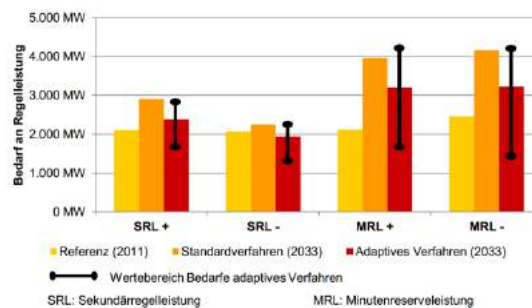


Abbildung 3-42: Abschätzung des zukünftigen Regelleistungsbedarfs nach /DENA-02 14/

Anforderungen

Um den Bedarf an Regelleistung möglichst kostengünstig zu decken, beschaffen sich die Übertragungsnetzbetreiber die Regelleistungsprodukte über ein regelmäßig durchgeführtes, marktbasierendes Auktionsverfahren. Um mit einer Anlage am Regelleistungsmarkt teilnehmen zu können, muss der Anbieter verschiedene Anforderungen erfüllen. Diese werden in einem Präqualifikationsverfahren vom jeweiligen ÜNB überprüft und sind im sogenannten TransmissionCode 2007 "Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber" /VDN-03 07/ dokumentiert.

Je nach Art der Regelleistung werden diese wöchentlich (PRL und SRL) oder täglich (MRL) vermarktet und auf verschiedene Weise vergütet. Primärregelleistung wird in 1 MW_{el}-Blöcken gehandelt und durch einen Leistungspreis vergütet, welcher unabhängig von der Dauer der tatsächlichen Nutzung gezahlt wird. Die Ausschreibung der PRL erfolgt symmetrisch, sodass hier nicht zwischen positiver und negativer Regelleistung unterschieden wird. Dahingegen werden bei SRL und MRL sowohl positive als auch negative Blöcke zu jeweils mind. 5 MW_{el} gehandelt. Diese werden zum einen durch einen Leistungspreis für die Vorhaltung der Leistung und zum anderen durch einen Arbeitspreis für die tatsächlich abgerufene Regelenergie vergütet.

Tabelle 3-24 gibt einen Überblick über die verschiedenen Regelleistungsarten und deren spezifische technische und marktwirtschaftliche Anforderungen.

Tabelle 3-24: *Überblick über die Anforderungen und Charakteristika der einzelnen Regelleistungsarten*

	Primärregelleistung	Sekundärregelleistung	Minutenreserve
Angebotsgröße	±1 MW (bis 27.06.2011 5 MW)	5 MW (bis 27.06.2011 10 MW)	5 MW (bis 03.07.2012 10 MW)
Poolbar?	Ja, innerhalb einer Regelzone	Ja, innerhalb einer Regelzone Regelzonenübergreifend nur zur Erreichung der Mindestangebotsgröße	Ja, innerhalb einer Regelzone Regelzonenübergreifend nur zur Erreichung der Mindestangebotsgröße
Aktivierungsgeschwindigkeit	30 s	5 min	15 min
Arbeitsverfügbarkeit	100 % des Vermarktungszeitraums (Präqualifikation: 15 min am Stück)	100 % des Vermarktungszeitraums 4 Stunden am Stück für Anlagen mit begrenztem Arbeitsvermögen (z.B. Speicher)	100 % des Vermarktungszeitraums
Abruf	automatisch	automatisch	online
Vermarktungszeitraum	wöchentlich (bis 27.06.2011 monatlich)	wöchentlich (bis 27.06.2011 monatlich)	täglich
Intervalldauer	gesamter Ausschreibungszeitraum 24 h täglich	HT: 8-20 Uhr NT: 0-8 und 20-24 Uhr (inkl. an Sa, So und Feiertage von 0-24 Uhr)	4 h-Blöcke
Vergütung	Leistungspreis	Leistungspreis & Arbeitspreis	Leistungspreis & Arbeitspreis
Marktvolumen DE	~ 600 MW	~ ± 2.300 MW	~ ± 2.400 MW
Typische Anlagen	hauptsächlich fossile Kraftwerke	fossile, Pumpspeicher-, virtuelle Kraftwerke, Power2Heat	fossile, Pumpspeicher-, virtuelle Kraftwerke

Basisdaten

Aus den in Tabelle 3-24 dargestellten Anforderungen sowie der Beschreibung des Bedarfs und der Kosten ergeben sich die Basisdaten in **Tabelle 3-25**.

Tabelle 3-25: Basisdaten ‚Frequenzhaltung‘ (1/2)¹⁰

Kategorie	Parameter	Wert
(1) Anforderungen	Regulatorisch	<i>Mindestleistung für Markteintritt:</i> PRL: $>\pm 1 \text{ MW}_{\text{el}}$ (gleichzeitig positiv und negativ) SRL und MRL: $>5 \text{ MW}_{\text{el}}$ Weitere regulatorische Anforderungen sind in den folgenden Parametern enthalten.
	Aktivierungszeit*	PRL: $<30 \text{ s}$ SRL: $<5 \text{ min}$ MRL: $<15 \text{ min}$
	Leistungsgradient	für Frequenzhaltung in Aktivierungszeit berücksichtigt
	Dauer der Be- bzw. Entladung	PRL: prinzipiell gesamter Vermarktungszeitraum, für die Berechnung wird auf Basis zahlreicher Praxisbeispiele eine Auslegung auf 1 h angenommen SRL: je nach Vermarktungszeitraum bis zu mehrere Tage, 4 h für Anlagen mit begrenztem Arbeitsvermögen MRL: 4 h
	Vorhaltdauer	k.A. (für SRL und MRL getrenntes Anbieten von negativer und positiver Leistung)
(2) Bedarf	Einsatzstunden	k.A. (Da die Leistungsvorhaltung entscheidend ist, wird der tatsächliche Abruf des Speicher im Rahmen der volkswirtschaftlichen Betrachtung nicht näher untersucht.)
	Bereitzustellende Leistung	<i>Gesamt (2012):</i> PRL: dreistelliger MW_{el} -Bereich ($592 \text{ MW}_{\text{el}}$) nSRL/ pSRL: einstelliger GW_{el} -Bereich ($2,1 \text{ GW}_{\text{el}}$) nMRL: einstelliger GW_{el} -Bereich ($2,4 \text{ GW}_{\text{el}}$) pMRL: einstelliger GW_{el} -Bereich ($1,6 \text{ GW}_{\text{el}}$) <i>Einzelne Speicher/Speicherpools (10 %-Kriterium):</i> PRL: zweistelliger MW_{el} -Bereich ($59 \text{ MW}_{\text{el}}$) nSRL/ pSRL: dreistelliger MW_{el} -Bereich ($210 \text{ MW}_{\text{el}}$) nMRL/ pMRL: dreistelliger MW_{el} -Bereich ($240/ 160 \text{ MW}_{\text{el}}$)
	Bereitzustellende Kapazität	<i>Gesamt:</i> PRL: dreistelliger MWh_{el} -Bereich (mind. $592 \text{ MW}_{\text{el}} \times 1 \text{ h} = 592 \text{ MWh}_{\text{el}}$) nSRL/ pSRL: einstelliger GWh_{el} -Bereich (mind. $2,1 \text{ GW}_{\text{el}} \times 4 \text{ h} = 8,4 \text{ GWh}_{\text{el}}$) nMRL/ pMRL: einstelliger GWh_{el} -Bereich (mind. $2,4/ 1,6 \text{ GW}_{\text{el}} \times 4 \text{ h} = 9,6/ 6,4 \text{ GWh}_{\text{el}}$) <i>Einzelne Speicher/Speicherpools (10 %-Kriterium):</i> PRL: zweistelliger MWh_{el} -Bereich (mind. $59 \text{ MWh}_{\text{el}}$) nSRL/ pSRL: dreistelliger MWh_{el} -Bereich (mind. $840 \text{ MWh}_{\text{el}}$) nMRL/ pMRL: dreistelliger MWh_{el} -Bereich (mind. $960/ 640 \text{ MWh}_{\text{el}}$)

*Im Gegensatz zu den anderen Einsatzoptionen bezeichnet die Aktivierungszeit für die Frequenzhaltung die Zeit, in der die gesamte Leistung verfügbar sein muss (Aktivierung + Hochfahren).

¹⁰ Die Definitionen der Parameter sowie die Ableitung der Werte für einzelne Speicher und Speicherpools werden in Tabelle 3-1 erläutert.

Tabelle 3-26: Basisdaten ‚Frequenzhaltung‘ (2/2)

Kategorie	Parameter	Wert
(3) Kosten	Strombezugskosten	k.A. (Da die Leistungsvorhaltung entscheidend ist, wird der tatsächliche Abruf des Speicher im Rahmen der volkswirtschaftlichen Betrachtung nicht näher untersucht.)
	Referenzkosten	Spezifische Kosten der Leistungsvorhaltung (2012-2014): PRL: ~157 Tsd. €/MW _x a nSRL: ~83 Tsd. €/MW _x a pSRL: ~52 Tsd. €/MW _x a nMRL: ~37 Tsd. €/MW _x a pMRL: ~6 Tsd. €/MW _x a
	Systemkosten	Kosten der Leistungsvorhaltung (2012): insgesamt ca. 425 Mio. € PRL: ~80 Mio. € SRL: ~270 Mio. € MRL: ~75 Mio. € Trend 2009 bis 2012 stark fallend, in 2013 steigend auf 600 Mio. € und in 2014 wieder fallend auf 420 Mio. €

Identifikation relevanter Speichertechnologien

Primärregelleistung muss gleichzeitig in positiver und negativer Richtung angeboten werden. Daher entfallen sowohl Power2Heat mit Wärmespeicher als auch Power2Gas als Speichertechnologien, denn es wäre ein durchgehender Teillastbetrieb erforderlich, welcher jedoch von der Wärme- bzw. Gasnachfrage abhängig ist. Da für die PRL eine Aktivierungszeit unter 30 Sekunden notwendig ist und für virtuelle Kraftwerke mit einer Vielzahl von Anlagen diese Ansprechzeit noch nicht nachgewiesen wurde, werden zudem die Flexibilisierungsoptionen mit einer großen Anlagenzahl als nicht geeignet eingestuft.

Die Lastflexibilisierung in der Industrie ist für die PRL insofern nicht relevant, da die Anforderungen nur von wenigen Industrieanlagen erfüllt werden, so dass das Potenzial als gering einzustufen ist. Auch das technische Potenzial der Flexibilisierung der Laufwasserkraft ist durch strenge Auflagen stark eingeschränkt. Das zusätzliche PRL-Potenzial durch Erweiterung einer KWK-Anlage mit einem Wärmespeicher ist stark anlagenabhängig, so dass diese Speichertechnologie im Rahmen dieser Betrachtung als nicht relevant klassifiziert wird.

Tabelle 3-27: Identifikation geeigneter und relevanter Speichertechnologien für die Bereitstellung von Primärregelleistung

Kategorie	Parameter	Wert	Nicht geeignete Speichertechnologien
(1) Anforderungen	Regulatorisch	$>\pm 1 \text{ MW}_{\text{el}}$ (gleichzeitig positiv und negativ)	Power2Heat mit Wärmespeicher Power2Gas
	Aktivierungszeit	<30 s	Lastflexibilisierung von Haushaltsgeräten Power2Heat in privaten Haushalten Gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen Batteriespeicher in privaten Haushalten
	Leistungsgradient	in Aktivierungszeit berücksichtigt	---
	Dauer der Be- bzw. Entladung	auf Basis von Praxisbeispielen: 1 h	---
	Vorhaltdauer	k.A.	---
Kategorie	Parameter	Wert	Nicht relevante Speichertechnologien
(2) Bedarf	Bereitzustellende Leistung	<i>Gesamt (2012):</i> PRL: dreistelliger MW_{el} -Bereich (592 MW_{el}) <i>Einzelne Speicher/Speicherpools (10 %-Kriterium):</i> PRL: zweistelliger MW_{el} -Bereich (59 MW_{el})	Lastflexibilisierung der Industrie Flexibilisierung der KWK mit Wärmespeicher Flexibilisierung der Laufwasserkraft
	Bereitzustellende Kapazität	<i>Gesamt:</i> PRL: dreistelliger MWh_{el} -Bereich (mind. $592 \text{ MW}_{\text{el}} \times 1 \text{ h} = 592 \text{ MWh}_{\text{el}}$) <i>Einzelne Speicher/Speicherpools (10 %-Kriterium):</i> PRL: zweistelliger MWh_{el} -Bereich (mind. 59 MWh_{el})	

Aufgrund der geringeren Anforderungen hinsichtlich der Aktivierungszeit wird für die Bereitstellung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve nur die Flexibilisierung der stromintensiven Industrie mit Produktionsausfall als nicht geeignet bewertet. Zudem werden die Flexibilisierung der KWK mit Wärmespeicher und die Flexibilisierung der Laufwasserkraft als nicht relevant eingestuft.

Tabelle 3-28: Identifikation geeigneter und relevanter Speichertechnologien für die Bereitstellung von Sekundärregelleistung

Kategorie	Parameter	Wert	Nicht geeignete Speichertechnologien
(1) Anforderungen	Regulatorisch	>5 MW _{el}	---
	Aktivierungszeit	<5 min	Flexibilisierung in der stromintensiven Industrie mit Produktionsausfall
	Leistungsgradient	für Frequenzhaltung in Aktivierungszeit berücksichtigt	---
	Dauer der Be- bzw. Entladung	je nach Vermarktungszeitraum bis zu mehreren Tagen, 4 h für Anlagen mit begrenztem Arbeitsvermögen	---
	Vorhaltdauer	k.A. (für SRL und MRL getrenntes Anbieten von negativer und positiver Leistung)	---
Kategorie	Parameter	Wert	Nicht relevante Speichertechnologien
(2) Bedarf	Bereitzustellende Leistung	<i>Gesamt (2012):</i> nSRL/ pSRL: einstelliger GW _{el} -Bereich (2,1 GW _{el}) <i>Einzelne Speicher/Speicherpools (10 %-Kriterium):</i> nSRL/ pSRL: dreistelliger MW _{el} -Bereich (210 MW _{el})	Flexibilisierung der KWK mit Wärmespeicher Flexibilisierung der Laufwasserkraft Flexibilisierung von Haushaltsgeräten
	Bereitzustellende Kapazität	<i>Gesamt:</i> nSRL/ pSRL: einstelliger GWh _{el} -Bereich (mind. 2,1 GW _{el} × 4 h = 8,4 GWh _{el}) <i>Einzelne Speicher/Speicherpools (10 %-Kriterium):</i> nSRL/ pSRL: dreistelliger MWh _{el} -Bereich (mind. 840 MWh _{el})	

Die Flexibilisierung der Laufwasserkraft ist aufgrund ihres eingeschränkten Potenzials nicht relevant. Das zusätzliche Potenzial zur Bereitstellung von Regelleistung durch Vergrößerung des Wärmespeichers einer KWK-Anlage ist stark anlagenabhängig. Relevant für die Bereitstellung von SRL und MRL ist jedoch die Installation einer zusätzlichen Power2Heat-Anlage mit Wärmespeicher.

Besonderheiten in Bezug auf die betrachteten Speichertechnologien ergeben sich für Power2Gas und Power2Heat. Für beide Technologien beschränkt sich die Betrachtung auf die Bereitstellung negativer SRL und MRL. Dies ist dadurch bedingt, dass die Bereitstellung positiver Regelleistung einen Dauerbetrieb erforderlich macht, dieser jedoch von der Gas- bzw. Wärmenachfrage abhängig ist.

Tabelle 3-29: Identifikation geeigneter und relevanter Speichertechnologien für die Bereitstellung von Minutenreserve

Kategorie	Parameter	Wert	Nicht geeignete Speichertechnologien
(1) Anforderungen	Regulatorisch	>5 MW _{el}	---
	Aktivierungszeit	<15 min	Flexibilisierung in der stromintensiven Industrie mit Produktionsausfall
	Leistungsgradient	für Frequenzhaltung in Aktivierungszeit berücksichtigt	---
	Dauer der Be- bzw. Entladung	4 h	---
	Vorhaltungsdauer	k.A. (für SRL und MRL getrenntes Anbieten von negativer und positiver Leistung)	---
Kategorie	Parameter	Wert	Nicht relevante Speichertechnologien
(2) Bedarf	Bereitzustellende Leistung	<i>Gesamt (2012):</i> nMRL: einstelliger GW _{el} -Bereich (2,4 GW _{el}) pMRL: einstelliger GW _{el} -Bereich (1,6 GW _{el}) <i>Einzelne Speicher/Speicherpools (10 %-Kriterium):</i> nMRL/ pMRL: dreistelliger MW _{el} -Bereich (240/ 160 MW _{el})	Flexibilisierung der KWK mit Wärmespeicher Flexibilisierung der Laufwasserkraft Flexibilisierung von Haushaltsgeräten
	Bereitzustellende Kapazität	<i>Gesamt:</i> nMRL/ pMRL: einstelliger GWh _{el} -Bereich (mind. 2,4/ 1,6 GW _{el} × 4 h = 9,6/ 6,4 GWh _{el}) <i>Einzelne Speicher/Speicherpools (10 %-Kriterium):</i> nMRL/ pMRL: dreistelliger MWh _{el} -Bereich (mind. 960/ 640 MWh _{el})	

Kostenreduktionspotenzial

Wie **Tabelle 3-30** zeigt, können sowohl Großbatteriespeicher als auch diabate Druckluftspeicher zu einer Kostenreduktion führen. Das Potenzial eines Großbatteriespeichers ist jedoch stark von der im Rahmen der Präqualifikation geforderten Auslegung und die Möglichkeit der PRL-Bereitstellung durch Pump- und Druckluftspeicher von dem jeweiligen Betriebszustand abhängig. Zudem werden hier nur die Leistungsbereitstellung, nicht jedoch die Verluste im Betrieb berücksichtigt.

Tabelle 3-30: *Kostenreduktionspotenzial relevanter Speichertechnologien für die Bereitstellung von Primärregelleistung*

Technologie	Kostenreduktionspotenzial	
	Zubau	Flexibilisierung
Pumpspeicherkraftwerke		X
Druckluftspeicherkraftwerke (diabat)		X
Druckluftspeicherkraftwerke (adiabat)		X
Stationäre Großbatteriespeicher (Lithium-Ionen)		X

Für die negative Sekundärregelleistung hingegen ist insbesondere für die Flexibilisierung in der Industrie ohne Produktionsausfall sowie Power2Heat ein Kostenreduktionspotenzial gegeben. Für Power2Gas hängt das tatsächlich realisierbare Kostenreduktionspotenzial stark von der Auswirkung eines flexiblen Betriebs auf die Lebensdauer der Komponenten ab.

Tabelle 3-31: *Kostenreduktionspotenzial relevanter Speichertechnologien für die Bereitstellung von negativer und positiver Sekundärregelleistung (nSRL und pSRL)*

Technologie	Kostenreduktionspotenzial			
	Zubau		Flexibilisierung	
	nSRL	pSRL	nSRL	pSRL
Power2Heat mit Wärmespeicher		X	X	X
Power2Heat in Haushalten (hybride Heizsysteme)		X	X	X
Power2Gas (H ₂)		X	X	X
Flexibilisierung in der stromintensiven Industrie ohne Produktionsausfall	X	X		
Flexibilisierung von Querschnittstechnologien in der Industrie	X	X		
Flexibilisierung Power2Heat in Haushalten (NSH)	X	X		
Flexibilisierung Power2Heat in Haushalten (WP)	X	X		
Druckluftspeicherkraftwerke (adiabat und diabat)			X	X
Pumpspeicherkraftwerke			X	X
Power2Gas (CH ₄)		X	X	X
Gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen	X	X		
Stationäre Großbatteriespeicher (Lithium-Ionen)			X	X
Batteriespeicher in privaten Haushalten			X	X

Aufgrund der geringeren Referenzkosten existiert ein Kostenreduktionspotenzial für die negative MRL nur für die Lastflexibilisierung in der Industrie und für Power2Heat mit Wärmespeicher.

Tabelle 3-32: *Kostenreduktionspotenzial relevanter Speichertechnologien für die Bereitstellung von negativer und positiver Minutenreserve (nMRL und pMRL)*

Technologie	Kostenreduktionspotenzial			
	Zubau		Flexibilisierung	
	nMRL	pMRL	nMRL	pMRL
Power2Heat mit Wärmespeicher				
Flexibilisierung in der stromintensiven Industrie ohne Produktionsausfall				
Flexibilisierung von Querschnittstechnologien in der Industrie				
Power2Heat in Haushalten (hybride Heizsysteme)				
Flexibilisierung Power2Heat in Haushalten (NSH und WP)				
Druckluftspeicherkraftwerke (adiabat und diabat)				
Pumpspeicherkraftwerke				
Power2Gas (H ₂)				
Power2Gas (CH ₄)				
Gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen				
Stationäre Großbatteriespeicher (Lithium-Ionen)				
Batteriespeicher in privaten Haushalten				

3.2.7 Bereitstellung gesicherter Leistung

Die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien ist schwer planbar und nur ein kleiner Anteil der installierten Leistung kann als gesicherte Leistung gewertet werden. Demzufolge ist durch steuerungsfähige Erzeugungseinheiten der Großteil der Maximallast zu decken. Speicher können durch gezieltes Be- und Entladen einen Beitrag zur gesicherten Erzeugungsleistung leisten.

Beschreibung

Konventionelle Kraftwerke erbringen abgesehen von Kraftwerksausfällen und kurzzeitigen Brennstoffengpässen den Großteil der gesicherten Leistung. Letzteres wird im Allgemeinen bei der Bestimmung der gesicherten Leistung durch konventionelle Kraftwerke vernachlässigt. Der Beitrag von Speichern zur Bereitstellung gesicherter Leistung bemisst sich zum einen an der speicherbaren Energiemenge (Energiekriterium) und zum anderen an der Be- und Entladeleistung (Leistungskriterium).

Bedarf

Die für die Systemstabilität zusätzlich zur Lastdeckung erforderlichen Kraftwerkskapazitäten ergeben sich vorrangig aus geplanten und ungeplanten Nichtverfügbarkeiten sowie der notwendigen Reserve für Systemdienstleistungen. Dies bedeutet, dass höhere Kraftwerkskapazitäten vorgehalten werden müssen als rein für die Deckung der im Winter auftretenden Maximallast notwendig wären. Berechnungen

mit Daten aus /UENB-01 12/ weisen einen Bedarf in Höhe von etwa 106 % der Jahreshöchstlast als gesicherte Leistung aus. Eine Analyse der stündlichen Lastwerte, wie sie von der ENTSO-E für die öffentliche Versorgung ausgewiesen werden, zeigt, dass die Maximallast seit 2007 am 1.12.2012 in einer Höhe von 79,9 GW_{el} auftrat /ENTSOE-02 14/. Bislang kann die erforderliche gesicherte Leistung prinzipiell durch den bestehenden Kraftwerkspark erbracht werden. Dies zeigt eine Analyse des Kraftwerksparks in Kapitel 4. Die gleiche Analyse zeigt, dass ab 2022 jedoch damit zu rechnen ist, dass die gesicherte Leistung nicht mehr durch den bestehenden Kraftwerkspark erbracht werden und es bis 2030 zu einer Deckungslücke von mehr als 10 GW kommen kann.

Allerdings werden bereits heute durch die Bundesnetzagentur im Rahmen der Reservekraftwerksverordnung (ResKV) /BMWI-06 13/ mehrere GW an Reservekraftwerksbedarf ausgewiesen (vgl. **Abbildung 3-43**). Die Motivation hierfür ist durch Netzengpässe gegeben. Aufgrund der derzeit bestehenden regionalen Engpässe im Süden Deutschlands ist es bis zur Fertigstellung wichtiger Netzausbauprojekte erforderlich, Reservekraftwerke für besondere Belastungssituationen – insbesondere während der Wintermonate – vorzuhalten, die außerhalb des Energiemarktes zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems eingesetzt werden können. Zudem soll zur Vermeidung einer Verschärfung dieser Situation die weitere Stilllegung von gesicherter Erzeugungskapazität verhindert werden. Die jüngste Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes hat daher die Möglichkeiten geschaffen, Anlagen, welche vom Betreiber stillgelegt werden sollen, vorläufig im Betrieb zu halten, wenn dies zur Gewährleistung der Systemsicherheit erforderlich ist.

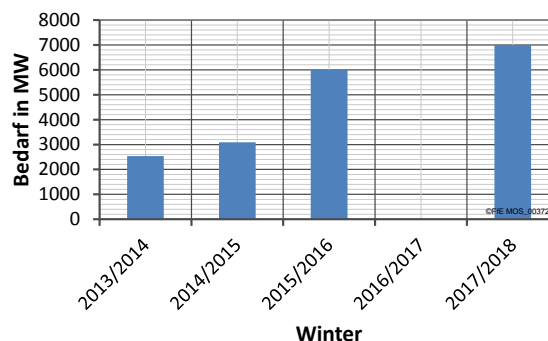


Abbildung 3-43: *Entwicklung des Bedarfs an Reservekraftwerken nach /BNETZA-06 14/(für den Winter 2016/2017 liegen keine Angaben vor)*

Bis vor kurzem wurde die Versorgungssicherheit als eine rein nationale Angelegenheit wahrgenommen. Nach Maßnahme 18 aus /BMWI-03 15/ und den Plänen der Übertragungsnetzbetreiber /NEP-01 15/ wird sich dies in Zukunft jedoch ändern. Durch geöffnete Elektrizitätsmärkte und ein funktionierendes europäisches Verbundnetz wird der Reservebedarf weiter sinken. Darüber hinaus wird sich die europäische Marktkopplung voraussichtlich auch auf die in den Gebieten installierte Kraftwerksleistung auswirken. Aufgrund der zentralen Lage in Europa und den bereits vorhandenen Kuppelkapazitäten gilt dies insbesondere für das deutsch-österreichische Marktgebiet /FFE-42 14/. Für die folgenden vereinfachten Betrachtungen wird noch von einem rein nationalen Ansatz ausgegangen.

Anforderungen

Die Anforderungen an Speicher zur Bereitstellung von gesicherter Leistung lassen sich anhand eines Gedankenexperimentes nachvollziehen. Das folgende Gedankenexperiment gibt Aufschluss darüber, welchen Beitrag Tagesspeicher theoretisch zur gesicherten Erzeugung leisten können und welche Speicherkapazität, Be- und Entladeleistung dafür zur Verfügung stehen müssten:

Zunächst werden die stündlichen Lastwerte, wie sie von der ENTSO-E für die öffentliche Versorgung ausgewiesen werden, analysiert. Die Maximallast trat dabei am 1.12.2012 mit einer Höhe von 79,9 GW_{el} auf. Der Lastverlauf sowie die mittlere Tageslast ist in **Abbildung 3-44** dargestellt. Die mittlere Tageslast lag um etwa 8,7 GW_{el} unterhalb der Maximallast. Dies entspricht dem hypothetischen Maximalbeitrag von Tagesspeichern zur Bereitstellung gesicherter Leistung.

Wird analog zu Pumpspeicherkraftwerken von einem Verfügbarkeitsfaktor der Speicher von 0,8 ausgegangen /UENB-01 12/, so könnten Tagesspeicher mit einer installierten Entladeleistung von 11 GW_{el} den Bedarf an verfügbaren Kraftwerken um 8,7 GW_{el} senken.

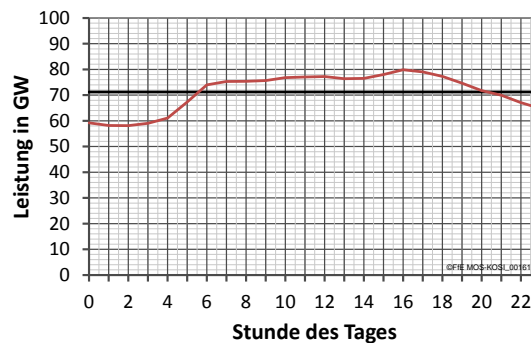


Abbildung 3-44: Lastgang der öffentlichen Versorgung am Tag der Maximallast (rot) sowie die mittlere Tageslast (schwarz) /ENTSOE-02 14/

Bisher erfolgte die Bewertung nur über das Leistungskriterium für die Entladung. Wird das Energiekriterium betrachtet, so müssen über den gesamten Tag ca. 76 GWh_{el} bereitgestellt werden, wenn die konventionelle Erzeugung der mittleren Tageslast entspricht. Andererseits können bei einer konventionellen Erzeugung in Höhe der mittleren Tageslast über den Tag hinweg 76 GWh_{el} aus dem Netz bezogen werden. Nun ist zu berücksichtigen, dass bei Be- und Entladevorgängen stets Speicherverluste anfallen. Bei guten Pumpspeicherkraftwerken liegen diese bei ca. 20 %. Bei einem Speichernutzungsgrad von 20 % würden bei einem nächtlichen Netzbezug von 76 GWh_{el} somit 15,3 GWh_{el} tagsüber nicht zur Verfügung stehen.

Im Gegensatz zu den Betrachtungen des Spitzenlastbeitrages von erneuerbaren Erzeugern zum Zeitpunkt der Maximallast (vgl. /UENB-01 12/) wurden selbst am schlechtesten Tag der Produktion aus erneuerbaren Erzeugern in den letzten drei Jahren – bei einer installierten Leistung von 60 GW_{el} Wind und 60 GW_{el} PV – ca. 20 GWh_{el} zwischen 6 und 20 Uhr eingespeist. Die Speicherverluste könnten damit wieder ausgeglichen werden.

Bei Tagesspeichern ist aufgrund der kürzeren Ladedauer und der stärkeren Lastschwankung in den Nachtstunden die zu installierende Ladeleistung jedoch höher

als die Beladeleistung. Die gesicherte Beladeleistung müsste bei etwa 13 GW_{el} liegen, um die 76 GWh_{el} aus dem Netz zu beziehen. Bereits heute sind in Deutschland ca. 6,7 GW_{el} Pumpleistung vorhanden. Nach dem Leistungskriterium können somit 5,4 GW_{el} gesicherte Leistung durch Speicher bereitgestellt werden. Aus energetischer Sicht würden damit 33,4 GWh_{el} über den Tag hinweg bereitgestellt werden. Bei einer Speicherkapazität von ca. 40 GWh_{el} der Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland ist damit auch das Energiekriterium erfüllt. Der Maximalbeitrag neuer Tagesspeicher zur gesicherten Leistung liegt somit bei 3,3 GW_{el}, da von den erforderlichen 8,7 GW_{el} bereits 5,4 GW_{el} durch bestehende Pumpspeicherkraftwerke bereitgestellt werden können.

Es ist zu beachten, dass diese Überlegungen nur unter der Voraussetzung gelten, dass der Tageslastgang in etwa gleich bleibt. Zwar könnte ein Ausstieg aus der Nachtspeicherheizungstechnologie dem entgegenwirken, jedoch wird das Laden von Elektrofahrzeugen auch in Zukunft tendenziell in den Nachtstunden stattfinden. Damit könnten Elektrofahrzeuge eine Abkehr von Nachtspeicherheizungen kompensieren.

Das Gedankenexperiment erlaubt folgendes Fazit: Tagesspeicher können einen maximalen Beitrag von knapp 9 GW_{el} zur gesicherten Leistung leisten. Die Betrachtung erfolgte dabei auf den stündlichen Lastdaten der ENTSO-E seit dem Jahr 2007. Sollten Kurzzeitspeicher zur Bereitstellung gesicherter Leistung verwendet werden, so muss eine Verlagerung des Lastgangs von Spitzenlastzeiten zwischen 6 Uhr morgens und 21 Uhr abends in die Nachtstunden möglich sein.

Kosten

Es besteht kein konkreter Markt, aus dem die Kosten abgeleitet werden könnten. Daher könnten aus heutiger Sicht die Kosten angenommen werden, die im Rahmen der ResKV anfallen. Zwar werden diese nicht veröffentlicht, nach einer Expertenbefragung ist jedoch davon auszugehen, dass sie im mittleren zweistelligen Millionenbereich liegen.

Als Referenzkosten zur Bereitstellung gesicherter Leistung im Falle eines Neubaubedarfs können einfache Gaskraftwerke oder Konzepte mit Schiffdieseln, wie zum Beispiel von Wärtsilä, herangezogen werden. Die Kosten für Gaskraftwerke belaufen sich auf ca. 400 €/kW_{el} /KUH-01 11/. Für die Anlagen von Wärtsilä werden keine offiziellen Kosten ausgewiesen.

Basisdaten

Prinzipiell kann ein Speicher mit beliebiger Leistung oder Kapazität einen Beitrag zur gesicherten Leistung erbringen, so lange der Strombezug in den Stunden hoher Verbraucherlast reduziert werden kann (vgl. Einsatzoption ‚Lastglättung‘). Im Folgenden werden die erforderlichen Anforderungen, der Bedarf und die Kosten für die gezielte Bereitstellung gesicherter Leistung noch einmal übersichtlich dargestellt (s. **Tabelle 3-33**). Analog zu der Integration überschüssiger gesetzter Einspeisung ist auch für die Bereitstellung gesicherter Leistung erst zukünftig ein Bedarf gegeben. Daher bezieht sich der in den Basisdaten angegebene Bedarf auf den Zeitraum von 2020 bis 2030.

Tabelle 3-33: Basisdaten ‚Bereitstellung gesicherter Leistung‘¹¹

Kategorie	Parameter	Wert
(1) Anforderungen	Regulatorisch	k.A.
	Aktivierungszeit	mehrere Stunden
	Leistungsgradient	100 % pro Stunde
	Dauer der Entladung	gesicherte Bereitstellung über mehrere Stunden in Spitzenlastzeiten (>10 Stunden)
	Vorhaltungsdauer	mehrere Stunden
(2) Bedarf	Bereitzustellende Leistung	<p><i>Heute:</i> nur in Einzelfällen aufgrund regionaler Engpässe <i>Gesamt (2020-2030):</i> Der zukünftige Bedarf ist abhängig von der Sterbelinie der Kraftwerke. Ab 2022 ist ein Bedarf im einstelligen GW_{el}-Bereich zu erwarten. Bis 2030 kann dieser sogar bis in den zweistelligen GW_{el}-Bereich ansteigen. <i>Einzelne Speicher/Speicherpools (10 %-Kriterium):</i> Einstelliger GW_{el}-Bereich</p>
	Bereitzustellende Kapazität	<p><i>Gesamt:</i> dreistelliger GWh_{el}-Bereich <i>Einzelne Speicher/Speicherpools (10 %-Kriterium):</i> Zweistelliger GWh_{el}-Bereich</p>
	Einsatzstunden	k.A. (Da die Leistungsvorhaltung entscheidend ist, wird der tatsächliche Abruf des Speichers im Rahmen der volkswirtschaftlichen Betrachtung nicht näher untersucht.)
(3) Kosten	Strombezugskosten	k.A. (Da die Leistungsvorhaltung entscheidend ist, wird der tatsächliche Abruf des Speichers im Rahmen der volkswirtschaftlichen Betrachtung nicht näher untersucht.)
	Referenzkosten	<p><i>Heute:</i> Fixe Betriebskosten der Reservekraftwerke (Gaskraftwerke) → ca. 12 €/kW_{el}xa /KUH-01 11/ <i>Zukünftig:</i> Als Referenzkosten zur Bereitstellung gesicherter Leistung können einfache Gaskraftwerke herangezogen werden. Die Kosten für Gaskraftwerke belaufen sich auf ca. 400 €/kW_{el}. Zudem fallen unabhängig von einem tatsächlichen Einsatz fixe Betriebskosten von ca. 12 €/kW_{el}xa an. Für die Bereitstellung gesicherter Leistung fallen bei einer Lebensdauer von 30 Jahren daher annuitätische Kosten von ca. 41.060 €/MWxa.</p>
	Systemkosten	<p><i>Heute:</i> Fixe Betriebskosten der Reservekraftwerke (Gaskraftwerke) → 2,5 GW_{el} × 12 €/kW_{el}xa = 30 Mio. €/a. Deckt sich mit Expertenabschätzung im mittleren zweistelligen Millionenbereich. <i>Zukünftig:</i> Kosten für den Zubau von Gaskraftwerken im ein- bis zweistelligen GW_{el}-Bereich → 10 GW_{el} × 41.060 €/MWxa = ca. 410 Mio. €</p>

¹¹ Die Definitionen der Parameter sowie die Ableitung der Werte für einzelne Speicher und Speicherpools werden in Tabelle 3-1 erläutert.

Identifikation relevanter Speichertechnologien

Gemäß Basisdaten bestehen die Anforderungen, dass die Leistung gesichert über mehrere Stunden zu Spitzenlastzeiten bereitgestellt und eine Vorhaltdauer von mehreren Stunden gewährleistet werden muss. Daher werden in dieser Betrachtung die Flexibilisierungsoptionen Laufwasserkraft, Haushaltsgeräte, Industrie, Power2Heat in privaten Haushalten, KWK mit Wärmespeicher und Power2Heat sowie Power2Gas als nicht geeignet bewertet. Das Gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen wird hingegen als geeignet und relevant eingestuft, da der Ladevorgang von Spitzenlastzeiten in die Nachtstunden verschoben werden kann.

Tabelle 3-34: Identifikation geeigneter und relevanter Speichertechnologien für die Bereitstellung gesicherter Leistung

Kategorie	Parameter	Wert	Nicht geeignete Speichertechnologien
(1) Anforderungen	Regulatorisch	k.A.	---
	Aktivierungszeit	mehrere Stunden	---
	Leistungsgradient	100 % pro Stunde	---
	Dauer der Entladung	gesicherte Bereitstellung über mehrere Stunden in Spitzenlastzeiten	Flexibilisierung der Laufwasserkraft Lastflexibilisierung von Haushaltsgeräten Lastflexibilisierung der Industrie Flexibilisierung Power2Heat in privaten Haushalten Flexibilisierung der KWK mit Wärmespeicher Power2Gas Power2Heat mit Wärmespeicher
	Vorhaltdauer	mehrere Stunden	
Kategorie	Parameter	Wert	Nicht relevante Speichertechnologien
(2) Bedarf	Bereitzustellende Leistung	<i>Heute:</i> nur in Einzelfällen aufgrund regionaler Engpässe <i>Gesamt (2020-2030):</i> Der zukünftige Bedarf ist abhängig von der Sterbelinie der Kraftwerke. Ab 2022 ist ein Bedarf im einstelligen GW_{el} -Bereich zu erwarten. Bis 2030 kann dieser sogar bis in den zweistelligen GW_{el} -Bereich ansteigen. <i>Einzelne Speicher/Speicherpools (10 %-Kriterium):</i> Einstelliger GW_{el} -Bereich	vgl. nicht geeignete Speichertechnologien
	Bereitzustellende Kapazität	<i>Gesamt:</i> dreistelliger GWh_{el} -Bereich <i>Einzelne Speicher/Speicherpools (10 %-Kriterium):</i> Zweistelliger GWh_{el} -Bereich	

Kostenreduktionspotenzial

Wie **Tabelle 3-4** zeigt, ergibt sich für keine der relevanten Speichertechnologien ein Kostenreduktionspotenzial durch die alleinige Bereitstellung gesicherter Leistung. Ein zusätzlicher Beitrag zur gesicherten Leistung durch den Einsatz eines Speichers für die Lastglättung kann jedoch zu einer Kostenreduktion führen (s. Kapitel 3.2.2).

Tabelle 3-35: *Kostenreduktionspotenzial relevanter Speichertechnologien für die Bereitstellung gesicherter Leistung*

Technologie	Kostenreduktionspotenzial	
	Zubau	Flexibilisierung
Gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen		X
Pumpspeicherkraftwerke		X
Druckluftspeicherkraftwerke (adiabat und diabat)		X
Stationäre Großbatteriespeicher (Lithium-Ionen)		X
Batteriespeicher in privaten Haushalten		X

3.3 Einsatzoptionen aus Akteurssicht

Neben den Einsatzoptionen für Speicher aus Systemsicht, die sich aus den derzeitigen und zukünftigen Herausforderungen des Energieversorgungssystems ableiten lassen, bestehen Einsatzoptionen für Speicher aus Sicht der Akteure am Energiemarkt. Das vorliegende Kapitel dient dazu, diese Einsatzoptionen herauszuarbeiten und näher zu beschreiben. Hierzu werden zunächst alle potenziellen Einsatzoptionen erfasst, bevor eine erste Einschränkung auf relevante Einsatzoptionen erfolgt. Die relevanten Einsatzoptionen, werden in einem nächsten Schritt näher definiert. Analog zu den Einsatzoptionen aus Systemsicht wird dabei auf die Anforderungen, den Bedarf sowie die Referenzkosten eingegangen. Im Detail werden die in **Tabelle 3-36** aufgeführten Parameter erarbeitet. Diese Parameter stellen zugleich die Basisdaten für die Einsatzoptionen aus Akteurssicht dar und dienen somit als Basis für die Bewertung der Speichertechnologien aus Akteurssicht.

Tabelle 3-36: *Basisdaten ‚Einsatzoptionen aus Akteurssicht‘*

Kategorie	Parameter	Definition
(1) Anforderungen	Regulatorisch	Einschränkungen, die sich durch den Gesetzgeber ergeben
	Aktivierungszeit	Zeitdauer, nach der ein Speichersystem ansprechbar sein muss und hochgefahren werden kann [in s, min oder h]
	Leistungsgradient	Geschwindigkeit, mit dem ein Speichersystem hoch- bzw. runtergefahren werden muss, wenn dieses bereits aktiviert ist [in % pro min bzw. h] Auf den Einbezug des Leistungsgradienten in die Basisdaten aus Akteurssicht wird verzichtet, da er keinen Mehrwert für die Auswertung hat
	Dauer der Be- bzw. Entladung	Dauer des Ein- bzw. Ausspeichervorgangs in Abhängigkeit von der Dauer des auftretenden Speicherbedarfs
	Vorhaltdauer	Zeitdauer, über die Energie im Speicher vorgehalten bzw. über die eine Energiemenge verschoben werden muss (unter Berücksichtigung der Tages- oder Jahreszeitabhängigkeit)
(2) Bedarf	Bereitzustellende Leistung	Leistung, die durch den jeweiligen Speicher zur Erfüllung der Einsatzoption aufgenommen werden muss [in MW _{el}]
	Bereitzustellende Kapazität	Speicherkapazität, die durch den jeweiligen Speicher zur Erfüllung der Einsatzoption bereitgestellt werden muss [in MWh _{el}]
	Einsatzstunden	Anzahl der Stunden, die der Speicher pro Jahr für die jeweilige Einsatzoption genutzt wird [in h/a]
(3) Kosten	Referenz für vermiedene Kosten oder Erlöse	Kosten, die durch den Einsatz des Speichers vermieden werden können, oder Erlöse, die mit dem Einsatz des Speichers erzielt werden können [in €/MWh _{el}]
	Spezifische Strombezugskosten bei der Beladung des Speichers	Kosten für den Strombezug, die dem Akteur bei der jeweiligen Einsatzoption für die Beladung des Speichers entstehen [in €/MWh _{el}]

Im Vergleich zu den Basisdaten für die Einsatzoptionen aus Systemsicht ergeben sich Unterschiede in der Definition der Parameter für den Bedarf und die Kosten. Der Bedarf basiert nicht mehr auf den Anforderungen des gesamten Energieversorgungssystems,

sondern richtet sich nach der individuellen Einsatzoption bezogen auf den Einsatz eines einzelnen Speichers. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der Speichereinsatz nicht mehr dazu erfolgt, einen Beitrag für das System, sondern dafür, einen Nutzen für den jeweiligen Akteur zu erbringen. Dementsprechend entfällt auch die Betrachtung der Systemkosten bzw. die darauf basierende Überprüfung eines möglichen Kostensenkungspotenzials für das System durch den Einsatz eines Speichers. Vielmehr wird überprüft ob der Einsatz eines Speichers für den einzelnen Akteur eine Möglichkeit darstellt, Gewinne zu generieren. Gewinne können dabei entweder durch zusätzliche Erlöse oder die Vermeidung von Kosten entstehen.

3.3.1 Identifikation relevanter Einsatzoptionen

Grundlage für die Identifikation der Einsatzoptionen ist eine Akteursanalyse, die sich, wie in **Abbildung 3-45** dargestellt, aus drei Bausteinen zusammensetzt.

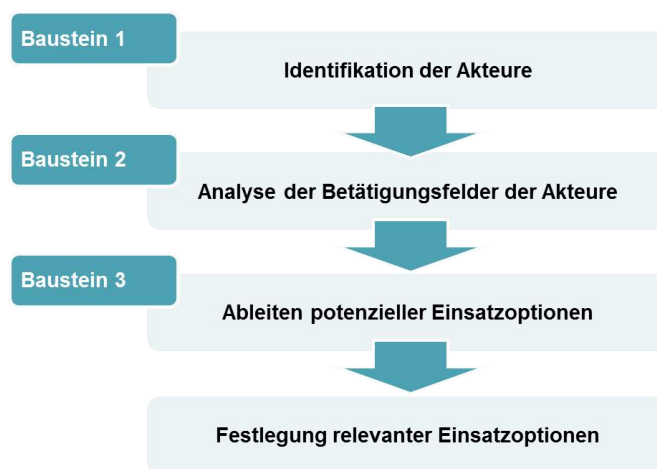


Abbildung 3-45: Bausteine zur Herleitung von Einsatzoptionen aus Marktsicht

Der Analyse der Interessen und Aufgabenbereiche der einzelnen Akteure muss eine Identifikation der relevanten Akteure vorangehen. Dies erfolgt innerhalb des ersten Bausteins. Hierfür werden zunächst die Marktrollen untersucht, die sich im Rahmen der Liberalisierung des Energiemarktes ergeben haben. Darauf aufbauend werden neue Marktrollen ermittelt, die sich durch die strukturellen und gesetzlichen Änderungen im Energiemarkt während der letzten Jahre herauskristallisiert haben. Abschließend erfolgt eine Eingrenzung auf die Marktrollen, für die der Betrieb eines Speichers theoretisch möglich wäre. Der zweite Baustein dient der Erarbeitung der Betätigungsfelder jedes in Baustein 1 identifizierten Akteurs. Hierzu werden die Handlungsfelder der einzelnen Akteure, basierend auf der in Kapitel 3.3.1.2 dargelegten Methodik, systematisch analysiert. Im Anschluss werden im Rahmen des dritten Bausteins potenzielle Einsatzoptionen für Speicher abgeleitet und gruppiert. Diese werden schließlich auf die Einsatzoptionen eingegrenzt, die im Rahmen der vorliegenden Untersuchung im Rahmen einer ersten Einordnung als relevant erachtet wurden.

Basierend auf der Akteursanalyse erfolgt abschließend eine Darstellung der relevanten Einsatzoptionen in je einem Teilkapitel (vgl. Kapitel 3.3.2 bis 3.3.8). Hierbei wird einleitend dargelegt, für welche Akteure die Einsatzoption grundsätzlich von Interesse sein könnte und welche Speichertechnologie für welchen Akteur theoretisch zur Verfügung steht und im Rahmen der weiteren Analyse in die Betrachtung mit einfließt.

Anschließend erfolgt eine Beschreibung der Einsatzoption, bevor die Basisdaten herausgearbeitet und tabellarisch zusammengefasst werden.

3.3.1.1 Baustein 1: Identifikation relevanter Akteure

Bevor es sich die EU zum Ziel gesetzt hatte, den Markt für leitungsgebundene Energien nach dem Vorbild des Telekommunikationssektors zu liberalisieren, wurden die einzelnen Aufgaben der Energieversorgung ohne klar ersichtliche Trennung durch vertikal integrierte EVUs wahrgenommen. Mit Erlass der EU-Binnenmarkttrichtlinie Elektrizität 96/92/EG im Dezember 1996 fand der erste wesentliche Einschnitt in den Energiemarkt statt, der im Herausbilden von klar voneinander getrennten Marktrollen mündete. Die Marktrollen, die sich im Rahmen der Liberalisierung bildeten, repräsentieren die klassischen Stufen der Wertschöpfungskette der Energiewirtschaft – Erzeugung, Stromübertragung, Stromverteilung, Stromhandel und Stromvertrieb. Diese Marktrollen können gleichermaßen als klassische Akteure der Energiewirtschaft gesehen werden. /KON-01 08/

Durch die Liberalisierung des Messwesens im Zuge der EnWG Novelle 2008 wurde der Grundstein für eine neue Marktrolle und damit einen neuen Akteur geschaffen. Wurde durch § 21 Abs. 2 EnWG 2005 nur der Messstellenbetrieb für den Wettbewerb geöffnet, erfasste das EnWG von 2008 explizit auch die Messdienstleistung. Vor der Liberalisierung des Messwesens waren die Aufgaben des Messstellenbetriebs und der Messdienstleistung beim Verteilnetzbetreiber angesiedelt. Durch die Liberalisierung des Messwesens sollte der Wettbewerb im Bereich Messstellenbetrieb und Messdienstleistung gesteigert werden, und somit zu sinkenden Kosten führen. Bis dato beschränkt sich der tatsächliche Wechsel des Messstellenbetriebers oder des Messdienstleisters auf Einzelfälle. Zudem sind Verteilnetzbetreiber weiterhin dazu verpflichtet die Aufgaben wahrzunehmen, falls sie von keinem Dritten erfüllt werden. Aufgrund der gesetzlichen Änderung ist das Messwesen dennoch als neue Marktrolle aufzufassen. /EW-01 11/

Mit dem Umbau der Energieversorgung hin zu einer steigenden Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen und einer stärkeren Vernetzung des gesamten Energiesystems vollzieht sich ein Wandel von passiven Endverbrauchern zu aktiven Marktteilnehmern. Aus diesem Grund gilt es, im Rahmen der Akteursanalyse auch die Rolle des Endverbrauchers zu betrachten. Zum einen treten Endverbraucher durch den Betrieb dezentraler Anlagen als Erzeuger in Erscheinung. Zum anderen stellen Endverbraucher gewisse Flexibilitäten bereit, die im Rahmen des zukünftigen Energiemarktes zur Entkopplung von Last- und Erzeugung genutzt werden können.

Eine Zusammenfassung der identifizierten Marktrollen als Basis für die Festlegung der Akteure liefert **Abbildung 3-46**.



Abbildung 3-46: (Markt-)rollen in der Energiewirtschaft

Im Rahmen der Akteursanalyse werden die Rollen Übertragung und Verteilung zu einem Akteur - dem Netzbetreiber - zusammengefasst. Bei der Gruppe der Endverbraucher wird zwischen den Kategorien „Industrie- und Gewerbekunden“ sowie den „Haushaltskunden“ unterschieden. Innerhalb der Kategorie Stromhandel wird nur der Stromhändler als Akteur betrachtet. Eine Analyse z. B. des Strombrokers als weiteren, dem Handel zugehörigen Akteur, findet aufgrund seiner reinen Dienstleistungsfunktion nicht statt. /FUH-01 02/

Eine separate Betrachtung der Rolle des Speicherpool-Aggregators erfolgt im Rahmen der nachfolgenden Analyse nicht. Dies basiert darauf, dass der Aggregator nicht im Besitz des Speichers ist, sondern vielmehr als Dienstleister den Einsatz mehrerer Speicher koordiniert. Vor diesem Hintergrund ist anzunehmen, dass ein Aggregator an jeder Einsatzoption mitwirken kann bzw. zum Teil sogar mitwirken muss. Falls der Einbezug eines Aggregators zwingend notwendig ist, wird dies entsprechend erwähnt. Für seine erbrachten Leistungen erhält der Speicherpool-Aggregator eine Bezahlung vom Eigentümer des Speichers. Aus diesem Grund wird die Rolle des Speicherpool-Aggregators im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung durch eine Marge, welche die zu generierenden Erlöse des Speichereigentümers um 10 % mindert, abgebildet. Der Einbezug der Marge erfolgt optional, sofern die Einsatzoption und der Akteur dies erfordert. Dies ist vor allem für Industrie-, Gewerbe- sowie Haushaltskunden der Fall.

3.3.1.2 Baustein 2: Analyse der Betätigungsfelder der Akteure

Die Analyse der Betätigungsfelder der einzelnen Akteure dient als Basis für das Ableiten potenzieller Einsatzoptionen für Speicher. Um alle potenziellen Einsatzoptionen zu erfassen, folgt die Analyse dem Grundsatz, die Betätigungsfelder mit Hilfe einer Baumstruktur (vgl. **Abbildung 3-47**) systematisch zu erschließen.

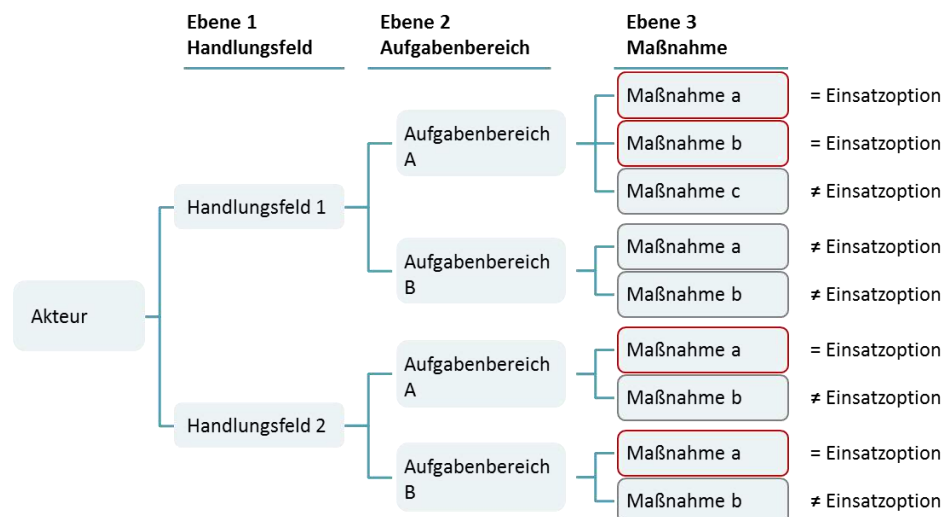


Abbildung 3-47: Baumstruktur zur Analyse der Betätigungsfelder der Akteure

Die Baumstruktur gliedert sich in drei Ebenen. Die erste Ebene fasst die übergeordneten Handlungsfelder eines Akteurs zusammen, wobei ein Handlungsfeld einen zusammengehörigen Komplex verschiedener Aufgaben repräsentiert. Für jedes Handlungsfeld werden innerhalb der zweiten Ebene die dazugehörigen Aufgabenbereiche ermittelt. Jeder Aufgabenbereich stellt einen eigenständigen

Teilbereich eines Handlungsfeldes dar. Zur Bewältigung eines Aufgabenbereichs greift der Akteur auf bestimmte Maßnahmen zurück. Diese Maßnahmen bilden die dritte Ebene der Baumstruktur. Zur Bewältigung einer Aufgabe können mehrere Maßnahmen entweder einzeln oder auch gleichzeitig zum Einsatz kommen. Die Maßnahmen stellen die Verknüpfung zu potenziellen Einsatzoptionen dar, da Maßnahmen, die mit einem Speicher bewältigt werden können, eine potenzielle Einsatzoption für Speicher darstellen. Die Besonderheit der Baumstruktur liegt darin, dass die verschiedenen Äste abgebrochen werden, sobald festgestellt wird, dass sich daraus keine mögliche Einsatzoption für einen Speicher ergeben kann. Das heißt ein Ast kann bereits nach dem Handlungsfeld abgebrochen werden. Ein Beispiel hierfür stellt das Handlungsfeld Ressourcenbeschaffung eines Händlers dar. Dieses Feld umfasst alle Aufgaben, die mit der Beschaffung von Roh- und Hilfsstoffen für den Betrieb eines Kraftwerkes verbunden sind. Bei all diesen Aufgaben ist davon auszugehen, dass sie nicht durch technische Betriebsmittel erfüllt werden können. Da ein Speicher als technisches Betriebsmittel gesehen werden kann, wird der Ast bereits nach der Nennung des Handlungsfeldes abgebrochen. Hierin liegt ein wesentliches Unterscheidungsmerkmal der Baumstruktur zu einem Organigramm, welches zum Ziel hat, das vollständige Betätigungsfeld eines Akteurs zu skizzieren.

Betätigungsfeld des Erzeugers im liberalisierten Energiemarkt

Im Energiemarkt ist der Stromerzeuger für den Betrieb von Kraftwerken zur Stromerzeugung unter Beachtung des jeweiligen wirtschaftlichen Optimums zuständig. Kraftwerke umfassen dabei nicht nur konventionelle Kraftwerksblöcke, sondern auch dezentrale regenerative Anlagen oder virtuelle Kraftwerke. Letztere stellen eine *„Zusammenschaltung von dezentralen, selbstständigen Kraftwerken kleinerer Leistung zu einem Verbund, der durch ein geeignetes Kommunikationsnetz gesteuert wird,“* dar. /FFE-06 12/ Handlungsfelder, die mit dieser Rolle einhergehen, umfassen die Planung und den Bau von Kraftwerken, die Betriebsführung von Kraftwerken gemäß Fahrplan sowie die Erbringung von Systemdienstleistungen.

Das erste Handlungsfeld dient der strategischen Planung und der kostenoptimierten Umsetzung zur Errichtung neuer Kraftwerke. Alle diesem Handlungsfeld untergeordneten Aufgaben und Maßnahmen müssen durch Personen erbracht werden, deren Leistung nicht durch den Einsatz von Betriebsmitteln substituiert werden kann. Aus diesem Grund wird das Handlungsfeld keiner weiteren Betrachtung in Hinblick auf mögliche Einsatzoptionen für Speicher unterzogen.

Das zweite Handlungsfeld Betriebsführung nach Fahrplan kann in die Aufgabenbereiche Einsatz und Einsatzplanung, sowie die physische Erfüllung des vermarkteten Fahrplans unterteilt werden. Einsatz und Einsatzplanung umfassen die Steuerung, Überwachung und Instandhaltung von Kraftwerken und stellen einen Aufgabenbereich dar, in dem keine Speicher zum Einsatz kommen können. Als Maßnahme für die physische Erfüllung vermarkteter Fahrpläne ist zum einen die Einhaltung von Lieferverpflichtungen zu nennen und zum anderen die Optimierung der EEG-Strom-Vermarktung. Für beide Maßnahmen könnte ein Speicher zum Einsatz kommen, welcher in beiden Fällen einen Strombezug über den Handel substituieren würde.

Systemdienstleistungen, als drittes Handlungsfeld, bezeichnen in der Energieversorgung Leistungen, welche für die Funktionstüchtigkeit des Systems unbedingt erforderlich sind. Sie lassen sich, wie in **Abbildung 3-48** dargestellt, in die vier Kategorien Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau sowie System- und/Betriebsführung unterteilen.

	Frequenzhaltung	Spannungshaltung	Versorgungswiederaufbau	System-/Betriebsführung
Zweck	<ul style="list-style-type: none"> Halten der Netzfrequenz im zulässigen Bereich um die Sollfrequenz von 50 Hz 	<ul style="list-style-type: none"> Halten der Spannung im zulässigen Spannungsband Begrenzen von Spannungseinbrüchen 	<ul style="list-style-type: none"> Wiederherstellen der Stromversorgung nach (Groß-)störungen 	<ul style="list-style-type: none"> Organisation eines sicheren Netzbetriebs Koordination der Maßnahmen für einen sicheren Netzbetrieb
Maßnahmen	<ul style="list-style-type: none"> Momentanreserve Regelleistung <ul style="list-style-type: none"> Primärregelleistung Sekundärregelleistung Minutenreserve Zu-/Abschaltbare Lasten Lastabwurf 	<ul style="list-style-type: none"> Blindleistungsbereitstellung Redispatch Wirkleistungsanpassung Bereitstellung von Kurzschlussleistung 	<ul style="list-style-type: none"> Schaltmaßnahmen zur Störungseingrenzung Koordinierte Inbetriebnahme von Einspeisern und Teilnetzen mit Last Schwarzstart von Erzeugungsanlagen 	<ul style="list-style-type: none"> Analyse und Monitoring des Netzzustandes Engpassmanagement Einspeisemanagement Koordination der Netzebenen übergreifenden Erbringung von SDL
Erbringer	<ul style="list-style-type: none"> Konventionelle Kraftwerke Flexible steuerbare Lasten Virtuelle Kraftwerke im Sinne eines Regelleistungspools 	<ul style="list-style-type: none"> Konventionelle Kraftwerke Netzbetriebsmittel Erneuerbare Energien Anlagen 	<ul style="list-style-type: none"> Netzleitwarten Schwarzstartfähige konventionelle Kraftwerke (z.B. Gasturbinen) Pumpspeicherkraftwerke 	<ul style="list-style-type: none"> Netzleitwarten, die u.a. auf Netzbetriebsmittel und konventionelle Kraftwerke zurückgreifen

Abbildung 3-48: *Systemdienstleistungen und ihre Erbringung im heutigen Energiemarkt, eigene Darstellung nach /DENA-02 14/, /VDN-03 07/*

Die Erbringung der Systemdienstleistungen obliegt den Netzbetreibern, die dafür auf bestimmte Produkte bzw. Maßnahmen zurückgreifen. Diese Produkte werden bis dato vorwiegend von konventionellen Kraftwerksbetreibern zur Verfügung gestellt, teils im Rahmen der Netzanschlussbedingungen, teils als zusätzliche, vergütete Dienstleistung. /VDN-03 07/, /DENA-02 14/

Unter den in **Abbildung 3-48** dargestellten Kategorien der Systemdienstleistungen sind für den Erzeuger nur solche relevant, in denen er als Erbringer kategorisiert ist. Dies trifft auf die Frequenzhaltung, die Spannungshaltung und den Versorgungswiederaufbau zu. Diese drei Kategorien stellen gleichzeitig die Aufgabenfelder für das Handlungsfeld Erbringung von Systemdienstleistungen aus Sicht des Stromerzeugers dar. Die in **Abbildung 3-48** aufgeführten Maßnahmen dienen als Basis für die Maßnahmen, welche in die Baumstruktur übernommen werden. Maßnahmen, die nicht durch den Einsatz eines Speichers erfüllt werden können, umfassen Schaltmaßnahmen zur Störungseingrenzung sowie die Koordination der Inbetriebnahme von Einspeisern und Teilnetzen mit Last. Diese Maßnahmen werden innerhalb der Netzleitwarten durch Personen erbracht. Für die anderen Maßnahmen kann ein Speicher eingesetzt werden, um die bisherige Erbringung z. B. durch konventionelle Kraftwerke zu substituieren. Die Übersicht der beschriebenen Betätigungsfelder des Stromerzeugers und der daraus resultierenden möglichen Einsatzoptionen für Speicher ist in **Abbildung 3-49** gegeben.

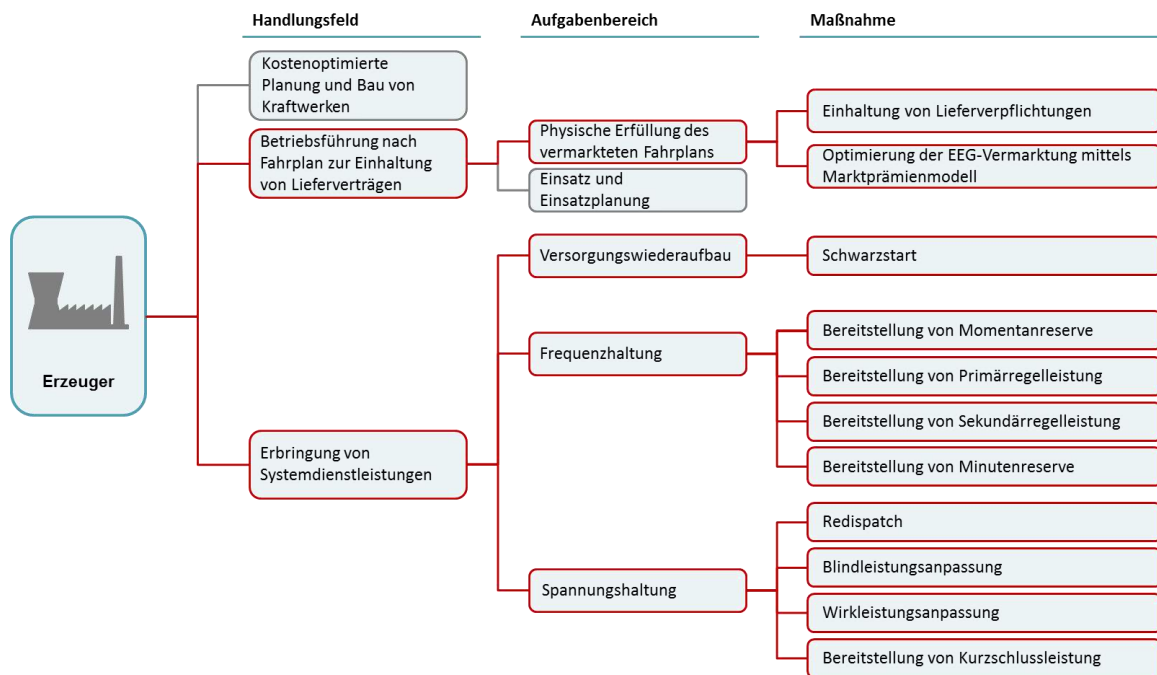


Abbildung 3-49: Einsatzpotenzial für Speicher im Betätigungsfeld des Stromerzeugers

Betätigungsfeld des Netzbetreibers im liberalisierten Energiemarkt

Netzbetreiber sind für eine kostenminimale Übertragung (Übertragungsnetzbetreiber) und Verteilung (Verteilnetzbetreiber) von Elektrizität unter Gewährleistung definierter Qualitätskriterien verantwortlich. Versorgungssicherheit und Versorgungsqualität sind dabei als das Handlungsfeld zu sehen, das mit der Erbringung von Systemdienstleistungen gleichgesetzt werden kann. Weitere Handlungsfelder sind die Bereitstellung eines Versorgungsnetzes sowie die Umsetzung eines effizienten Netzbetriebs. (vgl. **Abbildung 3-50**)

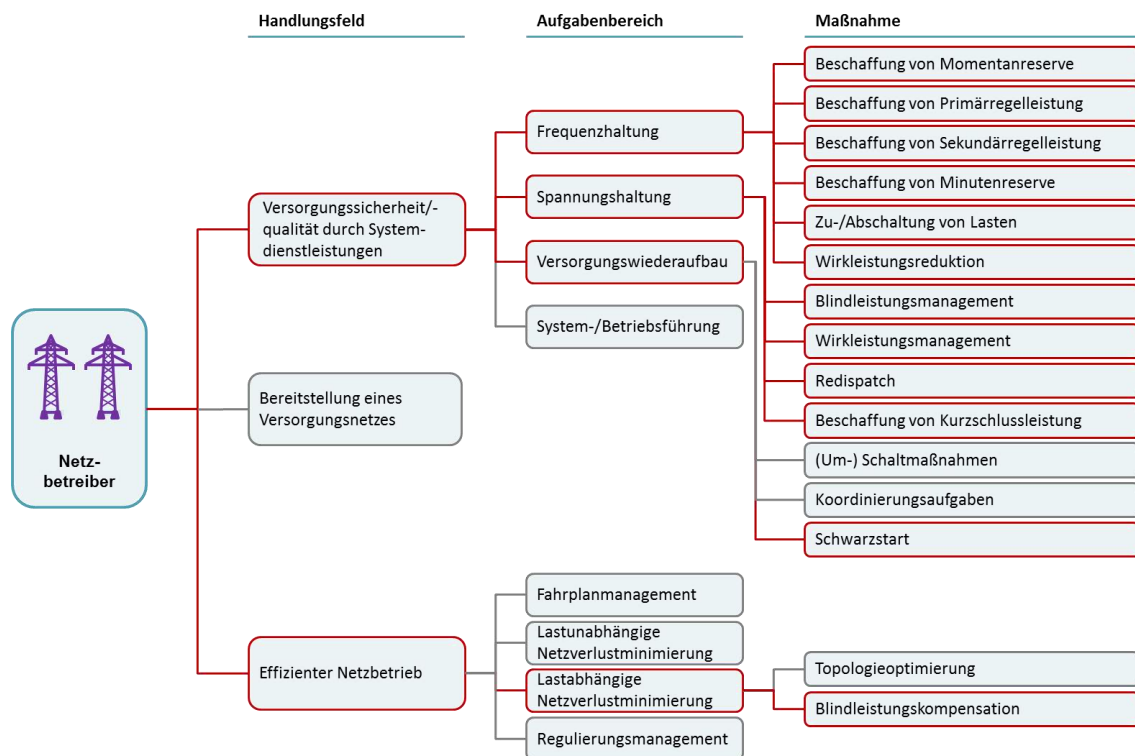


Abbildung 3-50: Einsatzpotenzial für Speicher im Betätigungsfeld des Netzbetreibers

Zur Analyse des ersten Handlungsfeldes Gewährleistung der Versorgungssicherheit und -qualität durch Systemdienstleistungen kann auf Abbildung 3-48 zurückgegriffen werden. Die Aufgabenbereiche sind mit den vier Kategorien der Systemdienstleistung gleichzusetzen. Der Aufgabenbereich System-/Betriebsführung wird keiner weiteren Untersuchung unterzogen, da es sich um organisatorische Maßnahmen handelt, die nicht durch einen Speicher erbracht werden können. Darüber hinaus können innerhalb des Aufgabenbereichs der Versorgungssicherheit Schaltmaßnahmen zur Störungseingrenzung und die koordinierte Inbetriebnahme von Einspeisern und Teilnetzen nicht durch einen Speichereinsatz erbracht werden. Bei der Umsetzung aller anderen Maßnahmen kann der Netzbetreiber auf Speicher zurückgreifen. Dies kann entweder geschehen, indem der Netzbetreiber selbst einen Speicher betreibt oder indem er auf Speichieranlagenbetreiber anstatt auf Erzeuger bzw. andere Anlagen zur Erbringung der Systemdienstleistungen zurückgreift. Da die Speicherung rechtlich der Erzeugung gleichgestellt ist, wirft der Speicherbetrieb durch den Netzbetreiber derzeit jedoch noch einige rechtliche Fragen auf.

Die Bereitstellung eines Versorgungsnetzes als zweites Handlungsfeld umfasst die strategische Planung (Zielnetzplanung) und den Ausbau des konventionellen Versorgungsnetzes. Eine Einsatzoption für Speicher wird innerhalb dieses Handlungsfeldes nicht gesehen, da es sich vor allem um organisatorische Maßnahmen handelt.

Das dritte Handlungsfeld effizienter Netzbetrieb kann in vier Aufgabenfelder unterteilt werden: Fahrplanmanagement, lastabhängige Netzverlustminimierung, lastunabhängige Netzverlustminimierung und Regulierungsmanagement. Während es sich beim Fahrplan- und Regulierungsmanagement um strategische oder organisatorische Aufgaben handelt, die kein Potenzial für den Speichereinsatz bieten,

muss die Netzverlustminimierung einer genaueren Betrachtung unterzogen werden. Die lastunabhängige Minimierung der Netzverluste basiert auf dem Einsatz effizienter Netzbetriebsmittel. Ein Einsatz von Speichern ist demnach ausgeschlossen. Die lastabhängigen Verluste können durch aktive Netzsteuerung im Sinne einer Topologieoptimierung oder einer Blindleistungskompensation minimiert werden. Für Letztere ist der Einsatz eines Speichers anstelle einer Kompensationsanlage denkbar.

Betätigungsfeld des Messstellenbetreibers im liberalisierten Energiemarkt

Der Messstellenbetrieb ist Aufgabe des Verteilnetzbetreibers. Seit der Liberalisierung des Mess- und Zählwesens in Deutschland durch die EnWG-Novelle 2008 kann auf Wunsch des Anschlussnutzers der Messstellenbetrieb und die Messdienstleistung durch einen Dritten durchgeführt werden (vgl. § 21b Abs.1 und Abs.2 EnWG).

Die mit der Zählung und Messung verbundenen Handlungsfelder lassen sich zunächst in den Messstellenbetrieb und die Messung, auch Messdienstleistung, unterteilen. Der Messstellenbetrieb umfasst gemäß § 3 Nr. 26b EnWG den Einbau, den Betrieb und die Wartung von Messeinrichtungen. Die Messdienstleistung umfasst, wie in § 3 Nr. 26 EnWG festgehalten, die Ab- und Auslesung der Messeinrichtung sowie die Weitergabe der Daten an berechnete Dritte. Die Aufgaben der Messung werden üblicherweise ebenfalls durch den Messstellenbetreiber wahrgenommen. Auf Wunsch des Anschlussnutzers können die Aufgaben gemäß § 9 Abs.2 MessZV jedoch auch von einem Dritten wahrgenommen werden, allerdings nur unter der Voraussetzung, dass die Messung nicht elektronisch erfolgt.

Neben den beiden Handlungsfeldern Messstellenbetrieb und Messdienstleistung besteht noch ein weiteres Handlungsfeld, das die organisatorischen und regulatorischen Aufgaben umfasst. Hierunter fallen vor allem Aufgabenbereiche wie das Vertragswesen, welches Maßnahmen wie die Verwaltung und Erstellung von Messstellenverträgen und Messverträgen umfasst.



Abbildung 3-51: *Handlungsfelder des Messstellenbetreibers*

In Bezug auf potenzielle Einsatzoptionen für Speicher ist festzuhalten, dass keines der Handlungsfelder eines Messstellenbetreibers für einen Speichereinsatz relevant ist. Aus diesem Grund wird in **Abbildung 3-51** nicht weiter auf Aufgabenbereiche oder Maßnahmen eingegangen.

Betätigungsfeld des Handels im liberalisierten Energiemarkt

Die Etablierung eines Energiehandels war nicht Bestandteil der gesetzlichen Vorgaben im Rahmen der Liberalisierung. Dennoch trug die Öffnung der Energiemärkte wesentlich dazu bei, dass der vormals bestehende Verbundhandel zwischen den großen europäischen Kraftwerksbetreibern von einem organisierten regionalen Stromhandel innerhalb Europas abgelöst wurde. Die Etablierung eines Gashandels folgte zeitlich

etwas verzögert. Der Handel mit den Rohstoffen Öl und Steinkohle steht nicht im Zusammenhang mit der Liberalisierung des europäischen Energiemarktes. Vielmehr handelt es sich hierbei um einen globalen Handel, der sich seit jeher gemäß dem globalen Energiebedarf entwickelt. Braunkohle als Rohstoff für die Energieerzeugung wird im Allgemeinen nicht gehandelt, sondern Kraftwerk und Abbau des Rohstoffes sind direkt miteinander verbunden. Dies ist vor allem auf die geringe Energiedichte von Braunkohle zurückzuführen, durch die ein Transport über weite Strecken nicht wirtschaftlich darstellbar ist. Der Handel mit dem Treibhausgas Kohlenstoffdioxid ist seit 2005 Bestandteil des Energiehandels und betrifft vor allem Betreiber von großen Stromerzeugungsanlagen. Im Rahmen der nachfolgenden Analyse liegt der Fokus ausschließlich auf dem Stromhandel. /EW-01 11/

Im Gegensatz zu anderen Teilbereichen der energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette existiert für den Begriff Energiehandel keine einheitliche Definition und die Abgrenzung zu anderen Bereichen, wie z. B. dem Vertrieb, ist teils fließend. Grundsätzlich kann die Rolle des Händlers aus zwei Perspektiven wahrgenommen werden, dem Eigenhandel und dem sogenannten Asset-Backed-Trading. In beiden Fällen kann der Handel entweder über die Börse oder bilateral (Over-the-Counter) erfolgen. Kennzeichnend für den Eigenhandel ist, dass die Handelsaktivitäten auf dem Grundsatz basieren, günstig zu kaufen und teuer zu verkaufen, z. B. durch die Nutzung von Arbitragegeschäften. Eine physische Energielieferung ist im Rahmen des Eigenhandels nicht die Zielsetzung. Im Gegensatz dazu geht es im Asset-Backed-Trading darum, durch eine wechselseitige Lieferung von Energie oder den Abschluss von finanziellen Handelsgeschäften, das Beschaffungs- bzw. Absatzportfolio zu optimieren und preislich abzusichern. Der Fokus von Energieversorgern liegt auf dem Asset-Backed-Trading, das daher auch Ausgangspunkt für die nachfolgende Analyse der Betätigungsfelder (vgl. **Abbildung 3-52**) ist. /EW-01 11/

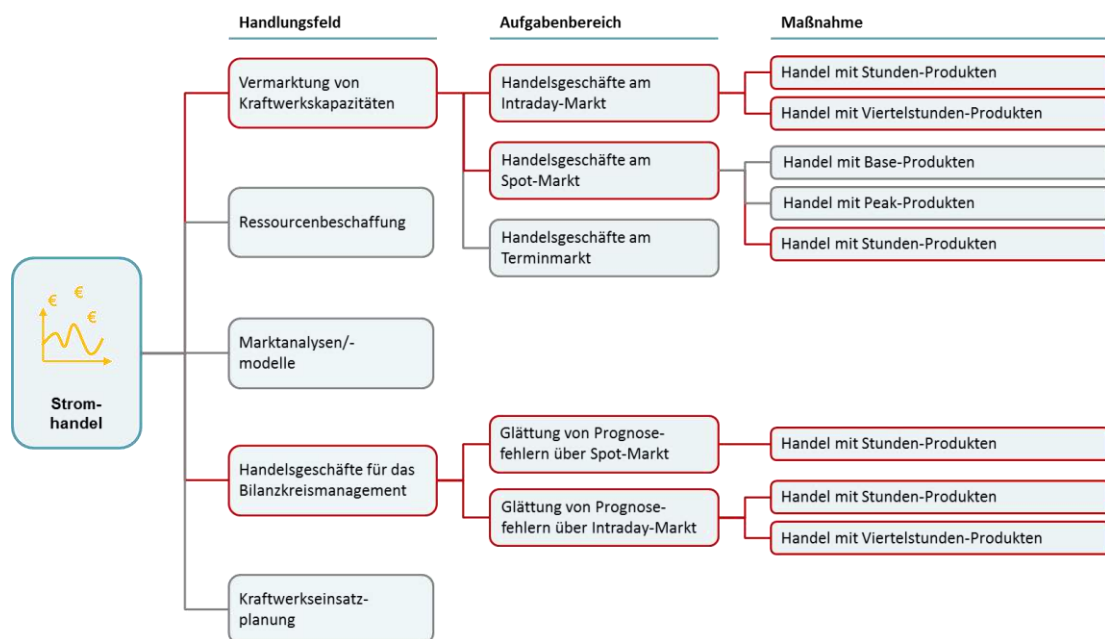


Abbildung 3-52: Einsatzpotenzial für Speicher im Betätigungsfeld des Stromhändlers

Handlungsfelder, die sich für einen Stromhändler ergeben, umfassen die Vermarktung von Kraftwerkskapazitäten, die handelsbasierte Beschaffung von Ressourcen,

Handelsgeschäfte im Rahmen des Bilanzkreismanagements, die Durchführung von Marktanalysen bzw. das Erstellen von Marktmodellen sowie die Kraftwerkseinsatzplanung. Die Vermarktung von Kraftwerkskapazitäten schließt dabei die optimierte Beschaffung als Dienstleistung für Dritte mit ein.

Die Ressourcenbeschaffung umfasst den auf Handel basierenden Erwerb von Brennstoffen, CO₂-Zertifikaten und weiteren Rohstoffen, die für den Kraftwerksbetrieb nötig sind. Eine Einsatzoption für Speicher ist in diesem Handlungsfeld auszuschließen. Die Durchführung von Marktanalysen sowie das Erstellen von Marktmodellen dienen der Entwicklung von Prognosen als Basis für die Festlegung des strategischen Handelns. Eine Einsatzoption für Speicher ist auch hier nicht gegeben. Selbiges trifft auf das Handlungsfeld der Kraftwerkseinsatzplanung zu, das dazu dient, eine wirtschaftlich optimale Fahrweise des Kraftwerksparks festzulegen.

Die Vermarktung von Kraftwerkskapazitäten inklusive der optimierten Strombeschaffung lässt sich in Abhängigkeit des Marktes in drei Aufgabenbereiche unterteilen: Handelsgeschäfte am Intraday-Markt, Handelsgeschäfte am Spot-Markt und Handelsgeschäfte am Terminmarkt. Termingeschäfte sind Absicherungsgeschäfte, bei denen sich der zeitliche Abstand zwischen Vertragsabschluss und tatsächlicher Lieferung auf mindestens eine Woche beläuft. Zudem handelt es sich bei Termingeschäften oftmals um rein finanzielle Geschäfte ohne physische Erfüllung. Auch unter der Voraussetzung, dass es sich um Geschäfte mit physischer Erfüllung handelt, eignet sich ein Speicher für Termingeschäfte nur bedingt. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass der Mehrwert eines Speichers gegenüber anderen Kraftwerkstechnologien darin liegt, kurzfristig auf Preisschwankungen reagieren zu können. Dieser Mehrwert kann bei Termingeschäften nicht genutzt werden. Aus diesem Grund werden Termingeschäfte im Rahmen der Analyse nicht weiter betrachtet. Der Spot- und der Intraday-Markt dienen der kurzfristigen Adjustierung der Energieposition. /KON-01 08/ Am Spot-Markt können Handelsgeschäfte für den Folgetag bis um 12:00 des Vortages getätigt werden, am Intraday-Markt werden Handelsgeschäfte für den laufenden Tag bis zu 30 Minuten vor Lieferbeginn getätigt.

An beiden Märkten (Intraday und Spot) kann der Mehrwert eines Speichers genutzt werden. Die jeweils gehandelten Produkte stellen die Maßnahmen im Rahmen der Analyse der Betätigungsfelder dar. Während im Intraday-Handel Stunden- und Viertelstunden-Produkte gehandelt werden, werden im Spot-Markt Stunden-Produkte, Peak-Produkte und Base-Produkte gehandelt. Peak-Produkte beziehen sich auf die Lieferung der gleichen Strommenge für die Stunden zwischen 8:00 und 12:00 von Montag bis Freitag über einen Zeitraum von mindestens einem Tag. Base-Produkte bezeichnen Lieferung der gleichen Strommenge zu jeder Stunde eines Tages über mindestens einen Tag. Der Mehrwert von Speichern – die schnelle Reaktion auf Preisvolatilitäten – kann weder bei Base- noch bei Peak-Produkten entsprechend genutzt werden. Aus diesem Grund wird der Einsatz von Speichern zum Handel mit Base- oder Peak-Produkten nicht in Betracht gezogen. Der Handel mit Stunden- und Viertelstunden-Produkten bietet dagegen Möglichkeiten für einen Speichereinsatz. /KON-01 08/

Innerhalb des Bilanzkreismanagements versucht der Energiehandel, die im Rahmen von Fahrplänen erstellten Prognosen so exakt wie möglich zu erfüllen. Abweichungen vom

prognostizierten Fahrplan muss der Netzbetreiber ggf. durch den Einsatz von Regelenergie ausgleichen, die finanzielle Verantwortung hierfür trägt der Bilanzkreisverantwortliche. Zur kurzfristigen Optimierung des Fahrplans können Handelsgeschäfte getätigt werden. Für das Bilanzkreismanagement ergeben sich demnach zwei Aufgabenbereiche – die Glättung von Prognosefehlern über den Spot-Markt und die Glättung von Prognosefehlern über den Intraday-Markt. Analog zum Handlungsfeld Vermarktung von Kraftwerkskapazitäten eignet sich im Spot-Markt der Handel mit Stunden-Produkten, im Intraday-Markt der Handel mit Stunden- und Viertelstunden-Produkten für den Einsatz eines Speichers.

Betätigungsfelder des Vertriebs im liberalisierten Energiemarkt

Vor der Liberalisierung der Energiemärkte spielte das Aufgabenfeld Vertrieb bei einem EVU eine untergeordnete Rolle. Aufgrund eines mangelnden Wettbewerbs konnte der Energievertrieb als Massengeschäft wahrgenommen werden. Mit der Liberalisierung des Marktes und den daraus resultierenden veränderten Rahmenbedingungen stieg die Bedeutung des Energievertriebs. Die erfolgreiche Umsetzung und strategische Steuerung des Vertriebs wurden zu wesentlichen Erfolgsfaktoren im liberalisierten Markt. Das Betätigungsfeld, das sich durch den neuen Stellenwert des Vertriebs ergibt, wird nachfolgend analysiert, wobei als gemeinsame Basis aller Aufgaben die Entwicklung einer Vertriebsstrategie zu nennen ist. /ET-05 11/

Innerhalb eines EVUs ist der Vertrieb, unter der Prämisse der Optimierung der Vertriebskosten, für die Gewinnung und Haltung von Kunden durch den Abschluss von Lieferverträgen zuständig. Die drei wesentlichen strategischen Handlungsfelder, die sich daraus ergeben, umfassen, wie in **Abbildung 3-53** dargestellt, die vertriebliche Effizienz, die Kundenbindung sowie Kundenakquisition und das Rückgewinnungsmanagement. Die vertriebliche Effizienz hat vor allem die Optimierung der Kostenstruktur und der Prozesse des Vertriebs zum Ziel. Alle damit verbundenen Aufgabenfelder bieten keine Option für einen Speichereinsatz. /ENERGA-01 07/

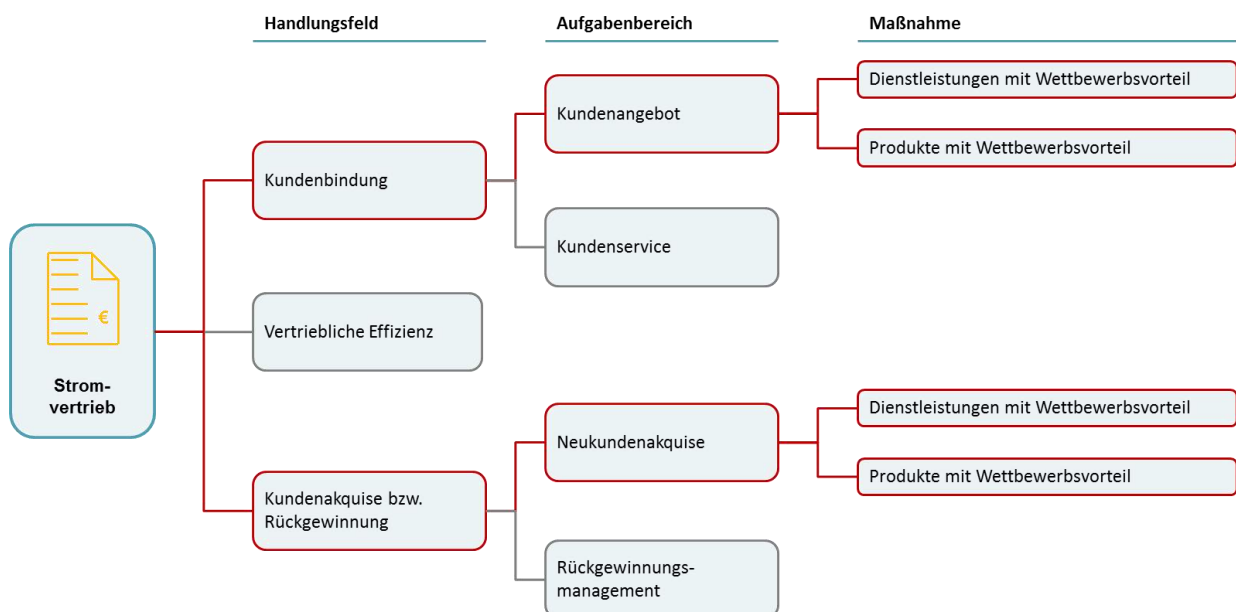


Abbildung 3-53: Einsatzpotenzial für Speicher im Betätigungsfeld des Stromvertriebs

Das Handlungsfeld der Kundenbindung lässt sich in die Aufgabenbereiche Kundenangebot und Kundenservice unterteilen. Der Kundenservice umfasst dabei sämtliche Dienste und Leistungen, die vom Vertrieb für den Kunden erbracht werden. Hierunter fällt z. B. das Beschwerdemanagement oder auch die Rechnungsstellung. Ein Einsatz von Speichern ist in diesem Bereich ausgeschlossen. Der Aufgabenbereich Kundenangebot hat zum Ziel, durch entsprechende Angebote die Kundenloyalität zu erhöhen, indem z. B. auf individuelle Wünsche einzelner Kundengruppen eingegangen wird und als Maßnahmen daraus entsprechende Produkte und Dienstleistungen entwickelt werden. Für die Entwicklung der Produkte und Dienstleistungen ist Personal erforderlich, allerdings können Speicher und/oder Speicherstromtarife als Bestandteil eines entsprechenden Angebots verwendet werden. /ENERGA-01 07/

Innerhalb des Handlungsfeldes Kundenakquisition und Rückgewinnungsmanagement kann zwischen den Aufgabenbereichen Neukundenakquise und Rückgewinnungsmanagement unterschieden werden. Das Rückgewinnungsmanagement zielt darauf ab, durch die Analyse von Kündigungsgründen und die regelmäßige Überprüfung der Kundenzufriedenheit zukünftigen Kündigungen vorzubeugen und ehemalige Kunden zurückzugewinnen. Ein Einsatz von Speichern stellt in diesem Bereich keine Option dar. Die Neukundenakquisition dient dazu, durch ein entsprechendes Angebot neue Kunden zu gewinnen. Da das Produkt Strom austauschbar ist, spielt aus Kundensicht der Faktor Preis oftmals die wesentliche Rolle, wenn es darum geht, sich für ein Angebot zu entscheiden. Eine Möglichkeit, die Kundenentscheidung nicht allein vom Faktor Preis abhängig zu machen, besteht in der Differenzierung vom Wettbewerb. Speicher können in der Neukundenakquise, analog zum Aufgabenbereich Kundenangebot, als Element in der Angebotsentwicklung verwendet werden, um sich vom Wettbewerb abzuheben. /ENERGA-01 07/

Betätigungsfelder des Industriekunden im liberalisierten Energiemarkt

Im Gegensatz zu den klassischen Akteuren, die in den vorherigen Kapiteln analysiert wurden, hat der Kunde im Energiemarkt keine besonderen Pflichten und Aufgaben. Seine Rolle im System bestand historisch gesehen darin, Energie als Letztverbraucher vom EVU zu beziehen. Im Rahmen der Liberalisierung erweiterten sich die Handlungsmöglichkeiten des Kunden.

Die vier Handlungsfelder, die sich für Industriekunden in Bezug auf die Stromversorgung ableiten lassen, sind die Reduktion der Stromkosten, die Erhöhung der Unabhängigkeit von EVUs, der Beitrag zum Klimaschutz sowie die Steigerung der Stromerlöse, für den Fall, dass der Industriekunde über eine EEG-Anlage verfügt. Die grafische Übersicht für das Betätigungsfeld des Industriekunden ist in **Abbildung 3-54** gegeben.

Eine Reduktion der Stromkosten kann zunächst entweder durch eine Verbrauchsminimierung oder durch eine Verringerung der spezifischen Strombezugskosten erreicht werden. Im ersten Fall wird versucht, die benötigte Strommenge zu reduzieren, was entweder durch Einspar- oder Effizienzmaßnahmen erfolgen kann. Der Einsatz eines Speichers dient keiner der beiden Möglichkeiten. Im zweiten Fall wird die verbrauchte Strommenge nicht reduziert, sondern es wird versucht, die Kosten für den Strombezug je Einheit zu verringern. Dies kann zunächst über einen Tarifwechsel, einen alternativen Beschaffungsweg (z. B.

Einkaufsgemeinschaft) oder den Wechsel des Energieträgers erreicht werden. Die letzte Maßnahme beschränkt sich auf Industriebetriebe, die ihren Strom ganz oder teilweise selbst erzeugen. Eine Einsatzoption für Speicher liegt bei keiner der Maßnahmen vor. Eine Erhöhung des Eigenverbrauchs zur Reduktion der spezifischen Strombezugskosten stellt hingegen eine Einsatzoption dar.

Darüber hinaus können Flexibilitäten genutzt werden, um die Strombezugskosten zu reduzieren. Maßnahmen hierfür stellen entweder eine Lastverschiebung oder ein vorsätzlicher Produktionsausfall dar. Die Verschiebung von Last kann als funktionaler Stromspeicher zweiter Ordnung klassifiziert werden. /FFE-36 12/ Die Reduktion der Stromkosten durch Lastverschiebung erfolgt entweder durch eine Verschiebung der Last basierend auf externen Vergütungsanreizen oder durch eine Reduktion der maximal benötigten Leistung, um somit die Leistungspreiskomponente zu reduzieren. Ein geplanter Produktionsausfall bedeutet, dass der Industriekunde seine Produktion vorsätzlich unterbricht, da die Erlöse, die er mit seiner Produktion erzielen kann, niedriger sind als die Erlöse, die er durch die Vermarktung der nicht genutzten Kapazitäten erzielen kann.

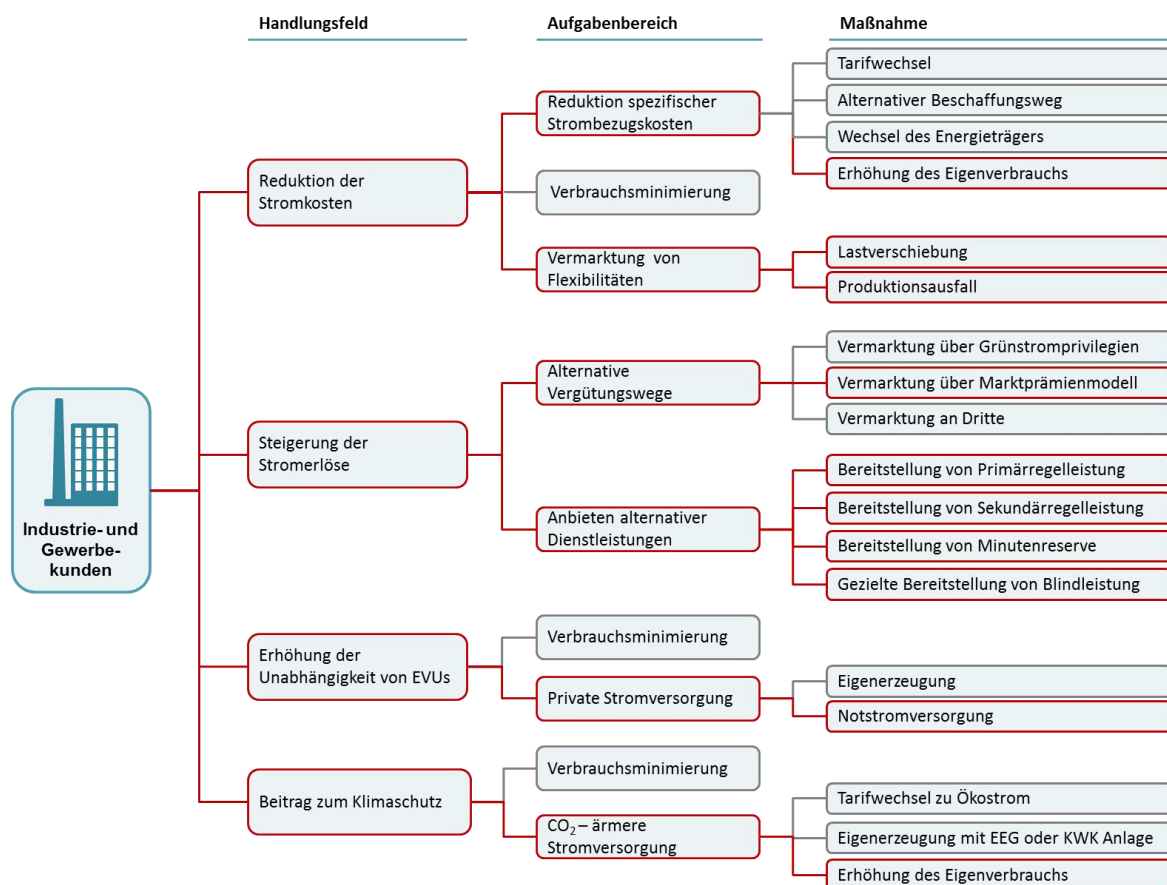


Abbildung 3-54: Einsatzpotenzial für Speicher im Betätigungsfeld des Industriekunden

Für die Vermarktung von Flexibilitäten in Form von Lastverschiebung oder Produktionsausfall gibt es unterschiedliche Optionen. Die Vermarktung kann entweder durch den Industriekunden selbst erfolgen oder durch einen Dritten, der die Flexibilitäten mehrerer Industriekunden vermarktet. Möglichkeiten zur Vermarktung von Flexibilitäten bestehen grundsätzlich am Regelleistungsmarkt, am Spot-Markt, am

Intraday-Markt und durch die Vermarktung abschaltbarer Lasten im Rahmen des monatlichen Ausschreibungsverfahrens der Übertragungsnetzbetreiber.

Innerhalb des Regenergiemarktes gibt es die Möglichkeit, Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserve bereitzustellen. Prinzipiell ist es möglich, alle drei Regelleistungsarten anzubieten. Die Bereitstellung von Primärregelleistung geht jedoch mit einer sehr geringen Reaktionszeit (30 Sekunden) einher, in der die Last vom Netz genommen und/oder zugeschaltet werden muss. Dies kann in der praktischen Umsetzung zu Herausforderungen führen. Dennoch gibt es bereits derzeit vereinzelt Industriekunden, die Primärregelleistung anbieten. Vor dem Hintergrund einer immer stärkeren IT-Ausstattung und Vernetzung von Industriebetrieben, kann davon ausgegangen werden, dass die Anzahl der Industriekunden, die in der Lage sind, PRL anzubieten, künftig steigen wird. /IFE-01 14/

Im Spot-Markt können Base-Produkte, Peak-Produkte und Stunden-Produkte gehandelt werden. Für den Einsatz von Speichern stellt vor allem die Vermarktung von Stunden-Produkten eine Option dar. Im Intraday-Markt können Stunden- und Viertelstunden-Produkte gehandelt werden. Beide Produkte können durch Funktionale Speicher bereitgestellt werden.

Die Möglichkeit, die Abschaltung von Lasten zu vermarkten, ergibt sich aus der im Dezember 2012 beschlossenen Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV). Die Verordnung verpflichtet Übertragungsnetzbetreiber, sich gemäß § 1 AbLaV eine Gesamtabschaltleistung von 3.000 MW im Rahmen von monatlichen Ausschreibungen zusichern zu lassen. Die Abschaltleistung unterteilt sich dabei basierend auf § 8 Abs. 1 AbLaV in 1.500 MW sofort abschaltbare Lasten und 1.500 MW schnell abschaltbare Lasten. Sofort abschaltbare Lasten müssen laut § 5 Abs. 2 AbLaV innerhalb von einer Sekunde entweder frequenz- oder ferngesteuert, schnell abschaltbare Lasten ferngesteuert innerhalb von 15 Minuten verfügbar sein. Aufgrund der Reaktionszeit eignet sich für Industriekunden vorwiegend die Vermarktung von schnell abschaltbaren Lasten. Die Maßnahmen für den Aufgabenbereich Vermarktung abschaltbarer Lasten beinhalten die drei in **Abbildung 3-55** dargestellten Abruf- bzw. Abschaltoptionen, für die sich der Anbieter unter der Voraussetzung der erfolgreichen Präqualifikation entscheiden muss. Bei allen drei Optionen ist der Einsatz eines Speichers denkbar, die Abrufdauer stellt allerdings bestimmte Anforderungen an die Speicherkapazität bzw. den Umfang der Lastverschiebung. Aus diesem Grund erfolgt eine Einschränkung auf Option A.

	Abrufdauer	Zeitpunkt des Abrufs	Abruffrequenz	Abstand zwischen Abrufen
Option A	<ul style="list-style-type: none"> • Bis zu 15 Minuten je Abruf • Bis zu einer Stunde je Tag 	<ul style="list-style-type: none"> • Beliebig mehrmals am Tag • Beliebige Abstände innerhalb eines Tages 	<ul style="list-style-type: none"> • Mindestens vier Mal pro Woche 	<ul style="list-style-type: none"> • Mindestens 12 Stunden, wenn Maximum von einem Tag an zwei Folgetagen erreicht wird
Option B	<ul style="list-style-type: none"> • Mindestens vier Stunden am Stück 	<ul style="list-style-type: none"> • Beliebig 	<ul style="list-style-type: none"> • Einmal alle sieben Tage 	<ul style="list-style-type: none"> • Mindestens 48 Stunden
Option C	<ul style="list-style-type: none"> • Mindestens acht Stunden am Stück 	<ul style="list-style-type: none"> • Beliebig 	<ul style="list-style-type: none"> • Einmal alle 14 Tage 	<ul style="list-style-type: none"> • Mindestens 7 Tage

Abbildung 3-55: Optionen für abschaltbare Lasten gemäß § 5 Abs. 3 AbLaV

Zudem gilt es im Zusammenhang mit der Vermarktung abschaltbarer Lasten zu erwähnen, dass sich die derzeitige Ausgestaltung der Ausschreibung v.a. an den Möglichkeiten großer Aluminiumhütten orientiert. Aus diesem Grund ist die Teilnahme an der Ausschreibung bis dato vornehmlich auf diesen Industriezweig beschränkt.

Das Handlungsfeld Steigerung der Stromerlöse beschränkt sich auf diejenigen Industriekunden, die über eine eigene EEG-Anlage verfügen. Derzeit wird der Anteil der Stromerzeugung aus industriellen EEG-Anlagen, der nicht selbst verbraucht werden kann, fast ausschließlich in das Stromnetz der öffentlichen Versorgung eingespeist und durch das EEG vergütet. Vor dem Hintergrund, dass in den nächsten Jahren die EEG-Vergütung für Bestandsanlagen auslaufen wird, werden Industriekunden zunehmend vor der Herausforderung stehen, alternative Wege zur Generierung von Erlösen für die überschüssige Eigenstromerzeugung zu finden. Dies kann entweder durch alternative Vergütungswege zur herkömmlichen EEG-Vergütung oder durch das Anbieten alternativer Dienstleistungen erfolgen. Die Maßnahmen innerhalb des Aufgabenbereichs alternative Vergütungswege entsprechen den Möglichkeiten, die sich im Rahmen der Direktvermarktung für die Eigentümer von EEG-Anlagen ergeben. Dazu zählt die Vermarktung von Grünstromprivilegien, die Vermarktung im Marktprämienmodell sowie sonstige bilaterale Formen der Vermarktung an Dritte. Für einen Einsatz von Speichern bietet sich v. a. die Vermarktung innerhalb des Marktprämienmodells an. Ein Speicher kann genutzt werden, die zu erzielenden Erlöse zu steigern, indem die Einspeisung der eigenen EEG-Anlage von der Einspeisung EEG-Anlagen gleichen Typs entkoppelt wird. Innerhalb des Aufgabenbereichs Anbieten alternativer Dienstleistungen ist es denkbar, Systemdienstleistungen in Form von Regelleistung oder dem gezielten Bereitstellen von Blindleistung anzubieten. Diese Leistungen können theoretisch bereits durch die EEG-Anlage alleine bereitgestellt werden. Die Einbindung eines Speichers stellt dabei eine Option dar, die Bereitstellung zu optimieren, ohne den laufenden Industriebetrieb zu beeinträchtigen.

Das Handlungsfeld Erhöhung der Unabhängigkeit von EVUs setzt sich aus den Aufgabenbereichen Verbrauchsminimierung und Aufbau einer privaten Stromversorgung zusammen. Zur Minimierung des Verbrauchs kann ein Speicher keinen Beitrag leisten. Zum Aufbau einer privaten Stromversorgung kann ein Industriekunde die Maßnahme ergreifen, ganz oder teilweise auf Eigenerzeugung umzustellen. Da ein Speicher keine Elektrizität erzeugt, stellt diese Maßnahme keine Einsatzoption dar. Eine weitere Maßnahme, die seitens des Industriekunden ergriffen werden kann, liegt darin, eine eigene Notstromversorgung auf- bzw. auszubauen. Speicher können hier einen wesentlichen Beitrag leisten.

Das Handlungsfeld Beitrag zum Klimaschutz gewinnt nicht zuletzt aus Imagegründen zunehmend an Bedeutung für Industriekunden. Die dazugehörigen Aufgabenbereiche umfassen die Minimierung des Verbrauchs, für den Speicher nicht eingesetzt werden können, sowie die Umstellung auf eine CO₂-ärmere Stromversorgung. Als Maßnahmen für letztere kann ein Tarifwechsel auf Ökostrom, eine Eigenerzeugung mittels KWK- oder EEG-Anlage oder eine Erhöhung des Eigenverbrauchs zum Einsatz kommen. Eine Einsatzoption für Speicher stellt die Erhöhung des Eigenverbrauchs dar.

Betätigungsfeld des Haushaltskunden im liberalisierten Energiemarkt

Das Betätigungsfeld von Haushaltskunden (vgl. **Abbildung 3-56**) ähnelt dem der Industriekunden, die vier Handlungsfelder – Reduktion der Strombezugskosten, Steigerung der Stromerlöse, Erhöhung der Unabhängigkeit von EVUs und Beitrag zum Klimaschutz – sind dabei deckungsgleich. Unterschiede zwischen den beiden Akteuren können sich in der jeweiligen Ausgestaltung der Handlungsfelder ergeben, wodurch die Aufgabenbereiche und Maßnahmen voneinander abweichen können.

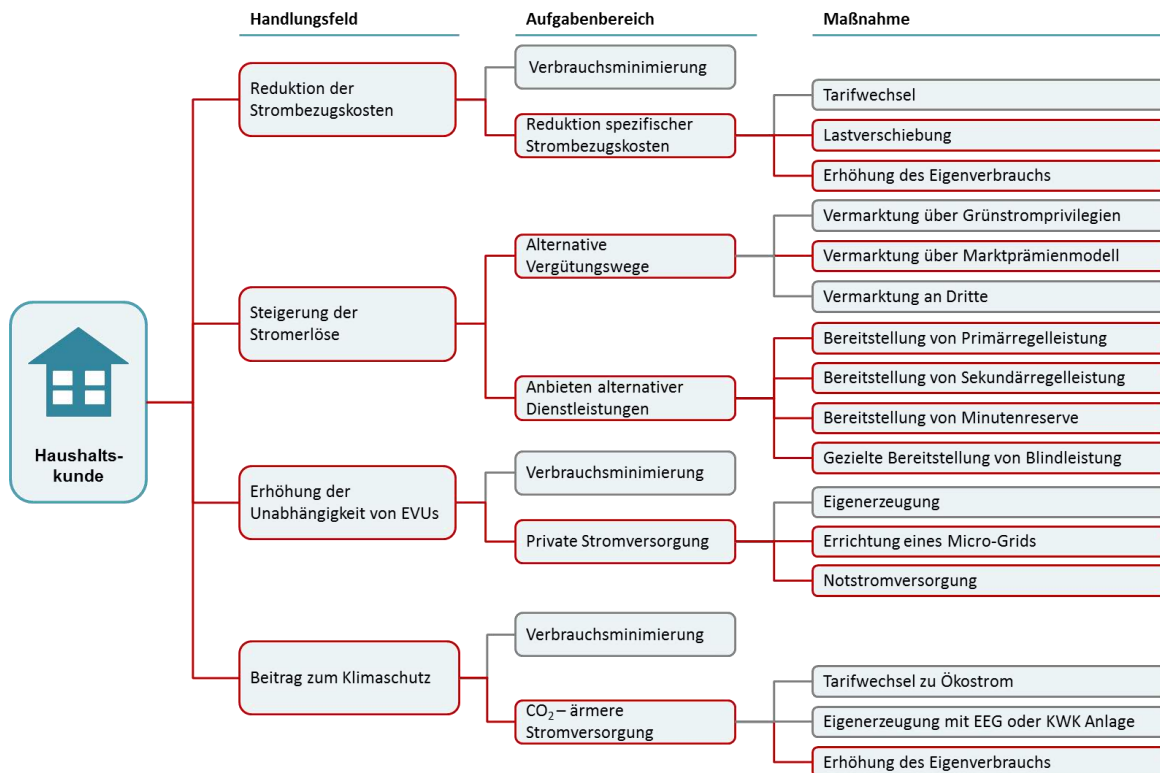


Abbildung 3-56: Einsatzpotenzial für Speicher im Betätigungsfeld des Haushaltskunden

Eine Reduktion der Stromkosten kann über eine Verbrauchsminimierung (Einspar- oder Effizienzmaßnahmen) oder die Reduktion der spezifischen Strombezugskosten erreicht werden. Speichereinsatzoptionen sind auf den zweiten Anwendungsbereich beschränkt, der durch die Maßnahmen des Tarifwechsels, der Lastverschiebung oder der Erhöhung des Eigenverbrauchs abgedeckt werden kann. Die beiden letzten Maßnahmen können durch einen Speicher erfüllt werden.

Um die Erlöse aus der Eigenerzeugung zu steigern, können entweder alternative Vergütungswege genutzt oder alternative Dienstleistungen angeboten werden. Alternative Vergütungswege umfassen die Direktvermarktung mittels Marktprämienmodell, die Direktvermarktung mittels Grünstromprivilegien oder die Vermarktung des Stroms an Dritte. Eine Einsatzoption für Speicher bietet sich vor allem innerhalb der Direktvermarktung mittels Marktprämienmodell an. Die Marktprämie ergibt sich aus der Differenz der potenziellen EEG-Vergütung und dem Referenzmarktwert (RMW), zuzüglich einer festgelegten Managementprämie. Der RMW ist der energieträgerspezifische Marktwert auf monatlicher Basis, der sich aus den Monatsmittelwerten der Stundenkontrakte am Spotmarkt der EEX berechnet.

/BHW-01 12/ Die Marktprämie fällt demnach umso höher aus, je höher die Differenz des Börsenverkaufswerts der eigenen EEG-Anlage und dem RMW ist. Ein Speicher kann verwendet werden, um diese Differenz zu erhöhen, indem er dazu genutzt wird, die gleichzeitige Einspeisung von EEG-Anlagen gleichen Typs zu verhindern.

Alternative Dienstleistungen zur Steigerung der Stromerlöse bestehen in der Bereitstellung von Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserve sowie in der gezielten Bereitstellung von Blindleistung. Vor dem Hintergrund des Doppelvermarktungsverbot gemäß § 56 EEG kann eine Vermarktung von EEG-Strom am Regelleistungsmarkt nur innerhalb der Direktvermarktung erfolgen. Bis dato beschränkt sich die Möglichkeit der Vermarktung von Regelenergie auf nicht-fluktuierende EEG-Anlagen. In Verbindung mit einem Speicher wäre es möglich, auch mit fluktuierenden EEG-Anlagen von der Teilnahme am Regelleistungsmarkt zu profitieren, wobei eine Poolung der Anlagen zur Erreichung der Mindestgröße sowie das Erbringen des Präqualifikationsnachweises Voraussetzung ist. Grundsätzlich ist es möglich, alle Formen von Regelleistung, einschließlich der kurzfristigen Primärregelleistung, anzubieten. Die gezielte Bereitstellung von Blindleistung erfolgt über den Wechselrichter des Speichers, der in der Lage ist, die Phasenverschiebung basierend auf der aktuellen Netzspannung zu variieren.

Die Erhöhung der Unabhängigkeit von EVUs kann bei Haushaltskunden analog zu Industriekunden auf zwei Wegen unterstützt werden – zum einen über eine Verbrauchsminimierung und zum anderen über den Aufbau einer privaten Stromversorgung. Speicher können innerhalb des zweiten Aufgabenbereichs zum Einsatz kommen. Dieser umfasst die Maßnahmen der Eigenerzeugung, der Errichtung eines Micro-Grids im Sinne eines Nachbarschaftsverbundes sowie den Aufbau einer Notstromversorgung. Einsatzoptionen für Speicher stellen die letzten beiden Maßnahmen dar.

Auch der Beitrag zum Klimaschutz schließt den Aufgabenbereich der Verbrauchsminimierung mit ein, für den ein Speicher jedoch nicht zum Einsatz kommen kann. Innerhalb des zweiten Aufgabenbereichs CO₂-ärmere Stromversorgung besteht die Möglichkeit, einen Speicher einzusetzen, um den Eigenverbrauch zu erhöhen. Die beiden weiteren Maßnahmen des Tarifwechsels und der Eigenerzeugung können nicht durch einen Speichereinsatz erfüllt werden.

3.3.1.3 Baustein 3: Ableitung von Einsatzoptionen

Potenzielle Einsatzoptionen aus Akteurssicht

Basierend auf den Analysen der Betätigungsfelder der einzelnen Akteure haben sich verschiedene Maßnahmen ergeben, für die ein Akteur einen Speicher einsetzen könnte. Diese Maßnahmen sind als potenzielle Einsatzoptionen für Speicher aus Marktsicht zu sehen. Es hat sich gezeigt, dass eine Einsatzoption auch für mehrere Akteure relevant sein kann. Eine Übersicht der identifizierten Einsatzoptionen und die Zuordnung zu den jeweiligen Akteuren ist in **Abbildung 3-57** gegeben. Dabei gilt es anzumerken, dass Maßnahmen, welche das gleiche Prinzip verfolgen, z. B. Zu-/Abschaltung von Lasten und Lastverschiebung zu einer Einsatzoption – in diesem Fall Lastmanagement – zusammengefasst wurden. Innerhalb von **Abbildung 3-57** erfolgt zudem eine

Kennzeichnung, für welchen Akteur die Einsatzoption von Bedeutung sein könnte. Diese Kennzeichnung basiert auf der Analyse der Betätigungsfelder der einzelnen Akteure.

						
1	Einhaltung von Lieferverpflichtungen	✓				
2	Optimierung der EEG-Vermarktung	✓			✓	✓
3	Schwarzstart	✓	✓			
4	Bereitstellung von Blindleistung	✓	✓		✓	✓
5	Bereitstellung von Wirkleistung	✓	✓			
6	Bereitstellung von Momentanreserve	✓	✓			
7	Bereitstellung von Primärregelleistung	✓	✓		✓	✓
8	Bereitstellung von Sekundärregelleistung	✓	✓		✓	✓
9	Bereitstellung von Minutenreserve	✓	✓		✓	✓
10	Bereitstellung von Kurzschlussleistung	✓	✓			
11	Handel mit Stunden-Produkten		✓		✓	
12	Handel mit Viertelstunden-Produkten		✓		✓	
13	Differenzierung vom Wettbewerb			✓		
14	Erhöhung des Eigenverbrauchs				✓	✓
15	(Spitzen-)Lastmanagement		✓		✓	✓
16	Notstromversorgung				✓	✓
17	Baustein für die Errichtung eines Micro-Grids					✓

Abbildung 3-57: *Potenzielle Einsatzoptionen für Speicher aus Akteurssicht*

In Summe konnten 17 potenzielle Einsatzoptionen für Speicher aus Akteurssicht abgeleitet werden. Nachfolgend erfolgt eine Eingrenzung auf die für eine weiterführende Betrachtung als relevant erachteten Einsatzoptionen.

Relevante Einsatzoptionen aus Akteurssicht

Maßgeblich dafür, ob eine Einsatzoption aus Akteurssicht als relevant kategorisiert wird, sind zwei Faktoren: zum einen die Möglichkeit, durch den Einsatz Gewinne zu erzielen, zum anderen der Bedarf für die Einsatzoption. Gibt es beispielsweise keinen Markt für eine Einsatzoption oder beschränkt sich der Einsatz auf Ausnahmefälle, wird die Option nicht weiter verfolgt.

Darauf aufbauend werden die folgenden potenziellen Einsatzoptionen aussortiert:

- Schwarzstart (Speicher zum Versorgungswiederaufbau)
- Bereitstellung von Blindleistung
- Bereitstellung von Wirkleistung (zur Spannungshaltung)
- Bereitstellung von Momentanreserve
- Bereitstellung von Kurzschlussleistung
- Differenzierung vom Wettbewerb

- Baustein für die Errichtung eines Micro-Grids

Des Weiteren werden die drei Einsatzoptionen Bereitstellung von Primärregelleistung, Bereitstellung von Sekundärregelleistung und Bereitstellung von Minutenreserve zur Einsatzoption Bereitstellung von Regelleistung zusammengefasst. Selbiges gilt für den Handel mit Stunden- und Viertelstunden-Produkten, der als Teilnahme im kurzfristigen Stromhandel zusammengefasst wird. Daraus ergeben sich die in **Abbildung 3-58** dargestellten sieben relevanten Einsatzoptionen für Speicher aus Akteurssicht.





						
1 Einhaltung von Lieferverpflichtungen	✓		✓			
2 Optimierung der EEG-Vermarktung	✓					✓
3 Bereitstellung von Regelleistung	✓	✓			✓	✓
4 Teilnahme im kurzfristigen Stromhandel			✓		✓	✓
5 Erhöhung des Eigenverbrauchs					✓	✓
6 (Spitzen-) Lastmanagement		✓			✓	✓
7 Notstromversorgung					✓	✓

Abbildung 3-58: Relevante Einsatzoptionen für Speicher aus Akteurssicht

Welche Speichertechnologien für die sieben relevanten Einsatzoptionen jeweils in Frage kommen, wird im nächsten Schritt erarbeitet. Darauf aufbauend erfolgt eine Abschätzung der Wirtschaftlichkeit und eine Einordnung der Bedeutung der einzelnen Speicher für die Akteure.

3.3.2 Einhaltung von Lieferverpflichtungen

Die Einhaltung von Lieferverpflichtungen stellt eine Einsatzoption für Speicher dar, die für den Stromerzeuger und den Händler von Interesse sein kann. Der Stromerzeuger ist dabei definiert als Verantwortlicher für den Betrieb von Kraftwerken – konventionellen und/oder regenerativen – zur Stromerzeugung unter Beachtung des jeweiligen wirtschaftlichen Optimums. Für den Händler ist die Einsatzoption vor allem dann relevant, wenn er für die Vermarktung der Kraftwerkskapazitäten verantwortlich ist, wie es in integrierten EVUs zumeist der Fall ist. Der Speicher dient in diesem Fall der Risikoabsicherung im Sinne der kurzfristigen Optimierung des Beschaffungs- oder Absatzportfolios.

Bei dieser Einsatzoption wird davon ausgegangen, dass der jeweilige Akteur (Stromerzeuger oder Stromhändler) entweder im Besitz des Speichers sein muss oder auf den Speicher eines Dritten zurückgreifen kann. Eine Übersicht zu den betrachteten Akteuren und Speichertechnologien für die Einsatzoption Einhaltung von Lieferverpflichtungen ist in **Abbildung 3-59** gegeben.

Speichertechnologie		Akteur					
		Strom- erzeuger	Netz- betreiber	Strom- handel	Strom- vertrieb	Industrie- kunde	Haushalts- kunden
1	Lastflexibilisierung in der Industrie	✓		✓			
2	Gesteuertes Laden von Elektroautos	✓		✓			
3	Flexibilisierung der KWK	✓		✓			
4	Pumpspeicherkraftwerke	✓		✓			
5	Druckluftspeicher	✓		✓			
6	Großbatteriespeicher	✓		✓			
7	Lastflexibilisierung in privaten Haushalten	✓		✓			
8	Power2Gas	✓		✓			
9	Flexibilisierung der Laufwasserkraft	✓		✓			

Abbildung 3-59: *Betrachtete Akteure und Speichertechnologien für die Einsatzoption ‚Einhaltung von Lieferverpflichtungen‘*

Beschreibung

Stromerzeuger gehen zur Vermarktung der von ihnen erzeugten Elektrizität Lieferverträge mit Dritten ein. Kann die Lieferverpflichtung nicht durch die Erzeugung im eigenen Kraftwerk gedeckt werden, muss der Stromerzeuger zur Erfüllung der Lieferverpflichtung Elektrizität alternativ beschaffen. Unterbrechungen in der Erzeugung, denen planbare Ursachen zu Grunde liegen, z. B. Kraftwerksrevisionen, können vom Stromerzeuger mit einkalkuliert werden und stellen darum i. d. R. keine Schwierigkeit dar. Nicht planbare Unterbrechungen, z. B. durch technische Defekte, Lieferengpässe in der Brennstoffversorgung oder Erzeugungsvolatilitäten (v. a. bei regenerativen Kraftwerken) können Stromerzeuger hingegen vor wirtschaftliche und organisatorische Herausforderungen stellen. Nicht planbare Unterbrechungen führen dazu, dass Stromerzeuger kurzfristig Elektrizität bei sehr begrenztem Verhandlungsspielraum beschaffen müssen. Dabei wird in den meisten Fällen Strom zur kurzfristigen Überbrückung entweder über die Börse oder im OTC-Markt beschafft, bevor versucht wird, die Erzeugung wieder zu stabilisieren oder den Lieferverpflichtungen durch andere Kraftwerke im Portfolio gerecht zu werden. Da es sich um unplanbare Unterbrechungen handelt, die nicht prognostiziert werden können, muss die Beschaffung unmittelbar erfolgen. Das heißt, für die Beschaffung kommt v. a. der Intraday-Markt in Frage.

Speicher könnten zur temporären Überbrückung der Unterbrechungen zum Einsatz kommen und so die Beschaffung über den Handel ersetzen. Erfolgt die Vermarktung des erzeugten Stroms durch einen Händler im Sinne eines Asset-Backed-Tradings, überträgt sich die Problematik der kurzfristigen Adjustierung des Portfolios vom Erzeuger auf den Händler. Die Systematik der Einsatzoption bleibt davon jedoch unberührt.

Anforderungen

Regulatorische Einschränkungen für den Betrieb eines Speichers durch den Stromerzeuger bestehen zunächst nicht. Allerdings ist die rechtliche Lage hinsichtlich der anfallenden Entgelte und Abgaben bei der Ein- und Ausspeicherung bis dato nicht eindeutig festgelegt (vgl. /FFE-16 15/ Kapitel 2.1). Diese Unsicherheiten können sich im

Rahmen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung negativ auf den Einsatz des Speichers auswirken. Die Aktivierungszeit bewegt sich im Sekundenbereich und die Dauer der Ausspeicherung im Bereich von 15 Minuten bis zu wenigen Stunden, da der primäre Einsatzzweck die unmittelbare Überbrückung von Erzeugungsunterbrechungen ist. Der Mehrwert des Speichers liegt bei dieser Einsatzoption in der Vorhaltung von Kapazitäten für den Eintritt nicht oder nur eingeschränkt prognostizierter Ereignisse. Die Vorhaltdauer kann sich aus diesem Grund auf mehrere Monate belaufen.

Bedarf

Die bereitzustellende Leistung sowie die bereitzustellende Kapazität beziehen sich auf den Einzelfall. Der Festlegung der bereitzustellenden Leistung liegt die Annahme zugrunde, dass ein Stromerzeuger die generierte Elektrizität erst ab einer nennenswerten Kraftwerksleistung über Lieferverträge vermarkten wird. Im Bereich regenerativer Erzeugung wird hierbei auch teilweise von „utiliy scale“ Erzeugung gesprochen, wobei der Leistungsbereich hierfür nicht einheitlich definiert ist. Im Rahmen dieser Betrachtung wird von einer bereitzustellenden Leistung von mindestens einem Megawatt ausgegangen. Die bereitzustellende Kapazität kann aus der Dauer der Entladung des Speichers für den Einzelfall (15 Minuten bis zu wenigen Stunden) und der bereitzustellenden Leistung von 1 MW abgeleitet werden. Daraus ergibt sich eine bereitzustellende Kapazität von 250 kWh bis zu wenigen MWh.

Die Einsatzstunden, die sich pro Jahr für den Speicher ergeben, können mittels der Daten zur Verfügbarkeit von Kraftwerken näherungsweise bestimmt werden. Dabei wird zunächst auf die als ungeplant und nicht disponibel klassifizierte Arbeits-Nichtverfügbarkeit zurückgegriffen, welche im Jahr 2012 bei neun Prozent lag. Ungeplant und nicht disponibel bedeutet dabei, dass der Beginn der Nichtverfügbarkeit nicht oder bis maximal zwölf Stunden verschiebbar ist. Wird dieser Wert auf die Volllaststunden eines Kraftwerkes angewandt, kann eine erste Abschätzung der Ausspeicherdauer getroffen werden. Bei einer Einsatzdauer von 6.000 Stunden pro Jahr, die von Wärmekraftwerken durchschnittlich erfüllt wird, würde sich ein Wert von 540 Stunden pro Jahr ergeben. Diesen Wert gilt es jedoch noch entsprechend zu reduzieren, da der Speicher nur zur unmittelbaren Überbrückung dient und nicht die volle Ausfalldauer abdecken wird. Dabei wird angenommen, dass durch den Speicher maximal ein Viertel der anfallenden Stunden abgedeckt wird. Dadurch ergibt sich als Referenz für die Ausspeicherdauer ein Wert von 135 Stunden pro Jahr.

Kosten

Die Kosten, die für den Einsatz eines Speichers zur Einhaltung von Lieferverpflichtungen entstehen, müssen unter den Kosten liegen, die dem Erzeuger bzw. Händler für die unmittelbare Beschaffung von Energie zur Überbrückung des Kraftwerksausfalls entstehen. Referenz für die vermiedenen Kosten stellen die Intraday-Handelspreise für Stunden-Produkte dar. Als Referenz für die vermiedenen Kosten wird der durchschnittliche Spitzenpreis im Intraday-Handel für Stunden-Produkte angenommen. Dieser lag im Jahr 2012 bei 65,12 €/MWh. Die Annahme basiert auf der Überlegung, dass der ungeplante Ausfall eines Kraftwerks zur Verknappung des Angebots führt, was bei gleichbleibender Nachfrage eine Erhöhung der Börsenpreise mit sich bringt.

Für die Kosten, die bei der Beladung entstehen, wird angenommen, dass der Speicher in Zeiten mit günstigen Börsenpreisen geladen wird. Hierbei wird auf den durchschnittlichen Börsenpreis in den Nachtstunden (23:00 – 7:00) zurückgegriffen, der im Jahr 2012 bei 33,5 €/MWh lag.

Basisdaten

Zur Einhaltung von Lieferverpflichtungen müssen die Speichertechnologien die in **Tabelle 3-37** aufgeführten Parameter erfüllen.

Tabelle 3-37: *Basisdaten ‚Einhaltung von Lieferverpflichtungen‘*

Kategorie	Parameter	Definition
(1) Anforderungen	Regulatorisch	Keine, lediglich unklarer rechtlicher Rahmen in Bezug auf Entgelte bei Ein- und Ausspeicherung
	Aktivierungszeit	Sekundenbereich
	Dauer der Be- bzw. Entladung	15 Minuten bis zu wenigen Stunden
	Vorhaltdauer	Bis zu mehrere Monaten
(2) Bedarf	Bereitzustellende Leistung	≥ 1 MW
	Bereitzustellende Kapazität	≥ 250 kWh
	Einsatzstunden	135 h/a
(3) Kosten	Spezifische Strombezugskosten bei der Beladung des Speichers	Durchschnittswert der Börsenpreise für die Stunden von 23:00 – 7:00: 33,5 €/MWh in 2012 /EPEX-01 12/ zzgl. gesetzlicher Steuern und Abgaben
	Referenz für vermiedene Kosten	Durchschnittliche Spitzenpreise im Intraday-Handel für Stunden-Produkte: 65,12 €/MWh in 2012 /EPEX-01 12/ zzgl. Entgelte und Abgaben

Identifikation relevanter Speichertechnologien

Durch Gegenüberstellung der in Tabelle 3-37 dargestellten Basisdaten mit den technoökonomischen Kennwerten der Speichertechnologien wird die Flexibilisierung der KWK mit Wärmespeicher, Power2Heat mit Wärmespeicher, die Lastflexibilisierung in privaten Haushalten, das gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen, Power2Gas und die Flexibilisierung der Laufwasserkraft ausgeschlossen (vgl. **Tabelle 3-38**).

Zum Ausschluss der Flexibilisierung der KWK kommt es aufgrund der Vorhaltdauer, die sich auf mehrere Monate belaufen kann. Die Flexibilisierung der KWK mit Wärmespeicher stellt einen Tagesspeicher dar, der die Anforderungen an die Vorhaltdauer nicht erfüllen kann. Für die Technologie Power2Heat wird vorausgesetzt, dass sie kontinuierlich, sprich 8.760 h im Jahr, betrieben wird. Nur so kann gewährleistet werden, dass die Power2Heat-Anlage im Bedarfsfall für die Einhaltung von Lieferverpflichtungen entsprechend gedrosselt werden kann und der damit vermiedene Strombezug bilanziell für die Lieferverpflichtung zum Einsatz kommt. Die Anforderung eines ständigen Betriebs der Power2Heat-Anlage kann nicht erfüllt werden, wodurch es zum Ausschluss der Technologie kommt. Dem Ausschluss der Technologie Power2Gas liegt die selbe Ursache zugrunde.

Die Lastflexibilisierung in privaten Haushalten sowie das gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen können die Anforderung an die Vorhaltdauer und die Aktivierungszeit nicht erfüllen. Selbiges trifft auf die Lastflexibilisierung in der Industrie zu. Die Flexibilisierung der Laufwasserkraft wird als nicht relevant eingestuft, da das technische Potenzial aufgrund strenger Auflagen stark eingeschränkt ist.

Tabelle 3-38: Identifikation geeigneter und relevanter Speichertechnologien für die Einhaltung von Lieferverpflichtungen

Kategorie	Parameter	Wert	Nicht geeignete Speichertechnologien
(1) Anforderungen	Regulatorisch	Keine	Flexibilisierung der KWK mit Wärmespeicher Power2Heat mit Wärmespeicher Lastflexibilisierung in privaten Haushalten Gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen Power2Gas Lastflexibilisierung in der Industrie
	Aktivierungszeit	Sekundenbereich	
	Dauer der Be- bzw. Entladung	15 Minuten bis zu wenigen Stunden	
	Vorhaltdauer	Bis zu mehreren Monaten	
Kategorie	Parameter	Wert	Nicht relevante Speichertechnologien
(2) Bedarf	Bereitzustellende Leistung	$\geq 1 \text{ MWel}$	Flexibilisierung der Laufwasserkraft
	Bereitzustellende Kapazität	$\geq 250 \text{ kWh}$	
	Einsatzstunden	135 h/a	

Gewinnpotenzial

Die Einordnung des Gewinnpotenzials der relevanten Speichertechnologien für die Einsatzoption Einhaltung von Lieferverpflichtungen ist in **Tabelle 3-39** dargestellt. Die Einordnung erfolgt basierend auf den in /FFE-16 15/ berechneten Rentabilitätsindizes anhand des einleitend beschriebenen Ampelsystems.

Tabelle 3-39: Gewinnpotenzial relevanter Speichertechnologien für die Einhaltung von Lieferverpflichtungen

Technologie	Gewinnpotenzial	
	Zubau	Flexibilisierung
Pumpspeicherkraftwerke	X	
Druckluftspeicherkraftwerke (adiabat und diabat)	X	
Stationäre Großbatteriespeicher (Lithium-Ionen)	X	

Ein Gewinnpotenzial ist dann vorhanden, wenn die vermiedenen Kosten höher sind als die Kosten, die durch den Einsatz des Speichers entstehen. Innerhalb des BAU-Szenarios trifft dies auf keine der Speichertechnologien zu. Dieses Resultat ist durch die vergleichsweise geringen Einsatzstunden der Einsatzoption zu begründen.

3.3.3 Optimierung der EEG-Vermarktung

Die wirtschaftliche Optimierung der EEG-Vermarktung stellt eine Speichereinsatzoption für Betreiber von EEG-Anlagen dar. EEG-Anlagenbetreiber können sowohl Stromerzeuger, als auch Industrie- und Haushaltskunden sein. Als wesentliche Akteure für die Einsatzoption werden bis dato vor allem Stromerzeuger und Haushaltskunden gesehen. Für Industriekunden wird die Einsatzoption zukünftig an Bedeutung gewinnen, wenn die EEG-Vergütung für bestehende EEG-Anlagen in den nächsten Jahren auslaufen wird. Bei Industriekunden stehen dabei vor allem BHKW-Anlagen im Fokus. Im Gegensatz zu den fluktuierenden EEG-Technologien Wind und PV ist der Betrieb von Biomasse-BHKW nicht dargebotsabhängig. Vielmehr variieren die Volllaststunden in Abhängigkeit der gewählten Betriebsweise. Derzeit strebt die Mehrheit der Industriekunden, die ein Biomasse-BHKW besitzen, eine hohe Volllaststundenzahl an, um maximal von der bestehenden EEG-Vergütung profitieren zu können. Entfällt die EEG-Vergütung, wird angenommen, dass Industriekunden, falls das Interesse einer gesteigerten Vergütung besteht, die Betriebsweise ihrer Anlage entsprechend anpassen werden. Da diese Anpassung auch ohne Speicher erfolgen kann, stehen Industriekunden nicht im Fokus der nachfolgenden Betrachtung.

Speichertechnologie	Akteur					
	Stromerzeuger	Netzbetreiber	Stromhandel	Stromvertrieb	Industriekunde	Haushaltskunden
1 Lastflexibilisierung in der Industrie						
2 Gesteuertes Laden von Elektroautos						✓
3 Flexibilisierung der KWK	✓					
4 Pumpspeicherkraftwerke	✓					
5 Druckluftspeicher	✓					
6 Großbatteriespeicher	✓					
7 Lastflexibilisierung in privaten Haushalten						✓
8 Power2Gas						
9 Flexibilisierung der Laufwasserkraft	✓					

Abbildung 3-60: Betrachtete Akteure und Speichertechnologien für die Einsatzoption ‚Optimierung der EEG-Vermarktung‘

Die Akteure und Speichertechnologien, die in die Betrachtung der Einsatzoption Optimierung der EEG-Vermarktung mit einbezogen werden, sind in **Abbildung 3-60** zusammengefasst. Bei der Optimierung der EEG-Vermarktung ist es im Gegensatz zu anderen Einsatzoptionen notwendig, dass der zwischengespeicherte Strom wieder in das Netz eingespeist wird. Dies setzt voraus, dass sich der Speicher in räumlicher Nähe zur EEG-Anlage bzw. dem Netzeinspeisepunkt der EEG-Anlage befindet. Darum wird angenommen, dass sich der Speicher im Besitz des jeweiligen Akteurs befinden muss.

Beschreibung

Zur Förderung der Marktintegration von EEG-Anlagen wurde mit der EEG-Novelle von 2012 im Rahmen von § 33a bis § 33f die Möglichkeit der Direktvermarktung eingeführt. Die Direktvermarktung stellt eine Alternative zur klassischen Einspeisevergütung dar.

Innerhalb der Direktvermarktung kann Strom aus Anlagen, die ausschließlich mit erneuerbaren Energien oder Grubengas betrieben werden, an Dritte veräußert werden. Der Gesetzgeber sieht dabei drei verschiedene Formen der Direktvermarktung vor (vgl. § 33b EnWG): die Direktvermarktung zur Inanspruchnahme der Marktprämie, die Direktvermarktung zur Verringerung der EEG-Umlage durch ein EVU (Grünstromprivileg) sowie die sonstige bilateral verhandelte Direktvermarktung an Dritte. Speicher können dabei zur (energie-)wirtschaftlichen Optimierung der EEG-Vermarktung zur Inanspruchnahme der Marktprämie genutzt werden.

Im Rahmen des Marktprämienmodells wird der erzeugte EEG-Strom zunächst über die Börse oder am OTC-Markt vermarktet. Die Vermarktung kann entweder durch den Anlagenbetreiber selbst oder durch einen Dienstleister wahrgenommen werden. Zusätzlich zu den Erlösen aus der Vermarktung erhält der Anlagenbetreiber eine Marktprämie sowie eine Managementprämie. Letztere dient als Entschädigung für die Mehrkosten, die dem Anlagenbetreiber durch die Direktvermarktung entstehen. Die Marktprämie stellt eine zusätzliche Vergütung des EEG-Stroms dar und wird dem Anlagenbetreiber monatlich durch den Netzbetreiber bezahlt. Ihre Höhe berechnet sich, wie in § 33h EnWG festgelegt, aus der Differenz zwischen der potenziellen EEG-Vergütung und dem Referenzmarktwert (RMW). Der RMW ist der energieträgerspezifische Monatsmittelwert der Stundenkontrakte am Spotmarkt der EEX. Daraus lässt sich ableiten, dass die Marktprämie umso höher ausfällt, je höher die Differenz zwischen dem Börsenverkaufswert der eigenen EEG-Anlage und dem RMW ist. Ein Speicher kann gezielt dazu eingesetzt werden, diese Differenz zu erhöhen, indem er genutzt wird, um die Einspeisung der eigenen EEG-Anlage von der Einspeisung anderer EEG-Anlagen gleichen Typs zu entkoppeln.

Anforderungen

In Bezug auf den Speicher bestehen keine regulatorischen Anforderungen. Allerdings hat der Anlagenbetreiber mit seiner EEG-Anlage den in § 33a bis § 33f EnWG festgehaltenen gesetzlichen Vorschriften Rechnung zu tragen. Zu den Anforderungen hinsichtlich der Aktivierungszeit kann keine exakte Aussage getroffen werden. Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass Prognosen über den Lastgang von EEG-Anlagen bereits am Vortag oder mindestens einige Stunden im Voraus vorhanden sind. Daraus lässt sich folgern, dass die Aktivierungszeit im Stundenbereich liegt. Die Dauer der Beladung wird von der Erzeugung der EEG-Anlage beeinflusst. Es wird dabei angenommen, dass der Speicher für eine Beladung von fünf Stunden ausgelegt werden muss, um einen Beitrag zur Optimierung der Vermarktung zu leisten. Die Entladung richtet sich nach den handelbaren Stromprodukten. Aus diesem Grund kann ein Wert von 15 Minuten bis zu einigen Stunden angesetzt werden. Die Vorhaltdauer ist die Dauer der Entkopplung zwischen der Einspeisung der eigenen EEG-Anlage und der Einspeisung weiterer EEG-Anlagen gleichen Typs. Hier ist davon auszugehen, dass die Vorhaltdauer im Bereich zwischen einer Stunde und einem Tag liegen kann.

Bedarf

Die Direktvermarktung zur Inanspruchnahme der Marktprämie kann für EEG-Anlagen jeder Leistungsklasse zum Einsatz kommen. Die Vermarktung des EEG-Stroms, der in kleineren Anlagen erzeugt worden ist, erfolgt im Pool durch einen Speicherpool-Aggregator. Die Speicherleistung sollte ausreichend sein, um die

Mindestangebotsgröße für Spotmarkt-Produkte an der Strombörse von 0,1 MW zu erfüllen. Aus diesem Grund kann die durch den Speicher bereitzustellende Leistung in einem Bereich von 0,1 MW bis zu mehreren MW angegeben werden. Die bereitzustellende Kapazität kann sich in einem Bereich von 25 kWh bis zu mehreren MWh bewegen, wobei davon auszugehen ist, dass mit dem Minimalwert von 25 kWh kein nennenswerter Beitrag zur Optimierung der EEG-Vermarktung geleistet werden kann.

Die Einsatzstunden, die sich für den Speicher ergeben, sind von der EEG-Anlage abhängig, deren Stromvermarktung optimiert werden soll. Für den Haushaltskunden wird dabei auf die Volllaststunden einer PV-Anlage zurückgegriffen, welche in Deutschland im Bereich von 700 bis 1.000 Stunden pro Jahr liegen. Beim Stromerzeuger wird hingegen auf die Volllaststunden einer Onshore-Windkraftanlage von 1.000 bis 2.800 Stunden pro Jahr Bezug genommen. /AEE-02 13/

Kosten

Die Kosten für die Einsatzoption Optimierung der EEG-Vermarktung müssen geringer sein als der Mehrerlös, den der Akteur durch die zeitliche Entkopplung der Einspeisung seiner Anlage von anderen EEG-Anlagen gleichen Typs erzielen kann. Der maximal zu erzielende Mehrerlös kann dabei in Annäherung über den RMW für eine EEG-Technologie und die Börsenpreise bestimmt werden. Als Referenz für den RMW wird auf den durchschnittlichen RMW je Technologie für das Jahr 2012 zurückgegriffen. Bei den Börsenpreisen wird ein Durchschnittswert aus den höchsten Day-Ahead Stundenpreisen über einen bestimmten Zeitraum für das Jahr 2012 gebildet. Der Zeitraum ist dabei abhängig von den Volllaststunden, welche die EEG-Anlage in Deutschland erzielt. /AEE-02 13/ Die maximal zu erzielenden Mehrerlöse ergeben sich durch die Differenz aus dem Durchschnittspreis und dem RMW. Dabei gilt es zu beachten, dass es durch die Speicherverluste zu einer Reduktion der in das Netz eingespeisten und damit vergüteten Energiemenge kommt.

Der durchschnittliche RMW für PV lag im Jahr 2012 bei 4,495 ct/kWh und der durchschnittliche RMW für Onshore-Wind bei 3,819 ct/kWh. Für PV-Anlagen wird als Referenz für den maximal zu erzielenden Börsenpreis der Durchschnittswert aus den vier teuersten Stunden je Tag im Intraday-Handel zurückgegriffen. Dieser lag im Jahr 2012 bei 58,12 €/MWh. Für Windkraftanlagen wird hingegen auf den durchschnittlichen Börsenpreis in den Tagstunden in Höhe von 42,60 €/MWh zurückgegriffen. Dieser Unterscheidung liegt die höhere Volllaststundenzahl von Windkraftanlagen zugrunde.

Basisdaten

Zusammenfassend lassen sich für die Einsatzoption Optimierung der EEG-Vermarktung die in **Tabelle 3-40** aufgeführten Parameter festhalten.

Tabelle 3-40: *Basisdaten ,Optimierung der EEG-Vermarktung'*

Kategorie	Parameter	Definition
(1) Anforderungen	Regulatorisch	Keine Anforderungen an Speicher, aber an EEG-Anlage (vgl. § 33a ff. EnWG)
	Aktivierungszeit	Minuten- bis Stundenbereich
	Dauer der Ein- bzw. Ausspeicherung	≥ 5 Stunden
	Vorhaltdauer	Mehrere Stunden Eingespeicherter EEG-Strom muss wieder in das Netz ausgespeist werden (reine Zwischenspeicherung)
(2) Bedarf	Bereitzustellende Leistung	≥ 0,1 MW _{el}
	Bereitzustellende Kapazität	≥ 25 kWh _{el}
	Einsatzstunden	Abhängig von EEG-Technologie <ul style="list-style-type: none"> • PV: 700 – 1.000 h/a • Onshore Wind: 1.000 – 2.800 h/a
(3) Kosten	Spezifische Strombezugskosten bei der Beladung des Speichers	<ul style="list-style-type: none"> • Abhängig von EEG-Technologie • Fließen nicht in Wirtschaftlichkeitsanalyse mit ein, da Betrachtung der Mehrkosten und Mehrerlöse vollzogen wird (s. Referenz)
	Referenz für zu generierende Mehrerlöse	Abhängig von der EEG-Technologie (= Börsenpreis – RMW) <ul style="list-style-type: none"> • PV: 58,12 €/MWh – 44,95 €/MWh • Onshore Wind: 42,60 €/MWh – 38,19 €/MWh

Identifikation relevanter Speichertechnologien

Tabelle 3-41 zeigt, welche Speichertechnologien für die Einsatzoption Optimierung der EEG-Vermarktung relevant sind. Es zeigt sich, dass Technologien, die auf einer Flexibilisierung von technischen Anlagen oder Geräten beruhen, die Anforderungen nicht erfüllen können. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Optimierung der EEG-Vermarktung eine reine Zwischenspeicherung darstellt und der EEG-Strom nach der Speicherung wieder in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist werden muss. Die vier Speichertechnologien, welche die Anforderungen erfüllen können, umfassen: Druckluftspeicher, Pumpspeicherkraftwerke, Großbatteriespeicher und Hausspeichersysteme. Während für Erstere eine optimierte Vermarktung von Windenergie betrachtet wird, erfolgt für die Hausspeichersysteme eine optimierte Vermarktung von Strom aus PV.

Tabelle 3-41: Identifikation geeigneter und relevanter Speichertechnologien für die Optimierung der EEG-Vermarktung

Kategorie	Parameter	Wert	Nicht geeignete Speichertechnologien
(1) Anforderungen	Regulatorisch	Keine	Flexibilisierung der KWK Flexibilisierung von Haushaltsgeräten Flexibilisierung von Heizungsgeräten (private Haushalte) Gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen Flexibilisierung der Laufwasserkraft Power2Gas
	Aktivierungszeit	Minuten bis Stundenbereich	
	Dauer der Be- bzw. Entladung	≥ 5 Stunden	
	Vorhaltdauer	Mehrere Stunden Reine Zwischenspeicherung	
Kategorie	Parameter	Wert	Nicht relevante Speichertechnologien
(2) Bedarf	Bereitzustellende Leistung	≥ 0,1 MW _{el}	---
	Bereitzustellende Kapazität	≥ 0,25 kWh _{el} (ideales System)	
	Einsatzstunden	Abhängig von EEG-Technologie PV: 700 – 1.000 h/a Onshore Wind: 1.000 – 2.800 h/a Biomasse BHKW: 5.000 – 7.000 h/a	

Gewinnpotenzial

In **Tabelle 3-42** ist das Gewinnpotenzial für die Optimierung der EEG-Vermarktung dargestellt. Es zeigt sich, dass für keine der Speichertechnologien ein Gewinnpotenzial vorliegt.

Tabelle 3-42: Gewinnpotenzial relevanter Speichertechnologien für die Optimierung der EEG-Vermarktung

Technologie	Gewinnpotenzial	
	Zubau	Flexibilisierung
Pumpspeicherkraftwerke		X
Druckluftspeicherkraftwerke (diabat und adiabat)		X
Stationäre Großbatteriespeicher (Lithium-Ionen)		X
Batteriespeicher in privaten Haushalten		X

3.3.4 Bereitstellung von Regelleistung

Die Bereitstellung von Regelleistung als Einsatzoption für Speicher erscheint zunächst für Stromerzeuger, Netzbetreiber, Industriekunden sowie Haushaltskunden mit eigener Erzeugung relevant. Bei detaillierterer Betrachtung der rechtlichen und organisatorischen Rahmenbedingungen der Regelleistungsbeschaffung muss jedoch davon ausgegangen werden, dass die Einsatzoption für den Netzbetreiber als nicht relevant zu klassifizieren ist.

Dem Netzbetreiber obliegt laut Gesetz die bedarfsabhängige Beschaffung von Regelleistung. Dadurch entstehen dem Netzbetreiber zunächst Kosten, die er aber

entsprechend weiterreicht. Die Kosten für den Leistungspreis werden über die Netznutzungsentgelte verrechnet. Die Kosten für den Arbeitspreis werden über die Abrechnung der Ausgleichsenergie verursachergerecht umgelegt und dem Netzbetreiber erstattet. Aus diesem Grund sind die Kosten, die dem Netzbetreiber für die Beschaffung der Regelleistung entstehen, als durchlaufender Posten zu sehen. Diese Tatsache bleibt auch im Rahmen der Anreizregulierung bestehen. Zwar ist es das Ziel der Anreizregulierung, durch eine festgelegte Erlösobergrenze dem Netzbetreiber einen Anreiz zur Senkung seiner Kosten z. B. durch Effizienzmaßnahmen zu setzen, die Kosten für die Regelleistungsbeschaffung bleiben davon jedoch weitestgehend unberührt. Im Rahmen der Festlegung der Erlösobergrenze werden diese Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten (externe Kosten) klassifiziert und fließen damit nicht in den Effizienzvergleich mit ein. Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten werden von den Gesamtkosten des Netzbetreibers abgezogen und damit quasi eins zu eins durchgereicht. Dadurch entfällt auch hier die Motivation zur Kostensenkung bei der Beschaffung der Regelleistung durch den Netzbetreiber und somit die Motivation, die Einsatzoption zu verwirklichen. Aus diesem Grund wird die Einsatzoption im Weiteren nur mehr aus Sicht der Akteure Stromerzeuger, Industriekunde und Haushaltskunde weiter betrachtet. Eine Übersicht zu den betrachteten Akteuren und jeweiligen Speichertechnologien liefert **Abbildung 3-61**.

Speichertechnologie	Akteur					
	Stromerzeuger	Netzbetreiber	Stromhandel	Stromvertrieb	Industriekunde	Haushaltskunden
1 Lastflexibilisierung in der Industrie					✓	
2 Gesteuertes Laden von Elektroautos						✓
3 Flexibilisierung der KWK	✓					
4 Pumpspeicherkraftwerke	✓					
5 Druckluftspeicher	✓					
6 Großbatteriespeicher	✓				✓	
7 Lastflexibilisierung in privaten Haushalten						✓
8 Power2Gas					✓	
9 Flexibilisierung der Laufwasserkraft	✓					

Abbildung 3-61: *Betrachtete Akteure und Speichertechnologien für die Einsatzoption ‚Bereitstellung von Regelleistung‘*

Auf die Grundlagen der Regelleistungsbereitstellung im Rahmen der Frequenzhaltung wurde bereits in Kapitel 3.2.5 im Detail eingegangen. Aus diesem Grund beschränkt sich die nachfolgende Beschreibung auf die Skizzierung der relevanten Parameter.

Beschreibung

Durch die Vermarktung von Regelleistung am Regelleistungsmarkt können Erlöse für die Bereitstellung von Leistung und/oder die Lieferung von Energiemengen generiert werden. Die Akteure können Speicher dazu verwenden, Regelleistung zu vermarkten oder die Vermarktung von Regelleistung zu optimieren und so ihre Erlöse erhöhen. Auf

die Einzelheiten der Bereitstellung von Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserve wird an dieser Stelle nicht weiter eingegangen.

Anforderungen

Die Anforderungen an die Bereitstellung von Regelleistung werden im Wesentlichen durch die Voraussetzung zur Teilnahme am Regelleistungsmarkt festgelegt. Diese wurden in Abschnitt 3.2.6 bereits nach Regelleistungsart aufgeschlüsselt und zusammengefasst. Diese Daten lassen sich auf die Einsatzoption Bereitstellung von Regelleistung übertragen und werden als Basisdaten in **Tabelle 3-43** übernommen.

Bedarf

Der Bedarf für die Einsatzoption Bereitstellung von Regelleistung gleicht nicht dem Bedarf der Einsatzoption Frequenzhaltung. Die Frequenzhaltung stellt eine Einsatzoption aus Systemsicht dar. Dementsprechend stellt der gesamte Bedarf des Systems die Grundlage für die ausgewiesene bereitzustellende Leistung und Kapazität dar. Bei der Bereitstellung von Regelleistung liegt der Fokus auf dem Akteur. Aus diesem Grund ist die Basis für die erforderliche Leistung und Kapazität nicht der Bedarf des Systems, sondern der Leistungs- und Kapazitätsbedarf, der für die Bereitstellung eines Produktes am Regelleistungsmarkt erforderlich ist. Die bereitzustellende Leistung ergibt sich zunächst aus den Mindestangebotsgrößen für die einzelnen Regelleistungsarten: PRL 1 MW, SRL 5 MW, MRL 5 MW. Bei der PRL greift zusätzlich die Besonderheit, dass sie sowohl in positive als auch in negative Richtung vorgehalten werden muss, während die SRL und MRL entweder in positive oder in negative Richtung bereitgestellt werden müssen.

Zur Erreichung der Angebotsgröße können einzelne Speicher zu einem Pool zusammengeschlossen werden, wodurch die bereitzustellende Leistung eines einzelnen Speichers keinen begrenzenden Faktor darstellt, so lange eine ausreichende Anzahl an Speichern zusammengeschlossen werden kann. Selbiges trifft auch auf die bereitzustellende Kapazität zu.

Die Einsatzstunden unterscheiden sich je nach Regelleistungsart. Dabei wird bei der PRL angenommen, dass die Einsatzstunden die kompletten Stunden eines Jahres (8.760 h/a) abdecken, bei der SRL und MRL werden hingegen die mittleren Abrufdauern als Referenz herangezogen. Für negative SRL lagen diese im Jahr 2012 bei 683 h, für positive SRL bei 378 Stunden, für negative MRL bei 74 h und für positive MRL bei 85 h. In Bezug auf die Einsatzstunden der PRL gilt es zu erwähnen, dass angenommen wird, dass ein Speicher nicht den gesamten Einsatzzeitraum der Leistungsvorhaltung bereitstellen können muss. Vielmehr richten sich die realisierten Einsatzstunden nach den technoökonomischen Kennwerten der jeweiligen Speichertechnologie und werden im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung entsprechend berücksichtigt.

Kosten

Als Referenzkosten werden die Mittelwerte für Leistungs- und Arbeitspreise, die in den Jahren 2012 bis 2014 am Regelleistungsmarkt für die einzelnen Produkte erzielt worden sind, herangezogen. Diese Werte können Tabelle 3-43 entnommen werden. Entsprechend der Vergütungsweise in der Praxis erfolgt für die PRL-Berechnung nur der Einbezug des Leistungspreises, während für die SRL- und MRL-Berechnung sowohl

der Leistungs- als auch der Arbeitspreis herangezogen werden. Der Ansatz zur Berechnung des Gewinnpotenzials und die anzusetzenden vermiedenen Kosten unterscheiden sich zudem zwischen der Bereitstellung negativer und der Bereitstellung positiver Regelleistung:

Wird negative Regelleistung bereitgestellt, ersetzt dies für bestimmte Technologien, wie zum Beispiel Power2Gas und Elektrofahrzeuge, gegebenenfalls einen anderweitigen Strombezug. Der Gewinn, der mit der Bereitstellung negativer Regelleistung einhergeht, setzt sich dann neben dem Leistungspreis zudem aus der Differenz zwischen den vermiedenen Kosten für den anderweitigen Strombezug und dem Arbeitspreis zusammen. Während der Arbeitspreis für die Bereitstellung negativer Regelleistung über alle Speichertechnologien hinweg als gleich angenommen wird, unterscheidet sich der substituierte Strombezug in Abhängigkeit der Speichertechnologie. Für Speichertechnologien, die sich im Besitz eines Haushalts- oder Industriekunden befinden, wird dabei auf die entsprechenden Tarife bzw. Sondertarife zurückgegriffen. Die anfallenden Steuern und Abgaben werden in Abhängigkeit der Technologie mit einbezogen.

Die Bereitstellung positiver Regelleistung bedeutet, dass in Zeiten mit hoher Nachfrage eine Entladung konventioneller Speicher erfolgt bzw. Speichertechnologien, die auf einer Flexibilisierung beruhen, ihren Strombezug unterbrechen bzw. verschieben. Dementsprechend erzielen konventionelle Speichertechnologien einen potenziellen Gewinn durch die Differenz zwischen den Strombezugskosten und den Erlösen, die durch den Arbeitspreis erzielt werden können. Verluste, die bei der Speicherung entstehen, fließen in Abhängigkeit der Speichertechnologie in die Berechnung mit ein. Wie auch im Fall der negativen Regelleistung, sind die Strombezugskosten von der jeweiligen Speichertechnologie abhängig. Während für Batteriespeicher in privaten Haushalten der entsprechende Tarifkundenstrompreis angesetzt wird, basieren die Strombezugskosten großtechnischer Speicher auf den Großhandelspreisen zzgl. der jeweils zu entrichtenden Steuern und Abgaben. Als Referenz für den Großhandelspreis wird auf den durchschnittlichen Preis in den Nachtstunden des Jahres 2012 in Höhe von 33,50 €/MWh zurückgegriffen. Für Flexibilisierungsmaßnahmen fallen durch die Verschiebung hingegen keine zusätzlichen Strombezugskosten an, der potenzielle Gewinn für das Nicht-Beziehen elektrischer Energie zu einem bestimmten Zeitpunkt ist durch den Arbeitspreis gegeben. Erlöse durch den Leistungspreis werden in beiden Fällen gleichermaßen einbezogen.

Basisdaten

Die Basisdaten, die ein Speicher für die Einsatzoption Bereitstellung von Regelleistung erfüllen muss, sind in Tabelle 3-43 zusammengefasst.

Tabelle 3-43: Basisdaten, Bereitstellung von Regelleistung' (1/2)

Kategorie	Parameter	Wert
(1) Anforderungen	Rechtlich/Regulatorisch	Mindestleistung für Markteintritt: PRL: $>\pm 1$ MW _{el} (gleichzeitig positiv und negativ) SRL und MRL: >5 MW _{el} Weitere regulatorische Anforderungen sind in den folgenden Parametern enthalten.
	Aktivierungszeit*	PRL: <30 s SRL: <5 min MRL: <15 min
	Dauer der Be- bzw. Entladung	PRL: prinzipiell gesamter Vermarktungszeitraum, für die Berechnung wird auf Basis zahlreicher Praxisbeispiele eine Auslegung auf 1 h angenommen SRL: je nach Vermarktungszeitraum bis zu mehrere Tage, 4 h für Anlagen mit begrenztem Arbeitsvermögen MRL: 4 h
	Vorhaltdauer	k.A. (für SRL und MRL getrenntes Anbieten von negativer und positiver Leistung)
(2) Bedarf	Bereitzustellende Leistung	Keine Einschränkung, da Zusammenschluss zu einem Pool möglich ist
	Bereitzustellende Kapazität	Keine Einschränkung, da Zusammenschluss zu einem Pool möglich ist
	Einsatzstunden	PRL: 8.760 h/a nSRL: 683 h/a pSRL: 378 h/a nMRL: 74 h/a pMRL: 85 h/a

*Im Gegensatz zu den anderen Einsatzoptionen bezeichnet die Aktivierungszeit für die Frequenzhaltung die Zeit, in der die gesamte Leistung verfügbar sein muss (Aktivierung + Hochfahren).

Tabelle 3-44: Basisdaten ‚Bereitstellung von Regelleistung‘ (2/2)

Kategorie	Parameter	Wert
(3) Kosten	Spezifische Strombezugskosten bei der Beladung des Speichers	<p>PRL: Kein Einbezug von Strombezugskosten</p> <p>Negative SRL und MRL:</p> <ul style="list-style-type: none"> Arbeitspreis zzgl. Steuern und Abgaben: Diese sind geringer als ein herkömmlicher Strombezug, da Arbeitspreise für nSRL und nMRL negativ sind (s.u.) → Berücksichtigung der Erlöse aus der Energiebereitstellung Flexibilisierungsmaßnahmen: Kein zusätzlicher Strombezug durch Verschiebung, aber Anrechnung der Erlöse aus dem Arbeitspreis (s.u.) <p>Positive SRL und MRL:</p> <ul style="list-style-type: none"> PSW, CAES und stationäre Großbatteriespeicher: Börsenpreis Nachtstunden in [33,50 €/MWh in 2012] zzgl. Steuern und Abgaben Batteriespeicher in privaten Haushalten: Tarifkundenstrompreis Flexibilisierungsmaßnahmen: Kein zusätzlicher Strombezug durch Verschiebung, aber Anrechnung der Erlöse aus dem Arbeitspreis (s.u.)
	Referenz für Erlöse aus der Energiebereitstellung	<p>Arbeitspreis 2012-2014: PRL: - nSRL: -2,7 €/MWh pSRL: 91,5 €/MWh nMRL: -70,3 €/MWh pMRL: 178,9 €/MWh</p>
	Referenz für Erlöse aus der Leistungsvorhaltung	<p>Leistungspreis 2012-2014: PRL: 18 €/MW und h nSRL: 9,4 €/MW und h pSRL: 5,9 €/MW und h nMRL: 4,2 €/MW und h pMRL: 0,7 €/MW und h</p>

Identifikation relevanter Speichertechnologien

Die Identifikation geeigneter Speichertechnologien für die Einsatzoption Bereitstellung von Primärregelleistung aus Akteurssicht (vgl. **Tabelle 3-45**) deckt sich mit der Identifikation geeigneter Speichertechnologien für die Einsatzoption Frequenzhaltung aus Systemssicht.

Tabelle 3-45: *Identifikation geeigneter und relevanter Speichertechnologien für die Bereitstellung von Primärregelleistung*

Kategorie	Parameter	Wert	Nicht geeignete Speichertechnologien
(1) Anforderungen	Regulatorisch	$>\pm 1 \text{ MW}_{\text{el}}$ (gleichzeitig positiv und negativ)	Power2Heat mit Wärmespeicher Power2Gas
	Aktivierungszeit	<30 s	Lastflexibilisierung von Haushaltsgeräten Flexibilisierung Power2Heat in privaten Haushalten Gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen Batteriespeicher in privaten Haushalten
	Dauer der Be- bzw. Entladung	auf Basis von Praxisbeispielen: 1 h	---
	Vorhaltdauer	k.A.	---
Kategorie	Parameter	Wert	Nicht relevante Speichertechnologien
(2) Bedarf	Bereitzustellende Leistung	Keine Einschränkung, da Zusammenschluss zu einem Pool möglich ist	Lastflexibilisierung der Industrie
	Bereitzustellende Kapazität	Keine Einschränkung, da Zusammenschluss zu einem Pool möglich ist	Flexibilisierung der KWK mit Wärmespeicher Flexibilisierung der Laufwasserkraft
	Einsatzstunden	8.760 h/a (Maximum, muss nicht erreicht werden)	

Der kritische Faktor Aktivierungszeit in Bezug auf die Anforderungen zur Bereitstellung von PRL ist bei der Bereitstellung von SRL oder MRL nicht mehr gegeben. Die hier geforderten Aktivierungszeiten von 5 bzw. 15 Minuten können von allen Speichertechnologien erfüllt werden. Die Anforderungen zur Bereitstellung von SRL und MRL führen nur zum Ausschluss der Flexibilisierung der stromintensiven Industrie mit Produktionsausfall (vgl. **Tabelle 3-46** und

Tabelle 3-47). Diese ist aufgrund eines potenziell auftretenden Produktionsausfalls von bis zu vier Stunden nicht geeignet, da eine starke Beeinträchtigung des Primärnutzens erfolgt. Darüber hinaus wird analog zur Systemsicht für Power2Heat mit Wärmespeicher, Power2Gas als auch für hybride Heizsysteme in privaten Haushalten angenommen, dass die Bereitstellung nur in negative Richtung erfolgen kann.

Der Bedarf führt zum Ausschluss der Flexibilisierung der Laufwasserkraft aufgrund ihres rechtlich eingeschränkten Potenzials. Zudem ist das zusätzliche Bereitstellen von Regelleistung durch Vergrößerung des Wärmespeichers einer KWK-Anlage im Vergleich zum bereits vorhandenen Potenzial der KWK-Anlage als gering einzuschätzen. Relevant für die Bereitstellung von SRL und MRL ist jedoch die Installation einer zusätzlichen Power2Heat-Anlage mit Wärmespeicher. Diese Möglichkeit beschränkt sich wie erwähnt auf die Bereitstellung von negativer SRL und MRL.

Tabelle 3-46: *Identifikation geeigneter und relevanter Speichertechnologien für die Bereitstellung von Sekundärregelleistung*

Kategorie	Parameter	Wert	Nicht geeignete Speichertechnologien
(1) Anforderungen	Regulatorisch	>5 MW _{el}	---
	Aktivierungszeit	<5 min	---
	Dauer der Be- bzw. Entladung	je nach Vermarktungszeitraum bis zu mehreren Tagen, 4 h für Anlagen mit begrenztem Arbeitsvermögen	Flexibilisierung in der stromintensiven Industrie mit Produktionsausfall
	Vorhaltdauer	k.A. (für SRL und MRL getrenntes Anbieten von negativer und positiver Leistung)	---
Kategorie	Parameter	Wert	Nicht relevante Speichertechnologien
(2) Bedarf	Bereitzustellende Leistung	Keine Einschränkung, da Zusammenschluss zu einem Pool möglich ist	Flexibilisierung der KWK mit Wärmespeicher Flexibilisierung der Laufwasserkraft
	Bereitzustellende Kapazität	Keine Einschränkung, da Zusammenschluss zu einem Pool möglich ist	
	Einsatzstunden	nSRL: 683 h/a pSRL: 378 h/a	

Tabelle 3-47: *Identifikation geeigneter und relevanter Speichertechnologien für die Bereitstellung von Minutenreserve*

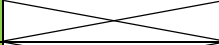
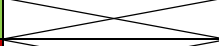
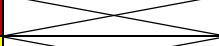
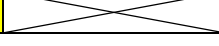
Kategorie	Parameter	Wert	Nicht geeignete Speichertechnologien
(1) Anforderungen	Regulatorisch	>5 MW _{el}	---
	Aktivierungszeit	<15 min	---
	Leistungsgradient	für Frequenzhaltung in Aktivierungszeit berücksichtigt	---
	Dauer der Be- bzw. Entladung	4 h	Flexibilisierung in der stromintensiven Industrie mit Produktionsausfall
	Vorhaltdauer	k.A. (für SRL und MRL getrenntes Anbieten von negativer und positiver Leistung)	---
Kategorie	Parameter	Wert	Nicht relevante Speichertechnologien
(2) Bedarf	Bereitzustellende Leistung	Keine Einschränkung, da Zusammenschluss zu einem Pool möglich ist	Flexibilisierung der KWK mit Wärmespeicher Flexibilisierung der Laufwasserkraft
	Bereitzustellende Kapazität	Keine Einschränkung, da Zusammenschluss zu einem Pool möglich ist	
	Einsatzstunden	nMRL: 74 h/a pMRL: 85 h/a	

Gewinnpotenzial

Das Gewinnpotenzial für die als relevant klassifizierten Speichertechnologien in Abhängigkeit der jeweiligen Regelleistungsart ist in **Tabelle 3-48**, **Tabelle 3-49** und **Tabelle 3-50** abgebildet. Zur Bestimmung des Gewinnpotenzials bei der Bereitstellung von PRL wurde untersucht, ob die entstehenden Kosten durch die zu generierenden Erlöse für die Leistungsbereitstellung gedeckt werden können. Im Gegensatz zur SRL- und MRL-Bereitstellung fanden Verluste durch die tatsächliche Aktivierung keinen Eingang. Für SRL und MRL hingegen wurden neben den Speicherkosten und den Erlösen aus Leistungsbereitstellung auch durch den Arbeitspreis erzielbare Erlöse bzw. Kostenreduktionen berücksichtigt. Bei Speichertechnologien, die Regelleistung als Pool bereitstellen, fließt die Marge für den Speicherpool-Aggregator als zusätzlicher Faktor in die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung mit ein.

Wie **Tabelle 3-48** zeigt, können sowohl Großbatteriespeicher als auch diabate Druckluftspeicher zu einer Kostenreduktion führen. Während das Potenzial eines Großbatteriespeichers stark durch die im Rahmen der Präqualifikation geforderte Auslegung beeinflusst wird, ist die Möglichkeit der PRL-Bereitstellung durch Pump- und Druckluftspeicher von dem jeweiligen Betriebszustand abhängig. Zudem werden Verluste im Betrieb nicht berücksichtigt.

Tabelle 3-48: *Gewinnpotenzial relevanter Speichertechnologien für die Bereitstellung von Primärregelleistung*

Technologie	Gewinnpotenzial	
	Zubau	Flexibilisierung
Stationäre Großbatteriespeicher (Lithium-Ionen)		
Druckluftspeicherkraftwerke (diabat)		
Druckluftspeicherkraftwerke (adiabat)		
Pumpspeicherkraftwerke		

Für die Bereitstellung negativer Sekundärregelleistung weisen die Lastflexibilisierung in der Industrie, Power2Heat-Anlagen mit Wärmespeicher, Power2Gas-Anlagen sowie die Flexibilisierung von Nachtspeicherheizungen ein Gewinnpotenzial auf. Bei Power2Gas-Anlagen sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass das tatsächlich realisierbare Gewinnpotenzial stark von den Auswirkungen eines flexiblen Betriebs auf die Lebensdauer der technischen Komponenten der Anlage abhängig ist.

Tabelle 3-49: *Gewinnpotenzial relevanter Speichertechnologien für die Bereitstellung von negativer und positiver Sekundärregelleistung (nSRL und pSRL)*

Technologie	Gewinnpotenzial			
	Zubau		Flexibilisierung	
	nSRL	pSRL	nSRL	pSRL
Flexibilisierung in der stromint. Industrie ohne Produktionsausfall				
Flexibilisierung von Querschnittstechnologien in der Industrie				
Power2Heat mit Wärmespeicher				
Flexibilisierung Power2Heat in Haushalten (NSH)				
Flexibilisierung Power2Heat in Haushalten (WP)				
Power2Gas H2				
Flexibilisierung Power2Heat in Haushalten (hybrides Heizsystem)				
Druckluftspeicherkraftwerke (diabat und adiabat)				
Pumpspeicherkraftwerke				
Gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen				
Power2Gas CH4				
Stationäre Großbatteriespeicher (Lithium-Ionen)				
Batteriespeicher in privaten Haushalten				
Flexibilisierung von Haushaltsgeräten (Kühl- und Gefriergeräte)				

Aufgrund der geringeren zu erzielenden Erlöse und begrenzten Einsatzstunden existiert für die MRL ein Gewinnpotenzial nur für die Lastflexibilisierung in der Industrie und für Power2Heat mit Wärmespeicher. Für die Bereitstellung positiver MRL beschränkt sich das Gewinnpotenzial auf die Flexibilisierung der stromintensiven Industrie ohne Produktionsausfall. Darüber hinaus gilt, wie bei der Bereitstellung von SRL auch, dass das Gewinnpotenzial für die Lastflexibilisierung in der Industrie für jeden Anwendungsfall individuell geprüft werden muss.

Tabelle 3-50: *Gewinnpotenzial relevanter Speichertechnologien für die Bereitstellung von negativer und positiver Minutenreserve (nMRL und pMRL)*

Technologie	Gewinnpotenzial			
	Zubau		Flexibilisierung	
	nMRL	pMRL	nMRL	pMRL
Flexibilisierung in der stromint. Industrie ohne Produktionsausfall			Green	Green
Flexibilisierung von Querschnittstechnologien in der Industrie			Green	Yellow
Power2Heat mit Wärmespeicher	Green			
Flexibilisierung Power2Heat in Haushalten (NSH und WP)			Red	Red
Flexibilisierung Power2Heat in Haushalten (hybride Heizsysteme)	Red			
Power2Gas (H ₂ und CH ₄)	Red	Red		
Druckluftspeicherkraftwerkes (diabat und adiabat)	Red	Red		
Pumpspeicherkraftwerke	Red	Red		
Gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen			Red	Red
Stationäre Großbatteriespeicher (Lithium-Ionen)	Red	Red		
Batteriespeicher in privaten Haushalten	Red	Red		
Flexibilisierung von Haushaltsgeräten (Kühl- und Gefriergeräte)	Red	Red		

3.3.5 Teilnahme im kurzfristigen Stromhandel

Der Einsatz eines Speichers zur Ausnutzung von Preisdifferenzen im Stromhandel kann sowohl für den Stromhändler als auch für den Industrie- und Haushaltskunden von Interesse sein. Ein Händler kann aus Gründen der Risikoabsicherung, der Portfoliooptimierung oder zu Arbitragezwecken auf einen Speicher zurückgreifen. Die Option des Speichereinsatzes zur alleinigen Risikoabsicherung ist im Rahmen der Einsatzoption Einhaltung von Lieferverpflichtungen abgedeckt. Aus diesem Grund beschränken sich die hier diskutierten Einsatzoptionen auf die Optimierung des Portfolios und die Generierung von Erlösen nach dem Prinzip „buy low and sell high“. Die Vermarktung von Speicherkapazitäten oder Flexibilitäten stellt sowohl für Haushalts- als auch für Industriekunden eine Möglichkeit dar, zusätzliche Erlöse zu erzielen. Während es bei großen Industriekunden denkbar ist, dass sie die Vermarktung selbst durchführen, muss bei kleinen Industriekunden und bei Haushaltskunden davon ausgegangen werden, dass die Vermarktung durch einen Dritten erfolgt. Diese Rolle kann beispielweise auch ein Stromhändler wahrnehmen. Im Zuge der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wird die Einbindung eines Dritten mittels einer zusätzlichen Marge berücksichtigt. Welche Speichertechnologien dabei für welchen Akteur im Zuge der Untersuchung betrachtet werden müssen, ist in **Abbildung 3-62** dargestellt. Beim Stromhändler wird angenommen, dass er im Zuge der Vermarktung von Kapazitäten für Dritte, auf alle Speichertechnologien zurückgreifen kann.

Speichertechnologie	Akteur					
	Strom- erzeuger	Netz- betreiber	Strom- handel	Strom- vertrieb	Industrie- kunde	Haushalts- kunden
1 Lastflexibilisierung in der Industrie			✓		✓	
2 Gesteuertes Laden von Elektroautos			✓			✓
3 Flexibilisierung der KWK			✓			
4 Pumpspeicherkraftwerke			✓			
5 Druckluftspeicher			✓			
6 Stationäre Batteriespeicher			✓		✓	
7 Lastflexibilisierung in privaten Haushalten			✓			✓
8 Power2Gas			✓		✓	
9 Flexibilisierung der Laufwasserkraft			✓			

Abbildung 3-62: *Betrachtete Akteure und Speichertechnologien für die Einsatzoption ‚Teilnahme im kurzfristigen Stromhandel‘*

3.3.5.1 Teilnahme am Day-Ahead-Handel

Die Einsatzoption Teilnahme am Day-Ahead-Handel aus Akteurssicht kann als Pendant zur Einsatzoption der Lastglättung aus Systemsicht gesehen werden.

Beschreibung

Einzelne Stundenprodukte sind nur kurzfristig handelbar, ihr Handel erfolgt darum entweder über den Spot- oder über den Intraday-Markt. Während der Handel am Spot-Markt heute für morgen erfolgt, können am Intraday-Markt für den laufenden Tag Handelsgeschäfte getätigt werden. Der Abschluss des Handelsgeschäfts am Intraday-Markt muss bis 30 Minuten vor der Lieferung, der Abschluss am Spot-Markt bis 12:00 des Vortages erfolgen. Beide Märkte dienen primär der kurzfristigen Optimierung des Portfolios bzw. dem kurzfristigen Glattstellen im Sinne des Portfolioausgleichs. Es werden hier z. B. Restmengen der Kraftwerkserzeugung vermarktet oder Anpassung zum prognostizierten Bedarf ausgeglichen.

Anforderungen

Für die Einsatzoption bestehen keine speziellen regulatorischen Anforderungen. Für die Teilnahme am Börsenhandel bzw. die Zulassung zum Börsenhandel existieren zwar bestimmte Anforderungen, diese beziehen sich aber auf die Fähigkeiten der Händler und sind für den Speicher als technische Einrichtung nicht relevant. Am Day-Ahead Markt beträgt die Aktivierungszeit mindestens 12 Stunden. Dieser Wert basiert auf dem zeitlichen Abstand zwischen dem Abschluss des Handelsgeschäftes und der physischen Lieferung von Elektrizität. Die minimale Dauer der Entladung (positive Börsenpreise) bzw. die Dauer der Beladung (negative Börsenpreise) beträgt in Anlehnung an das gehandelte Produkt eine Stunde. Die Vorhaldedauer liegt im Stundenbereich, wobei sich der Minimalwert auf eine Stunde beläuft.

Bedarf

Die bereitzustellende Leistung bezieht sich auf die Mindestangebotsgröße am Spot-Markt und beträgt 0,1 MW_{el}. In Kombination mit der minimalen Dauer der

Ausspeicherung von einer Stunde, ergibt sich dadurch ein Minimalwert für die bereitzustellende Kapazität von 100 kWh_{el}.

Die Einsatzstunden können analog zu den Einsatzstunden der Einsatzoption Lastglättung über die Stunden eines Tages hergeleitet werden, in denen basierend auf dem Lastgang ein Bedarf zur Lastglättung besteht. Bedarf zur Lastglättung besteht etwa vier Stunden je Tag, wodurch sich jährliche Einsatzstunden von 1.460 ergeben.

Kosten

Die Kosten, die für den Einsatz eines Speichers zur Optimierung des Portfolios anfallen, sollten unter den Kosten liegen, die dem Händler für die Optimierung des Portfolios am Day-Ahead-Markt entstehen. Wie erwähnt, wird in Anlehnung an die Einsatzoption Lastglättung angenommen, dass sich ein Bedarf zur Ausspeicherung in 1.460 Stunden pro Jahr ergibt. Die Referenz für die vermiedenen Kosten und die Kosten für die Beladung des Speichers sind abhängig von der jeweiligen Speichertechnologie.

Im Falle klassischer Speicher ergibt sich der Gewinn aus der Differenz zwischen den Kosten, die bei der Beladung anfallen und den Erlösen, die bei der Entladung erzielt werden, korrigiert um mögliche Speicherverluste. Für die Kosten, die bei der Beladung entstehen, wird für Batteriespeicher in privaten Haushalten der Tarifkundenstrompreis angesetzt. Für stationäre großtechnische Batteriespeicher, PSW und Druckluftspeicherkraftwerke wird der Großhandelspreis zuzüglich der technologiespezifischen Steuern und Abgaben angesetzt. Als Referenz für den Großhandelspreis werden die günstigsten Stunden im Day-Ahead-Handel auf Tagesbasis in Höhe von 26,40 €/MWh herangezogen. Die Referenz für die Mehrerlöse, die bei der Entladung erzielt werden können, stellt der tägliche Spread auf Tagesbasis in Höhe von 31,71 €/MWh dar.

Bei Speichertechnologien, die auf einer reinen Flexibilisierung beruhen, gleicht die Handelsteilnahme einer Verschiebung der Beladung. Aus diesem Grund fallen keine Strombezugskosten an, sondern der Spread auf Tagesbasis in Höhe von 31,71 €/MWh wird als Referenz für die vermiedenen Kosten angesetzt.

Für Power2Gas-Anlagen bedeutet die Handelsteilnahme, dass in Zeiten mit günstigen Börsenpreisen Strom bezogen wird, um Wasserstoff oder Methan zu erzeugen. Der erzeugte Wasserstoff bzw. das erzeugte Methan hätte sonst durch Dampfreformierung (Wasserstoff) oder klassischen Erdgasbezug (Methan) erzeugt bzw. beschafft werden müssen. Als Referenz für die vermiedenen Kosten werden daher die Kosten für den Erdgasbezug in Höhe von 25 €/MWh_{th} bzw. die Kosten für Methanherzeugung mittels Dampfreformierung in Höhe von 40 €/MWh_{th} angesetzt (vgl. Kapitel 3.2.2).

Basisdaten

Die Parameter, die eine Speichertechnologie erfüllen muss, um für den Handel mit Stunden-Produkten zum Einsatz zu kommen, sind in **Tabelle 3-51** aufgeführt.

Tabelle 3-51: *Basisdaten ‚Day-Ahead Handel‘*

Kategorie	Parameter	Definition
(1) Anforderungen	Regulatorisch	Keine Anforderungen
	Aktivierungszeit	≥ 12 Stunden
	Dauer der Be- bzw. Entladung	≥ eine Stunde
	Vorhaltdauer	≥ eine Stunde
(2) Bedarf	Bereitzustellende Leistung	≥ 0,1 MWeI
	Bereitzustellende Kapazität	≥ 100 kWh _{el} (ideales System)
	Einsatzstunden	1.460 h/a
(3) Kosten	Spezifische Strombezugskosten bei der Beladung des Speichers	PSW, CAES, stationäre Großbatteriespeicher und Power2Gas: Durchschnittswert der Börsenpreise für die günstigen Stunden bei Auswertung auf Tagesbasis [26,40 €/MWh in 2012] zzgl. Entgelte und Abgaben Batteriespeicher in privaten Haushalten: Tarifikundenstrompreis Flexibilisierungsoptionen: kein Einbezug von Strombezugskosten, da es sich um eine reine Verschiebung des Ladezeitpunktes handelt
	Referenz für Mehrerlöse bzw. vermiedene Kosten	PSW, CAES, stationäre Großbatteriespeicher, Batteriespeicher in privaten Haushalten und Flexibilisierungsoptionen: Spreads auf Tagesbasis [31,71 €/MWh] Power2Gas: Erdgasbezugspreis [25 €/MWh], Methangestehungskosten mittels Dampfreformierung [40 €/MWh _{th}]

Identifikation relevanter Speichertechnologien

Wie sich **Tabelle 3-52** entnehmen lässt, führt der Abgleich der Basisdaten der Einsatzoption mit den technoökonomischen Parametern der Speichertechnologien nur zum Ausschluss der Technologie Flexibilisierung der Laufwasserkraft. Diese Einstufung basiert auf den strikten Restriktionen, die mit der Erschließung des technischen Potenzials der Technologie verbunden wären. Speichertechnologien, die vorwiegend dem Haushaltskunden zugeordnet werden, sind in der Lage, sowohl Anforderungen als auch Bedarf zu erfüllen, da davon ausgegangen wird, dass die einzelnen Speicher zu einem Pool zusammengeschlossen werden können.

Tabelle 3-52: Identifikation geeigneter und relevanter Speichertechnologien für die Teilnahme am Day-Ahead Handel

Kategorie	Parameter	Wert	Nicht geeignete Speichertechnologien
(1) Anforderungen	Regulatorisch	Keine	---
	Aktivierungszeit	≥ 12 Stunden	
	Dauer der Be- bzw. Entladung	≥ eine Stunde	
	Vorhaltdauer	≥ eine Stunde	
Kategorie	Parameter	Wert	Nicht relevante Speichertechnologien
(2) Bedarf	Bereitzustellende Leistung	≥ 0,1 MW _{el}	Flexibilisierung der Laufwasserkraft
	Bereitzustellende Kapazität	≥ 100 kWh _{el} (ideales System)	
	Einsatzstunden	1.460 h/a	

Gewinnpotenzial

Die Einordnung des Gewinnpotenzials, basierend auf dem Rentabilitätsindex der relevanten Speichertechnologien für die Einsatzoption Teilnahme im Day-Ahead-Handel, ist in **Tabelle 3-53** dargestellt. Für alle Speichertechnologien, die beim Haushaltskunden angesiedelt sind, erfolgt der Einbezug einer zusätzlichen Marge für Dienstleistungen, die durch einen Speicherpool-Aggregator erbracht werden müssen.

Tabelle 3-53: Gewinnpotenzial relevanter Speichertechnologien für die Teilnahme am Day-Ahead-Handel

Technologie	Gewinnpotenzial	
	Zubau	Flexibilisierung
Flexibilisierung in der stromint. Industrie ohne Produktionsausfall		
Flexibilisierung von Querschnittstechnologien in der Industrie		
Flexibilisierung der KWK mit Wärmespeicher		
Gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen – hohe Fahrleistung		
Flexibilisierung in der stromintensiven Industrie mit Produktionsausfall		
Flexibilisierung Power2Heat in Haushalten (NSH, WP)		
Flexibilisierung Power2Heat in Haushalten (hybride Heizsysteme)		
Gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen – niedrige Fahrleistung		
Flexibilisierung von Haushaltsgeräten		
Pumpspeicherkraftwerke		
Power2Heat mit Wärmespeicher		
Druckluftspeicherkraftwerke (diabat und adiab)		
Stationäre Großbatteriespeicher (Lithium-Ionen)		
Batteriespeicher in privaten Haushalten		
Power2Gas (H2 und CH4)		

Der Übersicht lässt sich entnehmen, dass vor allem die Flexibilisierung bestehender KWK-Anlagen sowie die Flexibilisierung in der Industrie ein Gewinnpotenzial aufweist.

Bei der Flexibilisierung in der Industrie beschränkt sich das Gewinnpotenzial auf die Flexibilisierung stromintensiver Prozesse und Querschnittstechnologien. Die Flexibilisierung mittels Produktionsausfall weist kein Gewinnpotenzial auf. Ein eingeschränktes Gewinnpotenzial liegt beim gesteuerten Laden von Elektrofahrzeugen vor. Das Gewinnpotenzial ist dabei abhängig von der Fahrleistung der betrachteten Flotte.

3.3.5.2 Teilnahme am Intraday-Handel

Die Einsatzoption Teilnahme am Intraday-Handel folgt dem gleichen Prinzip wie die Einsatzoption Teilnahme am Day-Ahead-Handel. Unterschiede ergeben sich hinsichtlich der Zeitdifferenz zwischen Abschluss des Handelsgeschäftes und der physischen Lieferung. Dies wirkt sich entsprechend auf die Anforderungen und dabei v. a. auf die Aktivierungszeit des Speichers aus. Die Parameter für die Kosten decken sich mit denen für die Teilnahme an Day-Ahead-Handel (vgl. Kapitel 3.2.2). Aus diesem Grund weisen die Technologien, die sowohl im Day-Ahead als auch im Intraday-Handel eingesetzt werden können, jeweils das gleiche Gewinnpotenzial auf.

Beschreibung

Am Intraday-Markt werden Handelsgeschäfte für den laufenden Tag getätigt. Der Abschluss des Geschäftes kann dabei bis zu 30 Minuten vor der Lieferung erfolgen. Gehandelt werden dabei Stunden und seit Januar 2012 auch 15-Minuten Produkte. Im Gegensatz zum Day-Ahead-Handel wird der Börsenpreis nicht durch das Market-Clearing-Prinzip festgelegt, sondern es gilt das Prinzip pay-as-bid. Das heißt, jeder Anbieter bekommt den Preis, mit dem er angeboten hat, sofern es zum Abschluss eines Handelsgeschäftes kommt. Der unmittelbare Charakter des Handels beinhaltet auch, dass die jeweilige Auktion zum Handel nur einmalig ausgeführt werden kann. Das heißt, Händler können sich in einem bestimmten Zugzwang zum Tätigen von Handelsgeschäften befinden. Dies kann zu starken Schwankungen der Börsenpreise in den einzelnen Stunden führen, über die ein Speicher Erlöse generieren kann.

Anforderungen

Spezielle regulatorische Anforderungen, die sich auf die Speichertechnologie auswirken würden, existieren für die Einsatzoption nicht. Der Minimalwert für die Aktivierungszeit beträgt 30 Minuten, da Handelsgeschäfte bis zu 30 Minuten vor der Lieferung getätigt werden können. Die Dauer der Ausspeicherung, über die die angebotene Leistung konstant bereitgestellt werden muss, beträgt für 15-Minuten-Produkte mindestens 15-Minuten, für Stunden-Produkte eine Stunde. Zwischen Be- und Entladung müssen aufgrund der Charakteristik des Viertelstunden-Handels und Stunden-Handels mindestens 15-Minuten bzw. mindestens eine Stunde liegen. Um sowohl die Anforderungen für den 15-Minuten- als auch den Stundenhandel zu erfüllen, wird festgelegt, dass ein Speicher mindestens die Anforderungen für die Stunden-Produkte erfüllen muss.

Bedarf

Der Minimalwert für die bereitzustellende Leistung ist gleichzusetzen mit der Mindestangebotsgröße im Intraday-Handel von 0,1 MW_{el}. Der Minimalwert für die bereitzustellende Kapazität beträgt, basierend auf der bereitzustellenden Leistung und

der minimalen Ausspeicherdauer, 100 kWh_{el}. Wie auch bei den anderen Einsatzoptionen handelt es sich bei der Angabe der Kapazität um einen theoretischen Wert bezogen auf ein ideales System.

Die Einsatzstunden des Speichers sind abhängig von der Spannweite der Börsenpreise. Die grundlegende Überlegung ist, dass die Spannweite groß genug sein muss, dass die Erlöse, die bei der Entladung generiert werden, die Kosten die bei der Beladung unter Einbezug der auftretenden Speicherverluste entstehen, übersteigen. Als Referenzwert für die Einsatzstunden wird derselbe Wert zu Grunde gelegt, der für den Day-Ahead-Handel bzw. die Lastglättung ermittelt wurde. Dieser liegt bei 4 h am Tag bzw. 1.460 h im Jahr.

Kosten

Die Ermittlung von Referenzwerten für zu erzielende Erlöse bei der Entladung und anfallende Kosten bei der Beladung basiert auf derselben Systematik wie die Ermittlung von Kosten und Erlösen bei der Einsatzoption Teilnahme am Day-Ahead-Handel. Es hat sich gezeigt, dass es bei den Kostenparametern im Rahmen der Auswertung zum jetzigen Zeitpunkt zu keinen nennenswerten Unterschieden zwischen dem Day-Ahead und Intraday-Markt kommt. Aus diesem Grund sind die Parameter für die Kosten für den Intraday-Handel identisch mit den Parametern für den Day-Ahead-Handel.

Basisdaten

Die Basisdaten für die Einsatzoption Handel mit Viertelstunden-Produkten sind in **Tabelle 3-54** dargestellt.

Tabelle 3-54: Basisdaten ‚Intraday-Handel‘

Kategorie	Parameter	Definition
(1) Anforderungen	Regulatorisch	Keine Anforderungen
	Aktivierungszeit	≥ 30 Minuten
	Dauer der Ein- bzw. Ausspeicherung	≥ 1 Stunde
	Vorhaltdauer	≥ 1 Stunde
(2) Bedarf	Bereitzustellende Leistung	≥ 0,1 MW _{el}
	Bereitzustellende Kapazität	≥ 100 kWh _{el} (ideales System)
	Einsatzstunden	1.460 h/a
(3) Kosten	Spezifische Strombezugskosten bei der Beladung des Speichers	PSW, CAES, stationäre Großbatteriespeicher und Power2Gas: Durchschnittswert der Börsenpreise für die günstigen Stunden bei Auswertung auf Tagesbasis [26,40 €/MWh in 2012] zzgl. Entgelte und Abgaben Batteriespeicher in privaten Haushalten: Tarifkundenstrompreis Flexibilisierungsoptionen: kein Einbezug von Strombezugskosten, da es sich um eine reine Verschiebung des Ladezeitpunktes handelt
	Referenz für Erlöse	PSW, CAES, stationäre Großbatteriespeicher, Batteriespeicher in privaten Haushalten und Flexibilisierungsoptionen: Spreads auf Tagesbasis [31,71 €/MWh] Power2Gas: Erdgasbezugspreis [25 €/MWh], Methangestehungskosten mittels Dampfreformierung [40 €/MWh _{th}]

Identifikation relevanter Speichertechnologien

Das schematische Vorgehen zur Identifikation geeigneter und relevanter Speichertechnologien für die Teilnahme am Intraday-Handel ist in **Tabelle 3-55** abgebildet. Aufgrund der Anforderungen an die Aktivierungszeit kommt es zum Ausschluss der Technologie Lastflexibilisierung in privaten Haushalten mit weißen Geräten sowie der Flexibilisierung in der Industrie mit Produktionsausfall. Beide Technologien könnten theoretisch die Anforderung an die Aktivierungszeit erfüllen. Dem Einsatz der Technologien geht jedoch ein Planungsprozess voraus, durch den den Anforderungen nicht mehr gleichgekommen werden kann. Darüber hinaus wird wie bei der Teilnahme am Day-Ahead-Handel lediglich die Flexibilisierung der Laufwasserkraft ausgeschlossen. Alle anderen Speichertechnologien sind in der Lage, die Anforderungen und den Bedarf zu erfüllen.

Tabelle 3-55: *Identifikation geeigneter und relevanter Speichertechnologien für die Teilnahme am Intraday Handel*

Kategorie	Parameter	Wert	Nicht geeignete Speichertechnologien
(1) Anforderungen	Regulatorisch	Keine	Lastflexibilisierung in privaten Haushalten mit weißen Geräten Flexibilisierung in der Industrie mit Produktionsausfall
	Aktivierungszeit	≥ 30 Minuten	
	Dauer der Be- bzw. Entladung	≥ eine Stunde	
	Vorhaltdauer	≥ eine Stunde	
Kategorie	Parameter	Wert	Nicht relevante Speichertechnologien
(2) Bedarf	Bereitzustellende Leistung	≥ 0,1 MW _{el}	Flexibilisierung der Laufwasserkraft
	Bereitzustellende Kapazität	≥100 kWh _{el} (ideales System)	
	Einsatzstunden	1.000 h/a	

Gewinnpotenzial

Das Gewinnpotenzial deckt sich mit dem der Einsatzoption Teilnahme am Day-Ahead-Handel, das in Tabelle 3-53 aufgezeigt wurde.

3.3.6 Erhöhung des Eigenverbrauchs

Die Erhöhung des Eigenverbrauchs ist eine Einsatzoption, die für die Endverbraucher von Elektrizität, die über eine Anlage zur Eigenerzeugung verfügen, von Interesse sein könnte. Durch den gezielten Einsatz eines Speichers kann der Eigenverbrauch, also der Anteil des Stroms, der selbst genutzt werden kann und nicht ins Netz eingespeist wird, erhöht werden. Dies trifft insbesondere auf EEG-Anlagen mit stark fluktuierender Erzeugung wie PV- oder Windkraftanlagen zu. Bei steuerbaren Anlagen wie z. B. KWK-Anlagen, wird eine Optimierung von Verbrauch und Erzeugung bereits in der Anlagenplanung berücksichtigt und entsprechend mit der Fahrweise der Anlage realisiert. Basierend auf der Tatsache, dass Windkraftanlagen zur Eigenerzeugung durch den Endverbraucher nur in Ausnahmefällen realisiert werden, stützt sich die nachfolgende Beschreibung auf den Einsatz von Speichern zur Erhöhung des Eigenverbrauchs von PV-Anlagen.

Diese Einsatzoption könnte sowohl für den Haushalts- als auch den Industriekunden von Interesse sein. Basierend auf praktischen Erfahrungen lässt sich jedoch sagen, dass Speicher zur Erhöhung des Eigenverbrauchs bei Industriekunden nicht zum Einsatz kommen. Dies ist u. a. darauf zurückzuführen, dass der Eigenverbrauch durch eine stetigere Nachfrage bei Industriekunden höher ist als bei Haushaltskunden und die Einspeisung der Eigenerzeugung in das Netz darum sehr begrenzt ist. Aus diesem Grund wird die Einsatzoption Erhöhung des Eigenverbrauchs nur aus Sicht des Haushaltskunden bewertet, wobei die beiden Speichertechnologien Gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen und Lastflexibilisierung in privaten Haushalten mit in die Betrachtung einfließen (vgl. **Abbildung 3-63**).

Speichertechnologie	Akteur					
	Strom- erzeuger	Netz- betreiber	Strom- handel	Strom- vertrieb	Industrie- kunde	Haushalts- kunden
1 Lastflexibilisierung in der Industrie						
2 Gesteuertes Laden von Elektroautos						✓
3 Flexibilisierung der KWK						
4 Pumpspeicherkraftwerke						
5 Druckluftspeicher						
6 Großbatteriespeicher						
7 Lastflexibilisierung in privaten Haushalten						✓
8 Power2Gas						
9 Flexibilisierung der Laufwasserkraft						

Abbildung 3-63: Betrachtete Akteure und Speichertechnologien für die Einsatzoption ‚Erhöhung des Eigenverbrauchs‘

Beschreibung

Die Stromerzeugung mittels PV-Anlagen deckt sich nur zu einem gewissen Teil mit der Stromnachfrage des Anlagenbesitzers. Im Bereich der Haushaltskunden liegt der Anteil des Eigenverbrauchs bei etwa 30 Prozent. Vor dem Hintergrund einer sinkenden EEG-Vergütung und eines steigenden Haushaltskundenstrompreises, ergibt sich ein Anreiz für Haushaltskunden, ihren Eigenverbrauch zu erhöhen. Die Betriebsweise des Speichers wird dabei dahingehend optimiert, dass eine möglichst große Menge an Eigenerzeugung selbst verbraucht werden kann. Potenzielle Einspeisespitzen der PV-Anlage in das Netz können aber weiterhin bestehen bleiben.

Anforderungen

Regulatorische Anforderungen für Speicher, die zur Erhöhung des Eigenverbrauchs eingesetzt werden, gibt es bis dato nicht. Die Aktivierungszeit liegt im Bereich von wenigen Sekunden bis maximal wenigen Minuten. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der Speicher sehr schnell auf die fluktuierende Erzeugung der PV-Anlage reagieren muss. Für die Dauer der Ein- bzw. der Ausspeicherung existiert keine zeitliche Beschränkung. Zum einen kann die Dauer sehr stark variieren, zum anderen kann teilweise schon eine Ein- bzw. Ausspeicherungsdauer im Minutenbereich zu einer Erhöhung des Eigenverbrauchs führen. Auch die Festlegung eines Maximalwertes ist in diesem Zusammenhang schwierig, da z. B. in der Urlaubszeit eine Beladedauer von mehreren Tagen auftreten könnte. In der Praxis wird kein Speicher im Haushaltsbereich auf diese Dauer ausgelegt sein. Aus diesem Grund wird im Zuge dieser Betrachtung eine Ein- bzw. Ausspeicherungsdauer im Bereich von wenigen Minuten bis zu mehreren Stunden angesetzt. Als Bezug für die Abschätzung der Vorhaldedauer kann auf den typischen Lastgang von Haushalten zurückgegriffen werden, der näherungsweise z. B. durch das VDEW Standardlastprofil H0 abgebildet wird. Die Vorhaldedauer ist davon abhängig, wie weit die Nachfrage und die Erzeugung auseinander fallen. Es kann dabei angenommen werden, dass sich dieser Zeitraum im Stundenbereich bewegt.

Bedarf

Die bereitzustellende Leistung und Kapazität beeinflusst die Höhe des anteiligen Eigenverbrauchs. Wird ein Eigenverbrauch von 100 Prozent angestrebt, müsste der Speicher so dimensioniert werden, dass er die gesamte Einspeisung der PV-Anlage zu jeder Zeit aufnehmen kann. Ein Einbezug der mittleren auftretenden Gleichzeitigkeit von Nachfrage und Erzeugung, würde bei dieser Berechnung nicht mit einfließen. Eine derartige Dimensionierung wird in der Praxis nicht angestrebt, da sie in keinem Verhältnis zur Wirtschaftlichkeit steht. Aus diesem Grund wird für bereitzustellende Leistung und bereitzustellenden Bedarf auf Referenzwerte aus der Praxis zurückgegriffen. Die bereitzustellende Leistung und die bereitzustellende Kapazität liegen demzufolge im einstelligen kW_{el} bzw. kWh_{el}-Bereich.

Als Basis für die Ermittlung der maximalen Einsatzdauer für die Beladung wird auf die Volllaststunden von PV-Anlagen zurückgegriffen. Diese liegen in Deutschland im Bereich von 700 bis 1.000 Stunden. /AEE-02 13/

Kosten

Die vermiedenen Netzbezugskosten fließen als Referenzwert in die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Einsatzoption Erhöhung des Eigenverbrauchs ein. Diese Kosten werden über den Strompreis für Haushaltskunden abgebildet. Hierfür wurde der durchschnittliche Haushaltskundenstrompreis für das Jahr 2012, basierend auf dem Verivox Verbraucherpreisindex in Höhe von 24,9 ct/kWh_{el} herangezogen. Für Neuanlagen müssen diese Kosten zukünftig um die anteilige EEG-Umlage auf den Eigenverbrauch, die mit der Novelle des EEG im Jahr 2014 eingeführt wurde, reduziert werden. Dies würde zu einem negativen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Einsatzoption führen. Von dieser Umlage ausgenommen sind Kleinanlagen mit weniger als 10 kW_{peak} bei einem maximalen Stromverbrauch von 10 MWh.

Für die Strombezugskosten bei der Beladung des Speichers wird auf die Stromgestehungskosten von PV-Anlagen im Haushaltskundenbereich zurückgegriffen. Diese liegen in Deutschland bei etwa 12 ct/kWh. /ISE-02 13/ Die Einsatzoption Erhöhung des Eigenverbrauchs ist für den Haushaltskunden wirtschaftlich, sobald die vermiedenen Kosten für den Strombezug über das Netz der öffentlichen Versorgung höher sind als die Stromgestehungskosten der PV-Anlage zuzüglich der Investitionen, Betriebskosten und Verluste, die für den Einsatz des Speichers anfallen.

Basisdaten

Die Parameter, die eine Speichertechnologie zur Erhöhung des Eigenverbrauchs erfüllen muss, sind in **Tabelle 3-56** aufgeführt.

Tabelle 3-56: Basisdaten ‚Erhöhung des Eigenverbrauchs‘

Kategorie	Parameter	Definition
(1) Anforderungen	Regulatorisch	Keine Anforderungen
	Aktivierungszeit	Sekunden bis wenige Minuten
	Dauer der Be- bzw. Entladung	Minuten bis zu wenigen Stunden (zu Zeiten der PV-Einspeisung, in denen kein Verbrauch vorliegt)
	Vorhaltdauer	Stundenbereich
(2) Bedarf	Bereitzustellende Leistung	Einstelliger kW _{el} Bereich
	Bereitzustellende Kapazität	Einstelliger kWh _{el} Bereich
	Einsatzstunden	700-1.000 h/a
(3) Kosten	Spezifische Strombezugskosten bei der Beladung des Speichers	12 ct/kWh
	Referenz für vermiedene Kosten	24,9 ct/kWh

Identifikation relevanter Speichertechnologien

In **Abbildung 3-63** wurden die möglichen Speichertechnologien zunächst bereits auf die Speicher begrenzt, die einem Haushaltskunden zur Verfügung stehen. Die Vorgehensweise zur Festlegung relevanter Speichertechnologien kann **Tabelle 3-57** entnommen werden. Die Speichertechnologien Gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen und Power2Heat in privaten Haushalten werden als nicht geeignet kategorisiert. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Erzeugung der PV-Anlage nicht oder nur in Einzelfällen mit den Zeiträumen korreliert, in denen Wärmebedarf vorliegt bzw. das Elektrofahrzeug zum Laden zur Verfügung steht.

Batteriespeicher in privaten Haushalten und die Flexibilisierung von Haushaltsgeräten sind für die Einsatzoption geeignet und relevant und werden im nächsten Schritt im Hinblick auf ihre Wirtschaftlichkeit untersucht.

Tabelle 3-57: Identifikation geeigneter und relevanter Speichertechnologien für die Erhöhung des Eigenverbrauchs

Kategorie	Parameter	Wert	Nicht geeignete Speichertechnologien
(1) Anforderungen	Regulatorisch	Keine	Gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen Power2Heat in privaten Haushalten
	Aktivierungszeit	Sekunden bis wenige Minuten	
	Dauer der Be- bzw. Entladung	Minuten bis zu wenigen Stunden	
	Vorhaltdauer	Wenige Stunden	
Kategorie	Parameter	Wert	Nicht relevante Speichertechnologien
(2) Bedarf	Bereitzustellende Leistung	Einstelliger kW _{el} Bereich	---
	Bereitzustellende Kapazität	Einstelliger kWh _{el} Bereich	
	Einsatzstunden	700 – 1.000 h/a	

Gewinnpotenzial

Tabelle 3-58 lässt sich entnehmen, dass für keine der Speichertechnologien ein Gewinnpotenzial vorliegt. Das heißt die Kosten, die für den Einsatz des Speichers entstehen, liegen in beiden Fällen über den vermiedenen Kosten für den Strombezug aus dem Netz der öffentlichen Versorgung.

Tabelle 3-58: *Gewinnpotenzial relevanter Speichertechnologien für die Erhöhung des Eigenverbrauchs*

Technologie	Gewinnpotenzial	
	Zubau	Flexibilisierung
Batteriespeicher in privaten Haushalten		X
Flexibilisierung von Haushaltsgeräten (weiße Geräte)	X	
Flexibilisierung von Haushaltsgeräten (Kühl- und Gefriergeräte)	X	

3.3.7 Spitzenlastmanagement

Nachfragespitzen können sich sowohl negativ auf den Verbraucher als auch auf das Netz auswirken. Während für den Verbraucher ein (monetärer) Anreiz besteht, durch den Einsatz eines Speichers Lastspitzen zu vermeiden, ist dieser Anreiz beim Netzbetreiber nicht oder nur in sehr begrenztem Umfang gegeben. Dem Netzbetreiber können zwar zunächst Kosten entstehen, die mit der Vermeidung von Lastspitzen verbunden sind, z. B. der Erwerb abschaltbarer Lasten, diese reicht er allerdings als Bestandteil der Netzentgelte an den Endverbraucher weiter. Aus diesem Grund beschränkt sich die nachfolgende Betrachtung auf den Verbraucher und dabei auf die Gruppe der Industriekunden. Eine Betrachtung für den Haushaltskunden erfolgt nicht, da Haushaltskunden bis dato keinen separaten Leistungspreis bezahlen – sprich eine Vermeidung von Lastspitzen führt (noch) zu keinem finanziellen Vorteil. Eine Ausweitung der Einsatzoption auf den Akteur Haushaltskunden ist zukünftig denkbar, vor allem vor dem Hintergrund, dass die Einführung einer Leistungspreiskomponente für Haushaltskunden diskutiert wird.

Für den Industriekunden kommen dabei die drei Speichertechnologien Lastflexibilisierung in der Industrie, Großbatteriespeicher und Power2Gas in Betracht (vgl. **Abbildung 3-64**).

Speichertechnologie	Akteur					
	Strom- erzeuger	Netz- betreiber	Strom- handel	Strom- vertrieb	Industrie- kunde	Haushalts- kunden
1 Lastflexibilisierung in der Industrie					✓	
2 Gesteuertes Laden von Elektroautos						
3 Flexibilisierung der KWK						
4 Pumpspeicherkraftwerke						
5 Druckluftspeicher						
6 Großbatteriespeicher					✓	
7 Lastflexibilisierung in privaten Haushalten						
8 Power2Gas					✓	
9 Flexibilisierung der Laufwasserkraft						

Abbildung 3-64: *Mögliche Akteure und Speichertechnologien für die Einsatzoption ‚Spitzenlastmanagement‘*

Power2Gas wird jedoch in den folgenden Berechnungen keiner näheren Untersuchung unterzogen, da die Rückverstromung außerhalb der betrachteten Systemgrenzen liegt und ein Spitzenlastmanagement durch Verschieben des Elektrolyseurbetriebs nur für wenige Einzelfälle, in denen ein bestehender Elektrolyseur zu Spitzenlastzeiten in Betrieb ist, möglich ist.

Die Flexibilisierung der KWK fließt ebenfalls nicht als separate Technologie in die Betrachtung mit ein. Dies ist darauf zurückzuführen, dass sich die im Rahmen dieser Ausarbeitung untersuchte Technologie Flexibilisierung der KWK auf große KWK-Anlagen bezieht, die sich im Besitz von Energieversorgern befinden.

Beschreibung

Der Strompreis, den Industriekunden zu bezahlen haben, setzt sich aus den beiden Komponenten Arbeitspreis und Leistungspreis zusammen. Der Arbeitspreis wird je Kilowattstunde festgelegt und kann nur gesenkt werden, wenn die bezogene Energiemenge reduziert wird. Der Leistungspreis wird festgesetzt durch die höchste innerhalb eines Abrechnungszeitraumes bezogene Leistung. Die höchste Leistung bezieht sich dabei auf den höchsten Mittelwert der Leistung bezogen auf einen Zeitraum von 15 Minuten. Durch den Leistungspreis werden dem Verbraucher anteilig Kosten für die Vorhaltung einer bestimmten Kraftwerksleistung in Rechnung gestellt. Die Problematik liegt darin, dass auch wenn die Nachfragespitze nur einmalig im Abrechnungszeitraum erreicht wird, für den gesamten Zeitraum der dadurch festgesetzte Leistungspreis entrichtet werden muss. Ein Speicher kann dazu beitragen, die maximal nachgefragte Leistung zu senken, ohne die nachgefragte Energiemenge zu reduzieren.

Anforderungen

Aus regulatorischer Sicht gibt es keine speziellen Anforderungen. Bei der Aktivierungszeit wird davon ausgegangen, dass sie keinen begrenzenden Faktor für die betrachteten Speichertechnologien darstellt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der

Einsatz basierend auf dem jeweiligen Lastgang des Industriekunden im Vorhinein, spätestens am Vortag, geplant werden kann. Die Dauer der Beladung wird beeinflusst durch die Charakteristik der Leistungsmessung. Wie einleitend erwähnt, wird der Mittelwert der Leistung, die in einem Zeitraum von 15 Minuten bezogen wird, für die Bestimmung der Nachfragespitze herangezogen. Aus diesem Grund wird der Minimalwert für die Beladung mit 15 Minuten angesetzt. Zur Abschätzung des Maximalwertes kann auf den in **Abbildung 3-65** dargestellten Lastgang eines Industriebetriebs zurückgegriffen werden. Die Darstellung der mittleren Last zeigt, dass Nachfragespitzen einen Zeitraum von vier Stunden nicht übersteigen. Aus diesem Grund wird für die Dauer der Beladung ein Zeitraum von 15 Minuten bis zu vier Stunden angenommen. Auch für die Vorhaltedauer wird auf die mittlere Last zurückgegriffen. Der Lastverlauf zeigt, dass die Dauer zwischen Nachfragespitzen und Nachfragesenken im Bereich von etwa einer Stunde bis zu etwa 14 Stunden liegen kann.

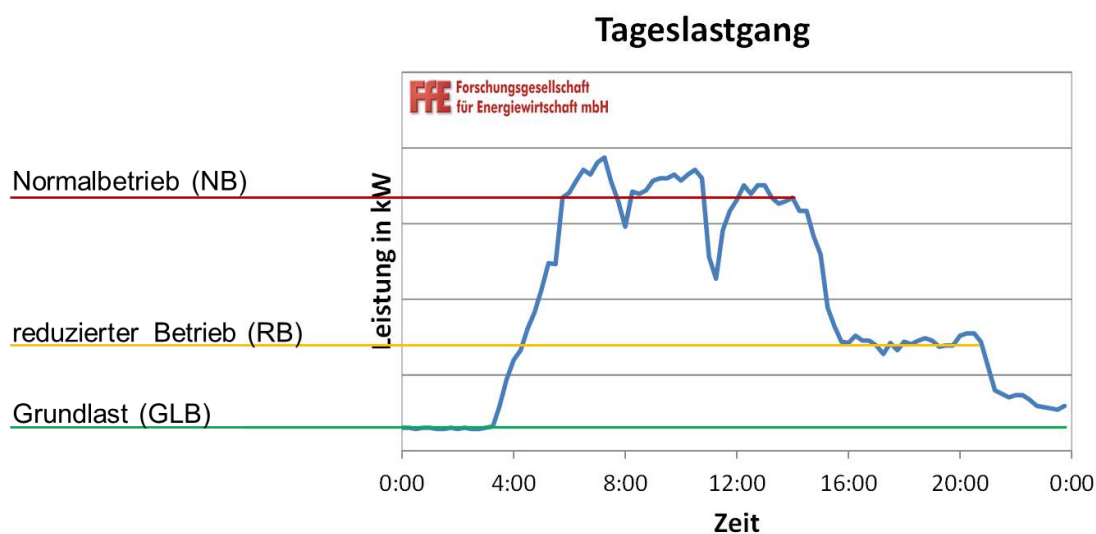


Abbildung 3-65: *Mittlere Last in Abhängigkeit des Betriebszustandes am Beispiel eines Tageslastgangs, /FFE-31 13/*

Bedarf

Als Minimalwert für die bereitzustellende Leistung wird eine kW_{el} angesetzt. Diese Überlegung basiert darauf, dass der Leistungspreis in Schritten von einzelnen kW abgerechnet wird. Der Minimalwert für die bereitzustellende Kapazität lässt sich unter Einbezug der minimalen Beladedauer auf $0,25 \text{ kWh}_{\text{el}}$ festlegen. Dieser Wert ist allerdings nur als theoretische unterste Grenze zu sehen.

Die maximale Einsatzdauer wird vereinfacht basierend auf der Darstellung der mittleren Last in **Abbildung 3-65** abgeschätzt. Dabei wird angenommen, dass eine Ausspeicherung immer dann erfolgt, wenn die Last den Normalbetrieb übersteigt. Pro Tag tritt dies in etwa 4,5 Stunden auf. Auf das Jahr gerechnet ergibt sich so eine theoretische maximale Einsatzdauer von 1.642,5 Stunden.

Kosten

Als Referenz für die vermiedenen Kosten kann der Leistungspreis, den Industriekunden (Sondervertragskunden) zu entrichten haben, herangezogen werden. Neben individuellen Tarifverhandlungen zwischen Kunde und Versorger und der

Jahresbenutzungsdauer sind zwei Faktoren bei der Ermittlung des Leistungspreises zu beachten: Zum einen ob es sich um einen Jahresleistungspreis oder einen Monatsleistungspreis handelt, zum anderen an welche Spannungsebene ein Industriekunde angeschlossen ist. Der Monatsleistungspreis muss gemäß § 19 StromNEV „für Letztverbraucher mit einer zeitlich begrenzten hohen Leistungsaufnahme, der in der übrigen Zeit eine deutlich geringere oder keine Leistungsaufnahme gegenübersteht“ angeboten werden. Da es sich beim Monatspreis um eine Sonderform handelt, wird als Referenzwert für die Berechnung auf das Jahresleistungspreissystem zurückgegriffen. Im Hinblick auf die Spannungsebenen lässt sich sagen, dass der Leistungspreis für niedrigere Spannungsebenen höher ist. Dies basiert auf der Überlegung, dass der Kunde alle Spannungsebenen, die er nutzt, anteilig zu bezahlen hat. Für den Referenzwert wird angenommen, dass der Industriekunde an das Mittelspannungsnetz angeschlossen ist. Darüber hinaus erfolgt die Annahme, dass die Jahresbenutzungsdauer 2.500 Stunden übersteigt. Basierend darauf kann für die zu vermeidenden Kosten ein Wert von 60 Euro pro kW und Jahr angenommen werden.

Spezifische Strombezugskosten sind für die Einsatzoption Spitzenlastmanagement nicht von Relevanz. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der Strombezug auch ohne die Einsatzoption anfallen würde. Die Realisierung der Einsatzoption Spitzenlastmanagement führt nur zu einer zeitlichen Verzögerung des Strombezugs. Aufgrund der Tatsache, dass der Arbeitspreis, den Industriekunden für den bezogenen Strom zu entrichten haben, konstant ist, beeinflusst die Einsatzoption die Kosten für die bezogene Energiemenge nicht.

Basisdaten

Die Basisdaten für die Einsatzoption Vermeidung von Lastspitzen sind in **Tabelle 3-59** aufgeführt.

Tabelle 3-59: *Basisdaten ‚Spitzenlastmanagement‘*

Kategorie	Parameter	Definition
(1) Anforderungen	Rechtlich/Regulatorisch	Keine Anforderungen
	Aktivierungszeit	Mehrere Stunden
	Dauer der Be- bzw. Entladung	15 Minuten bis 4 Stunden
	Vorhaltdauer	1 Stunde bis 14 Stunden
(2) Bedarf	Bereitzustellende Leistung	$\geq 1 \text{ kW}_{\text{el}}$
	Bereitzustellende Kapazität	$\geq 0,25 \text{ kWh}_{\text{el}}$
	Einsatzdauer	1.642,5 h/a
(3) Kosten	Spezifische Strombezugskosten bei der Beladung des Speichers	Einsatzoption beeinflusst anfallende Kosten für bezogene Energiemenge (Arbeitspreis) nicht
	Referenz für vermiedene Kosten	60 €/kW und Jahr

Identifikation relevanter Speichertechnologien

Wie **Tabelle 3-60** entnommen werden kann, sind die beiden einem Industriekunden zur Verfügung stehenden Speichertechnologien – Lastflexibilisierung in der Industrie und Großbatteriespeicher – in der Lage, sowohl die Anforderungen als auch den Bedarf der Einsatzoption Spitzenlastmanagement zu erfüllen.

Tabelle 3-60: *Identifikation geeigneter und relevanter Speichertechnologien für das Spitzenlastmanagement*

Kategorie	Parameter	Wert	Nicht geeignete Speichertechnologien
(1) Anforderungen	Rechtlich/Regulatorisch	Keine Anforderungen	---
	Aktivierungszeit	Mehrere Stunden	
	Dauer der Be- bzw. Entladung	15 Minuten bis 4 Stunden	
	Vorhaltdauer	1 Stunde bis zu 14 Stunden	
Kategorie	Parameter	Wert	Nicht relevante Speichertechnologien
(2) Bedarf	Bereitzustellende Leistung	$\geq 1 \text{ kW}_{\text{el}}$	---
	Bereitzustellende Kapazität	$\geq 0,25 \text{ kWh}_{\text{el}}$	
	Einsatzstunden	1.642,5 h/a	

Gewinnpotenzial

Ein Gewinnpotenzial für die Einsatzoption Spitzenlastmanagement liegt dann vor, wenn die vermiedenen Kosten höher sind als die entstehenden Kosten. Wie aus **Tabelle 3-61** ersichtlich wird, beschränkt sich das Gewinnpotenzial der Einsatzoption Spitzenlastmanagement auf die Lastflexibilisierung. Die Investition in Großbatteriespeicher ist nicht wirtschaftlich darstellbar, wenn sich ihr Einsatz auf das Spitzenlastmanagement beschränkt. Dies hängt damit zusammen, dass beide Technologien zum Erreichen der Wirtschaftlichkeit eine hohe Anzahl an Einsatzstunden benötigen.

In Bezug auf die drei Varianten der Lastflexibilisierung in der Industrie gilt es zu erwähnen, dass die Wirtschaftlichkeit in der Praxis zwischen verschiedenen Industriebetrieben sehr unterschiedlich ausfallen kann. Im Rahmen der durchgeführten Berechnung hat sich ergeben, dass die Flexibilisierung der stromintensiven Industrie ohne Produktionsausfall sowie die Flexibilisierung von Querschnittstechnologien ein Gewinnpotenzial aufweisen können, während dies bei der Flexibilisierung in der stromintensiven Industrie mit Produktionsausfall nicht der Fall ist.

Tabelle 3-61: *Gewinnpotenzial relevanter Speichertechnologien für das Spitzenlastmanagement*

Technologie	Gewinnpotenzial	
	Zubau	Flexibilisierung
Flexibilisierung der stromintensiven Industrie ohne Produktionsausfall	X	
Flexibilisierung von Querschnittstechnologien in der Industrie	X	
Flexibilisierung in der stromintensiven Industrie mit Produktionsausfall	X	
Stationäre Großbatteriespeicher (Lithium-Ionen)		X

3.3.8 Notstromversorgung

Unterbrechungen der öffentlichen Stromversorgung können zu Beeinträchtigungen auf Seiten der Verbraucher führen. Die Beeinträchtigungen reichen dabei von einem Komfortverlust bis hin zu finanziellen Schäden. Das Ausmaß des Schadens kann sehr stark variieren und ist abhängig von der Dauer der Unterbrechung und der betroffenen Verbrauchereinrichtung. Mögliche Folgen einer Versorgungsunterbrechung umfassen u. a. Schäden an Maschinen und Verbrauchseinrichtungen, mangelhafte Produkte oder auch entgangene Gewinne. Um möglichen Beeinträchtigungen vorzubeugen, können Verbraucher – im Zuge dieser Auswertung Haushalts- und Industriekunden – auf Speicher zur Inselversorgung im Sinne einer unterbrechungsfreien Stromversorgung zurückgreifen. /FFE-29 12/

Eine Übersicht zu den betrachteten Speichertechnologien für die beiden Akteure ist in **Abbildung 3-66** gegeben.

Speichertechnologie	Akteur					
	Strom- erzeuger	Netz- betreiber	Strom- handel	Strom- vertrieb	Industrie- kunde	Haushalts- kunden
1 Lastflexibilisierung in der Industrie					✓	
2 Gesteuertes Laden von Elektroautos						✓
3 Flexibilisierung der KWK						
4 Pumpspeicherkraftwerke						
5 Druckluftspeicher						
6 Großbatteriespeicher					✓	
7 Lastflexibilisierung in privaten Haushalten						✓
8 Power2Gas					✓	
9 Flexibilisierung der Laufwasserkraft						

Abbildung 3-66: *Betrachtete Akteure und Speichertechnologien für die Einsatzoption ‚Notstromversorgung‘*

Beschreibung

Anlagen zur Notstromversorgung können in die beiden Kategorien Unterbrechungsfreie Stromversorgungssysteme (USV-Systeme) und Notstromaggregate unterteilt werden. Während USV-Systeme zur Überbrückung eines kurzen Zeitraums von bis zu einer

Stunde dienen, kann durch Notstromaggregate die netzunabhängige Versorgung über einen längeren Zeitraum sichergestellt werden. Die Überbrückungsdauer bei USV-Systemen ist abhängig von der Kapazität, die das Speichersystem zur Verfügung stellt. Bei Notstromaggregaten handelt es sich meist um Dieselmotoren, die v. a. bei kritischen Infrastrukturen wie z. B. Krankenhäusern standardmäßig zum Einsatz kommen. Am Markt verfügbare Dieselaggregate decken ein breites Leistungsspektrum ab und weisen geringe Investitionen auf. Aus diesem Grund beschränkt sich die hier dargelegte Einsatzoption auf die Verwendung von Speichern als USV-System. /FFE-29 12/

Abhängig von der jeweiligen Betriebsart lassen sich USV-Systeme in drei verschiedene Klassen unterteilen: Stand-By-Systeme, netzinteraktive Systeme und Online-Systeme. Der Unterschied der drei Systeme liegt in der Einbindung des Speichersystems. Daraus ergeben sich unterschiedliche zusätzliche Komponenten und eine unterschiedliche Belastung der Systeme. Bei Stand-By-Systemen erfolgt eine Umschaltung von der Netzversorgung auf das Speichersystem durch den Wechselrichter nur im Falle des Ausfalls bzw. einer Störung der primären Spannungsquelle. Bei netzinteraktiven Systemen ist der Wechselrichter des Speichersystems stets aktiv, also stets mit dem Ausgang der USV-Anlage verbunden. So können im Gegensatz zum Stand-By-System auch Spannungsspitzen herausgefiltert und damit Spannungsschwankungen ausgeglichen werden. Bei Online-Systemen erfolgt die Versorgung der Verbraucher immer über den Speicher, welcher als Gleichstromzwischenkreis genutzt wird. Da die Versorgung der Verbraucher zu jedem Zeitpunkt über den Speicher erfolgt, können Frequenz und Spannung unabhängig vom Netz der öffentlichen Versorgung dauerhaft konstant gehalten werden. /APC-01 04/, /FFE-29 12/ Für Haushaltskunden wird angenommen, dass ein Stand-By-System ausreichend ist. Für Industriekunden wird dagegen angenommen, dass es sich mindestens um ein netzinteraktives System handeln muss.

Anforderungen

Regulatorische Anforderungen an USV-Systeme gibt es keine, die individuellen Anforderungen ergeben sich vielmehr aus den Bedürfnissen des jeweiligen Nutzers. Eine der wesentlichen Anforderungen eines USV-Systems liegt darin, dass das Back-Up-System sofort verfügbar ist. Aus diesem Grund muss die Aktivierungszeit weniger als eine Sekunde betragen. Die Dauer der Ausspeicherung ist abhängig von der Dauer der Netzstörung. Wie einleitend erwähnt, sind USV-Systeme nicht dafür gedacht, lang anhaltende Unterbrechungen zu überbrücken. Ihr Anwendungsbereich deckt dabei einen Zeitraum von bis zu einer Stunde ab. Aus diesem Grund wird die Dauer für die Ausspeicherung mit bis zu einer Stunde angegeben. Der Speicher als Back-Up-System muss ständig für den Notfall zur Verfügung stehen. Aus diesem Grund ist das wesentliche Kriterium für die Vorhaltdauer, dass die Kapazität ständig vorgehalten werden muss. Die Dauer zwischen den einzelnen Abrufen kann dabei im Bereich von wenigen Minuten bis hin zu mehreren Tagen und Wochen liegen.

Bedarf

Die bereitzustellende Leistung ist abhängig von den Verbrauchsanlagen, die im Störfall über das USV-System versorgt werden sollen. Beim Haushaltskunden kann die bereitzustellende Leistung im einstelligen kW_{el}-Bereich angegeben werden, für

Industriekunden können auch Leistungsbereiche von mehreren MW relevant sein. Für die bereitzustellende Kapazität wird angenommen, dass die Leistung über eine Stunde konstant vorgehalten werden muss. Aus diesem Grund kann für das Verhältnis zwischen bereitzustellender Leistung und bereitzustellender Kapazität vereinfacht ein Faktor von eins angenommen werden.

Zur Abschätzung der minimalen Einsatzdauer eines USV-Systems wird auf den SAIDI-Wert zurückgegriffen. SAIDI steht für *System Average Interruption Duration Index* und gibt die durchschnittliche Versorgungsunterbrechung je an das Netz angeschlossenen Letztverbraucher in Minuten pro Jahr an. Der SAIDI wird getrennt für die Mittel- und Niederspannungsebene ausgewiesen und wird im jährlichen Monitoringbericht der BNetzA als auch auf der Website der BNetzA veröffentlicht. Der Wert lag im Zeitraum von 2006 bis 2012 zwischen 12 und knapp 19 Minuten für Letztverbraucher, die an das Mittelspannungsnetz angeschlossen sind und bei etwa drei Minuten für Letztverbraucher, die an das Niederspannungsnetz angeschlossen sind. Die zeitliche Entwicklung ist in **Abbildung 3-67** dargestellt. /BNetzA-17 13/ Für die Gruppe der Haushaltskunden wird vereinfacht auf die Ausfalldauer im Niederspannungsnetz zurückgegriffen, für die Gruppe der Industriekunden auf die Ausfalldauer im Mittelspannungsnetz.

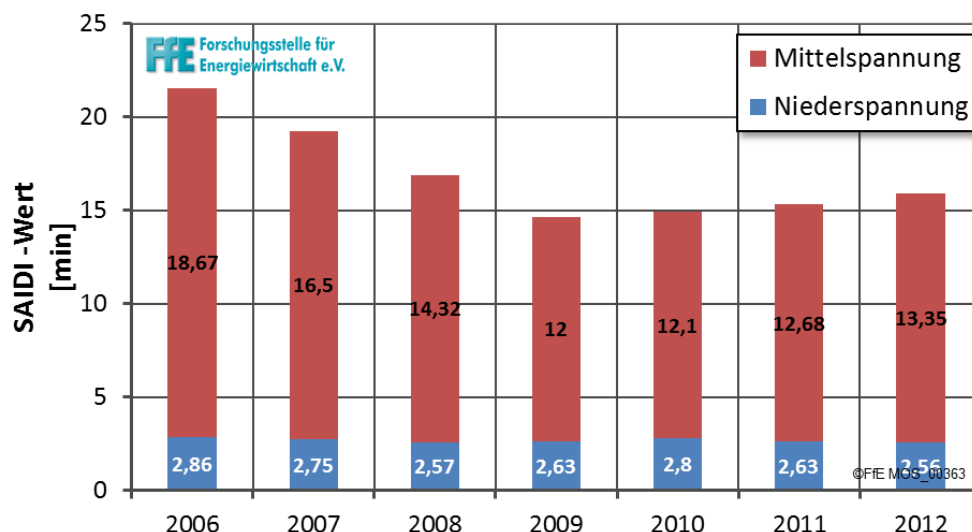


Abbildung 3-67: Entwicklung des SAIDI-Wertes von 2006 bis 2012 in Mittel- und Niederspannung, eigene Darstellung nach /BNetzA-17 13/

Der SAIDI-Wert ist zwar der offizielle Wert, der durch die BNetzA zur Überprüfung der Versorgungsqualität herangezogen wird, er erfasst jedoch nur Versorgungsunterbrechungen ab einer Dauer von drei Minuten. Zudem werden mit dem Wert weder geplante Unterbrechungen noch Unterbrechungen aufgrund höherer Gewalt wie z. B. Naturkatastrophen berücksichtigt. /BNetzA-17 13/ Aus diesem Grund kann der SAIDI-Wert nur zur Angabe der minimalen Einsatzdauer herangezogen werden.

Obwohl in anderen EU-Ländern verfügbar, ist die Datengrundlage zu Unterbrechungen unter drei Minuten in Deutschland sehr begrenzt. Im Rahmen der vorliegenden Ausarbeitung wird darum zur Abschätzung einer realistischen Einsatzdauer auf eine

Umfrage des Verbandes der Industriellen Energie- und Kraftwerkswirtschaft e.V. (VIK) zurückgegriffen. Hierbei wurden Daten zu Versorgungsunterbrechungen sowie zur grundsätzlichen Einschätzung des Ist-Zustands und der Entwicklung der Versorgungsqualität von 45 Unternehmen mit 62 Standorten der Branchen Papier, Chemie, Zement und Nahrung in ganz Deutschland erhoben. Von den ausgewerteten Versorgungsstörungen sind laut VIK 72 % Kurzunterbrechungen. Lediglich 7 % entfallen auf ungeplante Unterbrechungen > 3 Minuten (vgl. **Abbildung 3-68**). Demnach ist die Gesamtzahl der Versorgungsstörungen deutlich größer als diejenige, die von der BNetzA erfasst werden. /VIK-01 12/

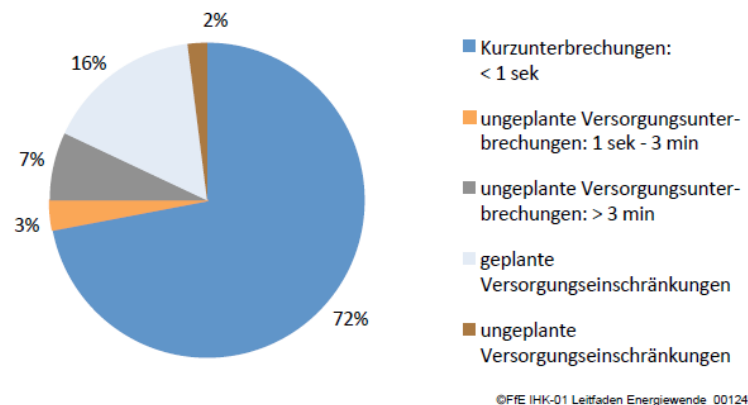


Abbildung 3-68: Aufteilung der Versorgungsstörungen nach Vorfalltyp, eigene Darstellung nach /VIK-01 12/

Die Auswertung beschränkt sich auf eine nicht repräsentative Mitgliederbefragung des VIK. Andere Untersuchungen kommen allerdings zu ähnlichen Ergebnissen. So ergab eine historische Analyse zur Häufigkeit und Dauer von Stromausfällen in Deutschland, dass pro Jahr über 100 Unterbrechungen im Bereich von bis zu einer Sekunde auftreten, während Unterbrechungen im Bereich von einer Sekunde bis zu über einer Stunde etwa neun Mal pro Jahr auftreten. Diese Aussage wird durch eine aktuelle Auswertung der Agentur für Erneuerbare Energien e.V. gestützt. Demnach dauern 97 % aller Störungen im Stromnetz weniger als drei Sekunden an. /AEE-01 11/ Aus diesem Grund wird für die Einsatzdauer im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsbewertung ein Wert von bis zu 90 Minuten pro Jahr angesetzt.

Kosten

Als Referenzwert für die Kosten, die durch den Einsatz eines Speichers als USV-System vermieden werden können, wird der Value-of-Lost-Load (VOLL) herangezogen. Diese Größe gibt an, welche Kosten für eine nicht gelieferte Kilowattstunde Strom entstehen. Für die Berechnung des VOLL gibt es kein festgelegtes Verfahren. Im Rahmen einer Untersuchung der Frontier Economics Ltd. für die RWE AG, wurden die Werte aus den unterschiedlichen Studien zu den entstehenden Kosten untersucht und miteinander in Verbindung gebracht. Aus diesem Grund wird für die Wirtschaftlichkeitsbewertung auf die Ergebnisse dieser Untersuchung zurückgegriffen. Demnach liegen die Kosten für eine nicht gelieferte Kilowattstunde Strom im Bereich von acht bis 16 Euro. Unterteilt in die beiden Kundengruppen Haushalts- und Industriekunden lässt sich sagen, dass für Haushaltskunden ein Wert von bis zu zehn Euro pro kWh angesetzt werden kann und

für Industriekunden ein Wert von bis zu 16 Euro pro kWh. /FRO-03 08/ An dieser Stelle sei nochmals darauf hingewiesen, dass die entstehenden Kosten je nach Verbrauchsanlage und Dauer der Unterbrechung sehr stark variieren können und es sich bei den angegebenen Kosten nur um durchschnittliche Referenzwerte handelt.

Für die spezifischen Strombezugskosten, die bei der Beladung des Speichers anfallen, wird auf Strompreise für Haushalts- bzw. Industriekunden zurückgegriffen. Für Haushaltskunden wird dabei ein Tarifikundenstrompreis von 24,9 ct/kWh, für Industriekunden ein Sondervertragskundenstrompreis von 13,3 ct/kWh angesetzt.

Basisdaten

Die oben aufgeführten Parameter für die Einsatzoption Notstromversorgung sind in **Tabelle 3-62** zusammengefasst. Diese Parameter fließen als Basisdaten in die weitere Untersuchung ein.

Tabelle 3-62: Basisdaten ‚Notstromversorgung‘

Kategorie	Parameter	Definition
(1) Anforderungen	Regulatorisch	Keine Anforderungen
	Aktivierungszeit	<1 Sekunde (sofort)
	Dauer der Be- bzw. Entladedauer	Bis zu einer Stunde
	Vorhaltdauer	Speicher muss zu jedem Zeitpunkt zur Verfügung stehen; Vorhaltdauer kann zwischen wenigen Minuten bis zu mehreren Tagen/Wochen liegen
(2) Bedarf	Bereitzustellende Leistung	Haushalt: Einstelliger kWh _{el} Bereich Industrie: bis zu mehrstelligem MWh _{el} Bereich
	Bereitzustellende Kapazität	Haushalt: Einstelliger kWh _{el} Bereich Industrie: bis zu mehrstelligem MWh _{el} Bereich
	Einsatzstunden	Abschätzung der Versorgungsunterbrechung pro Jahr <ul style="list-style-type: none"> • Haushaltskunden: 3 Minuten – 90 Minuten • Industriekunden: 12 Minuten – 90 Minute
(3) Kosten	Spezifische Strombezugskosten bei der Beladung des Speichers	Strombezug über das Netz der öffentlichen Versorgung <ul style="list-style-type: none"> • Haushaltskunden: 24,9 ct/kWh • Industriekunden: 13,3 ct/kWh
	Referenz für vermiedene Kosten	Value-of-Lost-Load <ul style="list-style-type: none"> • Haushaltskunden: 8-10 €/kWh_{el} • Industriekunden: 10-16 €/kWh_{el}

Identifikation relevanter Speichertechnologien

Unter den betrachteten Speichertechnologien eignen sich die Folgenden nicht für die Einsatzoption Notstromversorgung (vgl. **Tabelle 3-63**): Lastflexibilisierung in der Industrie, Power2Gas, Gesteuertes Laden von ESF, Power2Heat in privaten Haushalten sowie die Flexibilisierung von Haushaltsgeräten. Die beiden Gründe für den Ausschluss sind die Aktivierungszeit – der Speicher muss sofort zur Verfügung stehen – und die Vorhaltdauer – der Speicher muss zu jedem Zeitpunkt zur Verfügung stehen.

Die beiden Speichertechnologien, welche sowohl die Anforderungen als auch den Bedarf erfüllen können, umfassen Großbatteriespeicher und Batteriespeicher in privaten Haushalten. Wie einleitend erwähnt, kommen Großbatteriespeicher für den Einsatz

beim Industriekunden in Frage und Batteriespeicher in privaten Haushalten für Haushaltskunden.

Tabelle 3-63: Identifikation geeigneter und relevanter Speichertechnologien für die Notstromversorgung

Kategorie	Parameter	Wert	Nicht geeignete Speichertechnologien
(1) Anforderungen	Regulatorisch	Keine	Lastflexibilisierung in der Industrie Power2Gas Gesteuertes Laden von ESF Power2Heat in privaten Haushalten Flexibilisierung von Haushaltsgeräten
	Aktivierungszeit	<1 Sekunde (sofort)	
	Dauer der Be- bzw. Entladung	Bis zu einer Stunde	
	Vorhaltdauer	Speicher muss zu jedem Zeitpunkt zur Verfügung stehen; Vorhaltdauer kann zwischen wenigen Minuten bis zu mehreren Tagen/Wochen liegen	
Kategorie	Parameter	Wert	Nicht relevante Speichertechnologien
(2) Bedarf	Bereitzustellende Leistung	Haushalt: Einstelliger kW _{el} Bereich Industrie: bis zu mehrstelligem MW _{el}	---
	Bereitzustellende Kapazität	Haushalt: Einstelliger kWh _{el} Bereich Industrie: bis zu mehrstelligem MWh _{el} Bereich	
	Einsatzstunden	Haushaltskunden: 3 Minuten – 90 Minuten Industriekunden: 12 Minuten – 90	

Gewinnpotenzial

Eine Speichertechnologie weist dann ein Gewinnpotenzial für die Einsatzoption Notstromversorgung auf, wenn die vermiedenen Kosten höher sind als die Kosten, die für die Anschaffung und den Betrieb des Speichers entstehen. **Tabelle 3-64** zeigt, dass dies unter den getroffenen Annahmen für Batteriespeicher in privaten Haushalten und für Großbatteriespeicher nicht der Fall ist. Die Wirtschaftlichkeit ist jedoch stark davon abhängig, welcher finanzielle Schaden durch die Versorgungsunterbrechung hervorgerufen wird. Im Bereich der Haushaltskunden ist der finanzielle Schaden begrenzt. Im Bereich der Industriekunden kann der finanzielle Schaden in Einzelfällen ein sehr hohes Ausmaß annehmen, der die Investition in einen Speicher zur Notstromversorgung zwingend erforderlich macht. Für diese Fälle kann der VOLL weitaus höhere Werte erreichen, als der Durchschnittswert, der in Tabelle 3-62 ausgewiesen worden ist.

Tabelle 3-64: Gewinnpotenzial relevanter Speichertechnologien für die Notstromversorgung

Technologie	Gewinnpotenzial	
	Zubau	Flexibilisierung
Batteriespeicher in privaten Haushalten		X
Stationäre Großbatteriespeicher (Lithium-Ionen)		X

3.4 Bewertung der Speichertechnologien

Die Einordnung der Speichertechnologien in die Merit Order Matrix (MOMA) erfolgt basierend auf den berechneten Rentabilitätsindizes je Einsatzoption, der Identifikation der Haupteinsatzoptionen sowie möglichen Synergieeffekten zwischen den Einsatzoptionen. Die Beschreibung der Einsatzoptionen ist in den vorherigen Kapiteln 3.2 und 3.3 erfolgt. Eine ausführlichere Darstellung und Diskussion der Wirtschaftlichkeit der einzelnen Speichertechnologien kann dem jeweiligen Kapitel in Berichtsteil 2 entnommen werden.

3.4.1 Erläuterungen zur Interpretation der Merit Order Matrix

Auf Basis der vorangegangenen Analyse historischer Entwicklungen und aktueller Marktdaten sowie der Abschätzung zukünftiger Technologieentwicklungen erfolgt im Rahmen der MOMA eine erste Einstufung der Bedeutung verschiedener Speichertechnologien. Die folgenden Einordnungen in die MOMA basieren somit auf Technologiekennwerten aus dem Jahr 2030 sowie aktuellen Marktdaten. Zudem erfolgt eine erste Einordnung für die Zukunft auf Basis simulierter Strompreiszeitreihen. Im Rahmen der Energiesystemmodellierung in Kapitel 4 erfolgt dann die detaillierte Abbildung des Systems bis zum Jahr 2030. Für diese stellt das im Rahmen der MOMA gewonnene Verständnis der Wirkzusammenhänge zwischen technoökonomischen Speicherkennwerten, den Einsatzoptionen und weiteren energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen eine wichtige Grundlage dar.

Bei der Interpretation der MOMA gilt es zu beachten, dass die Speichertechnologien mit der gleichen Haupteinsatzoption untereinander in Beziehung gesetzt werden müssen, um eine relative Bewertung der Speichertechnologien zu ermöglichen. So können zwar mehrere Speichertechnologien, z. B. Power2Heat und Power2Gas, einen positiven Rentabilitätsindex für die gleiche Einsatzoption, z. B. Regelleistungsbereitstellung, aufweisen. Zu bevorzugen ist jedoch die Technologie, die im Vergleich einen höheren Rentabilitätsindex aufweist. Ist das Potenzial der ersten Technologie ausreichend, um den Bedarf zu decken, so kann der Wert der zweiten Technologie trotz positiven Rentabilitätsindex als gering eingestuft werden. Durch dieses Vorgehen ist es möglich, anhand der MOMA für jede Haupteinsatzoption eine Sortierung nach Wert (Merit Order) vorzunehmen.

Aufgrund der bereits sehr hohen Komplexität der Darstellung sind in der MOMA keine Informationen über das Potenzial der einzelnen Speichertechnologien enthalten. Ein positiver Rentabilitätsindex liefert somit keine Aussage zu dem Potenzial der Speichertechnologie, den Gesamtbedarf einer spezifischen Einsatzoption decken zu können. Basierend auf den Ergebnissen aus Berichtsteil 2, wird das Potenzial jedoch im Rahmen der sich anschließenden zusammenfassenden Einordnung der Speichertechnologien in Kapitel 3.4.3 berücksichtigt.

Wie in Kapitel 3.1 erläutert, werden zudem gegenläufige Einsatzoptionen aus Akteurs- und Systemsicht dargestellt. Hierunter ist eine Haupteinsatzoption aus Akteurssicht zu verstehen, die nicht mit einem systemdienlichen Speicherbetrieb einhergeht, wie beispielsweise die Erhöhung des Eigenverbrauchs. Zudem wird für die Bewertung von Speichertechnologien auf Haushaltsebene von einer Weitergabe der z. B. durch einen Aggregator erzielten Erlöse an den Haushaltskunden ausgegangen. Denn für diesen

besteht aufgrund der derzeitigen Stromtarifstruktur ansonsten kein Anreiz zur Lastflexibilisierung.

Der in der MOMA dargestellte Zielkorridor für die Marktausgestaltung ist folgendermaßen zu interpretieren: Für die Speichertechnologien, die aus Systemsicht einen positiven Rentabilitätsindex aufweisen, sollte optimalerweise zudem ein positiver Rentabilitätsindex aus Akteurssicht gegeben sein, damit diese Technologien auch in die Umsetzung gelangen. Besitzt eine Technologie aus Systemsicht einen größeren Mehrwert als eine andere Technologie, so sollte auch die Rentabilität aus Akteurssicht für diese Technologie größer sein. Der Zielkorridor wird daher als Diagonale dargestellt. Liegt die aus Systemsicht präferierte Speichertechnologie in einem aus Akteurssicht negativen Bereich, wäre eine Anpassung der Rahmenbedingungen notwendig, um auch aus betriebswirtschaftlicher Sicht Anreize zu schaffen.

3.4.2 Ergebnisse der Merit Order Matrix

In **Abbildung 3-69** und **Abbildung 3-70** wird zunächst die Einordnung der Speichertechnologien für die jeweilige Haupteinsatzoption dargestellt.

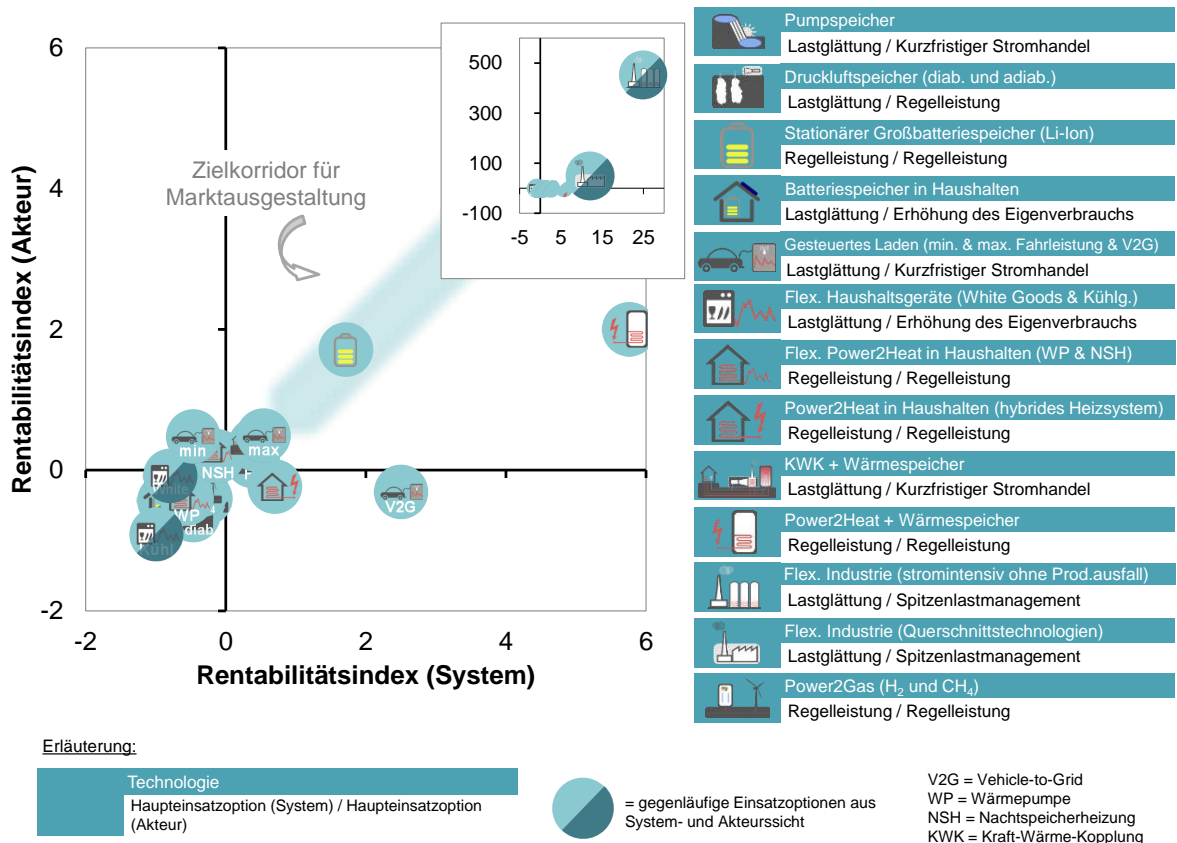


Abbildung 3-69: Merit Order Matrix für die Haupteinsatzoption

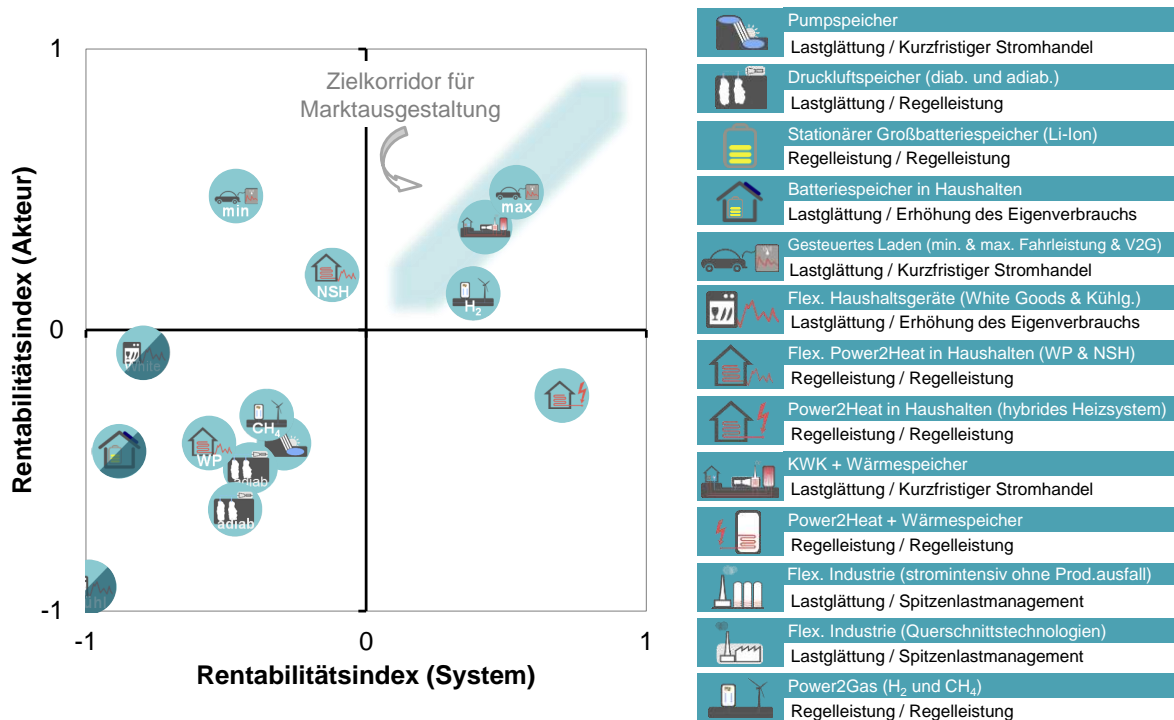


Abbildung 3-70: Ausschnitt der Merit Order Matrix für die Haupteinsatzoption

Es zeigt sich, dass einige Technologien, wie z. B. Power2Heat, Flexibilisierung der Industrie und Flexibilisierung der KWK mit Wärmespeicher, bereits im Zielkorridor liegen, während eine Vielzahl an Speichertechnologien nicht wirtschaftlich darstellbar sind. Weiterhin wird deutlich, dass für die Flexibilisierung von Haushaltsgeräten und für Batteriespeicher in privaten Haushalten die Haupteinsatzoption aus Akteurssicht, die Erhöhung des Eigenverbrauchs, einem systemdienlichen Einsatz entgegenläuft.

In Bezug auf die Haupteinsatzoption Regelleistungsbereitstellung ist insbesondere die Speichertechnologie Power2Heat hervorzuheben, die nicht nur wie in der Abbildung erkennbar, einen hohen Rentabilitätsindex, sondern auch ein hohes Potenzial aufweist (vgl. Berichtsteil 2). Power2Gas (H₂) weist zwar ebenfalls einen positiven Rentabilitätsindex auf, bietet für die Regelleistungsbereitstellung aber angesichts der Konkurrenztechnologie Power2Heat einen geringen Mehrwert. Stationäre Großbatteriespeicher sind aufgrund der kurzen Aktivierungszeiten und der hohen Lastgradienten insbesondere für die Bereitstellung von Primärregelleistung attraktiv.

Für die Haupteinsatzoption Lastglättung weist vor allem die Flexibilisierung der Industrie einen hohen Rentabilitätsindex auf. Hier gilt es jedoch anzumerken, dass die Rentabilität sich je nach Einzelfall erheblich unterscheiden kann und das wirtschaftlich hebbare Potenzial begrenzt ist (s. Berichtsteil 2). Daher sind zudem das gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen und die Flexibilisierung der KWK mit Wärmespeicher als wichtige Speichertechnologien zur Lastglättung zu nennen.

Insgesamt lässt sich festhalten, dass ein großer Anteil der Speichertechnologien im Falle eines ausschließlichen Einsatzes für die Haupteinsatzoption nicht wirtschaftlich darstellbar sind. In **Abbildung 3-71** und **Abbildung 3-72** erfolgt daher die Einordnung für den Speichereinsatz in einem Anwendungsportfolio.

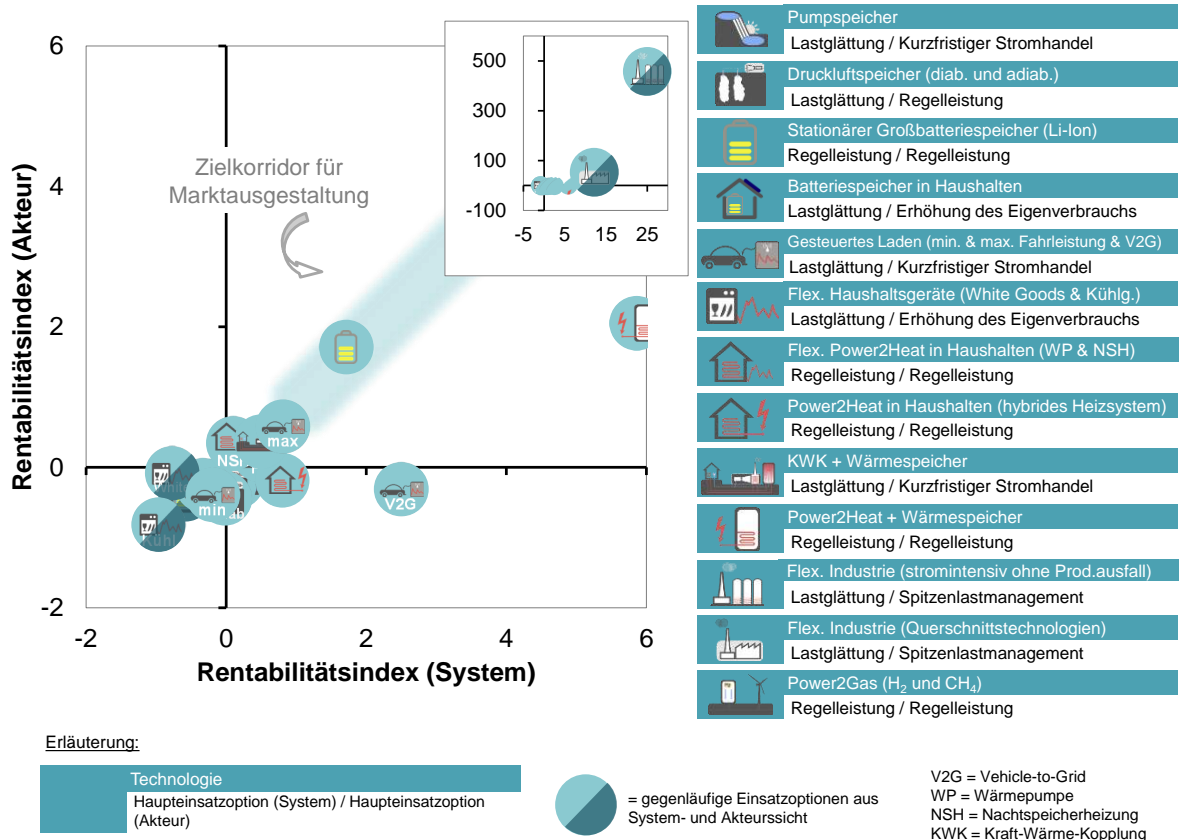


Abbildung 3-71: Merit Order Matrix für den Einsatz im Anwendungsportfolio

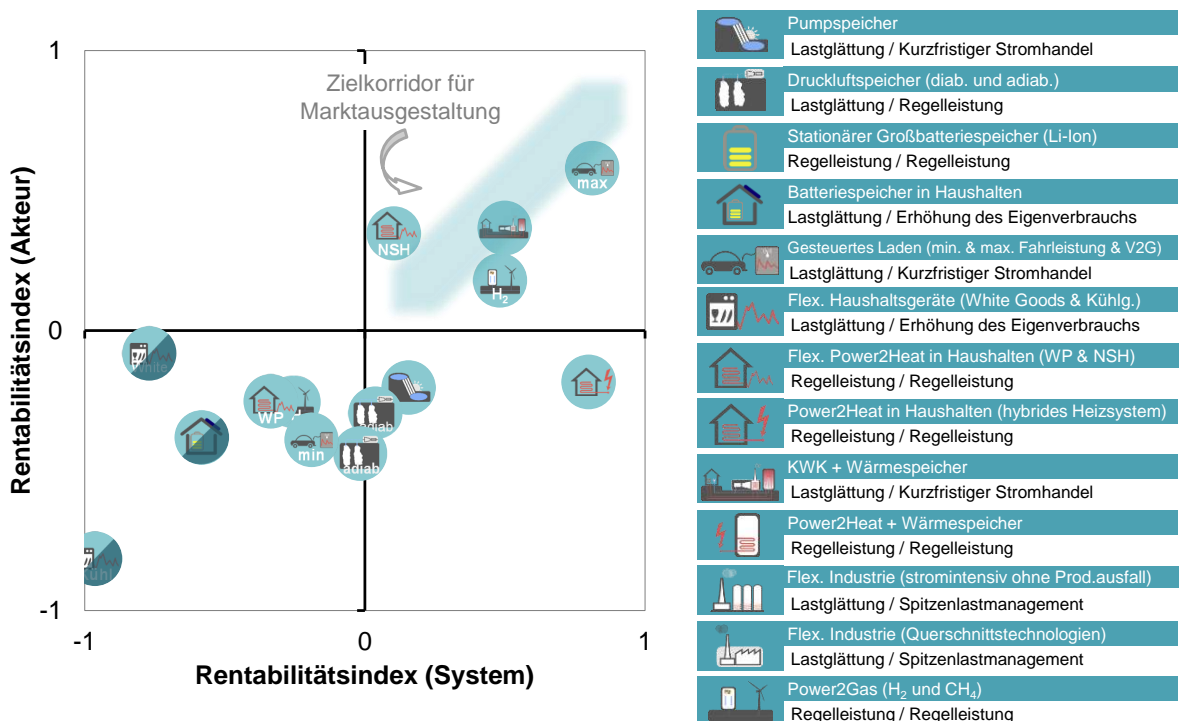


Abbildung 3-72: Ausschnitt der Merit Order Matrix für den Einsatz im Anwendungsportfolio

Aufgrund der vielfältigen Einsatzmöglichkeiten von Strom-zu-Strom-Speichern, wie Pumpspeicherkraftwerken, Druckluftspeichern und Batteriespeichern in privaten

Haushalten wird deren Rentabilität aus Systemsicht im Rahmen eines Anwendungsportfolios erheblich gesteigert. So kann der Einsatz zur Lastglättung beispielsweise zur Bereitstellung gesicherter Leistung beitragen und um einen Einsatz für die Regelleistungsbereitstellung und den Redispatch ergänzt werden. Und auch für Flexibilitätsoptionen, wie dem gesteuerten Laden von Elektrofahrzeugen, der Flexibilisierung von Power2Heat in Haushalten und der Flexibilisierung in der Industrie, ist durch ein breites Anwendungsportfolio mit einer Steigerung der Rentabilität zu rechnen.

Auffällig ist jedoch, dass basierend auf den Daten der Jahre 2012 bis 2014, die Regelleistungsbereitstellung für eine Vielzahl von Technologien die Haupteinsatzoption darstellt. Vor dem Hintergrund des Ausbaus der Erneuerbaren Energien lässt sich intuitiv vermuten, dass dies auch in Zukunft so sein wird. Diese potenzielle Entwicklung wird durch die Prognosen zu einem steigenden Bedarf an vorzuhaltender Leistung gemäß dem Standardverfahren in /DENA-02 14/ gestützt. Allerdings führen Faktoren, wie der Zusammenschluss von Regelzonen, geringere Mindestangebotsgrößen, kürzere Ausschreibungszeiträume und die Verbesserung der EE-Einspeiseprognosen, zu einer größeren Anbieterzahl bzw. einer Verringerung des Bedarfs an Regelleistung. Bestehende Anlagen werden flexibler, alte unflexible Anlagen verlassen den Markt und neue Optionen zur Regelleistungsbereitstellung, wie EE-Anlagen oder Speicher, werden erschlossen. Auf den Regelleistungsmärkten ist daher von steigender Konkurrenz bei gleichzeitig sinkendem monetärem Marktvolumen auszugehen (vgl. Kapitel 3.2.6).

Diese Überlegungen motivieren zu einer Darstellung der MOMA für das Anwendungsportfolio ohne Berücksichtigung der Einsatzoption Bereitstellung von Regelleistung in **Abbildung 3-73** und **Abbildung 3-74**. Es zeigt sich, dass die Rentabilität von Technologien, wie Power2Gas, Power2Heat und stationären Großbatteriespeichern, in diesem Fall erheblich sinkt, da die hohen Erlöse auf dem Regelleistungsmarkt entfallen. Es wird zudem deutlich, dass für Power2Heat auch ohne Regelleistungsbereitstellung aus Systemsicht weiterhin ein Nutzen gegeben ist, jedoch aus Akteurssicht keine wirtschaftlichen Anreize für einen Einsatz zur Lastglättung bestehen.

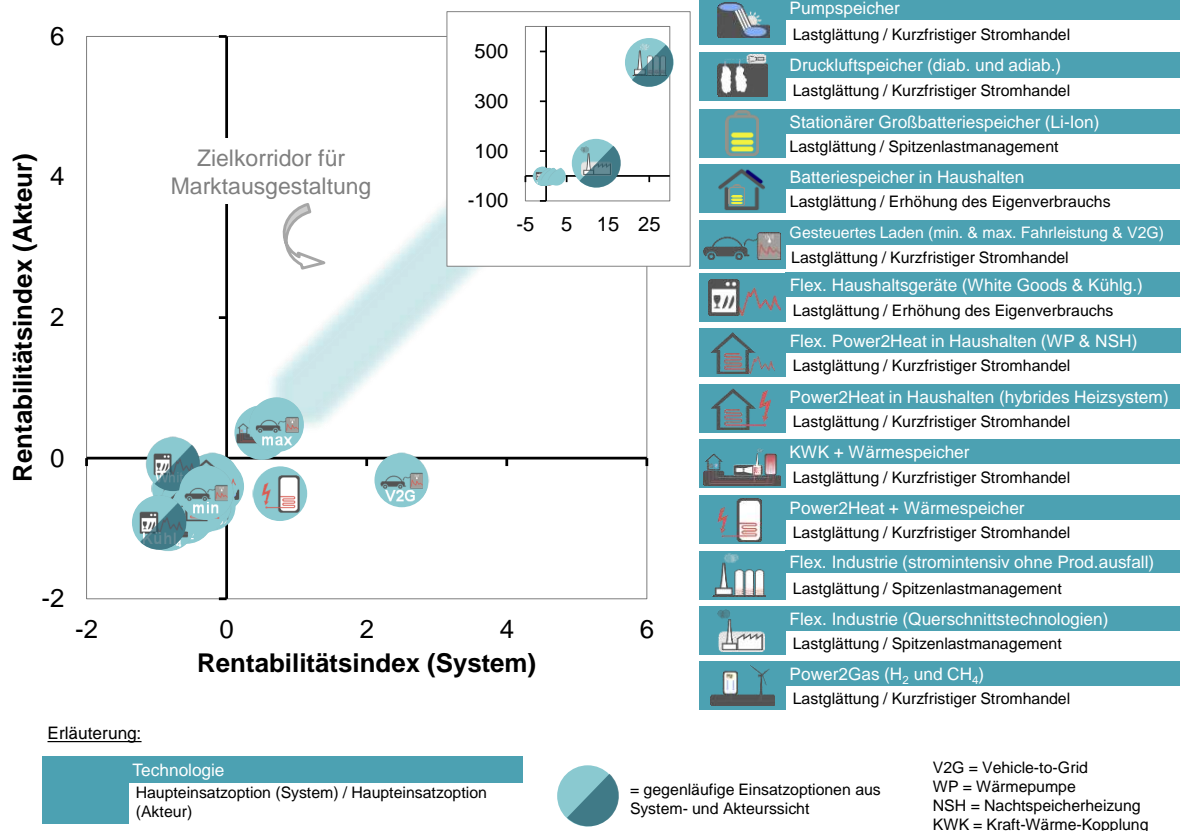


Abbildung 3-73: Merit Order Matrix für den Einsatz im Anwendungsportfolio ohne Bereitstellung von Regelleistung

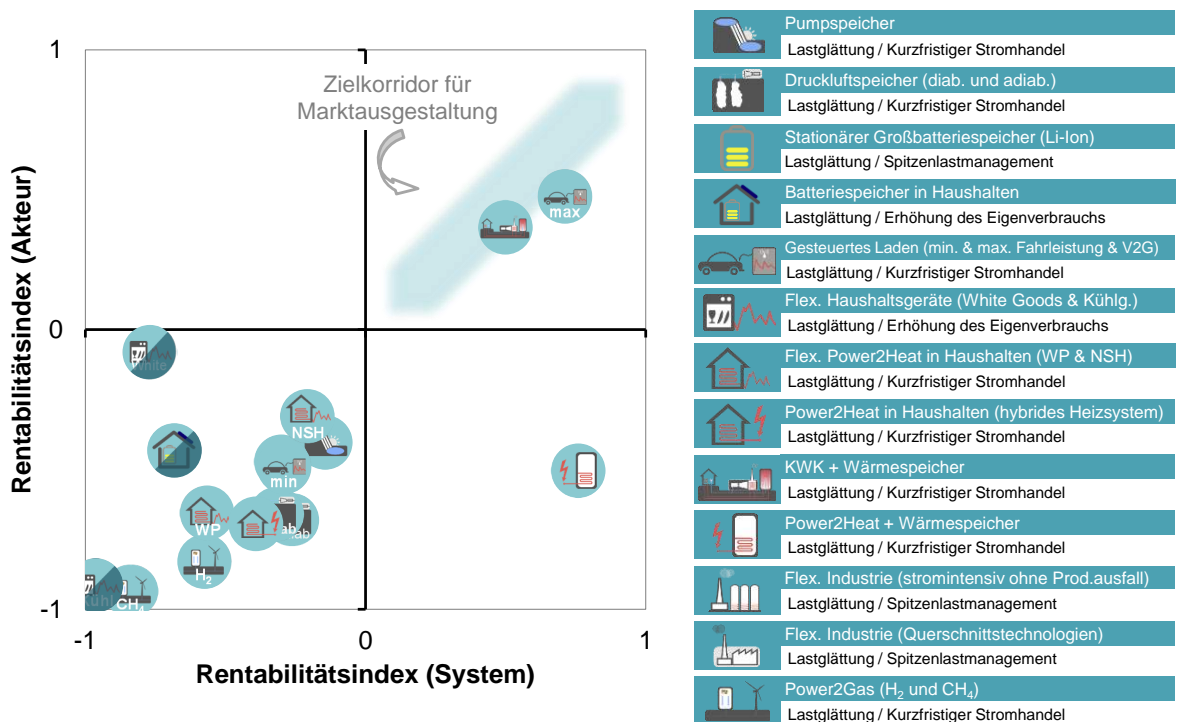


Abbildung 3-74: Ausschnitt der Merit Order Matrix für den Einsatz im Anwendungsportfolio ohne Bereitstellung von Regelleistung

Den zuvor dargelegten Ergebnissen liegen historische Marktdaten zugrunde. Im Folgenden wird daher die Steigerung der Rentabilität von Speichern für den Einsatz zur Lastglättung bzw. den kurzfristigen Stromhandel bis zum Jahr 2030 dargestellt. Hierfür finden die simulierten Strompreiszeitreihen aus dem Long Term Market Outlook aus Kapitel 4 Eingang in die Rentabilitätsberechnung.

Werden die Rentabilitätsindizes im Jahr 2012 denen im Jahr 2030 gegenübergestellt, so lässt sich erkennen, dass sich im Falle einer innerdeutschen „Kupferplatten“-Betrachtung keine wesentlichen Änderungen ergeben. Zwar erhöht sich das Preisniveau, die durchschnittlich zu erzielenden Spreads bleiben jedoch gleich. Erfolgt eine Simulation der Strompreise hingegen mit einem Nodal Pricing, so ergibt sich beispielweise für die nördliche Netzregion 21 (großer Anteil Windkraft und geringe Last) für die meisten Technologien eine leichte Rentabilitätssteigerung. Diese wird in **Abbildung 3-75** anhand eines Vergleichs der MOMA für den Einsatz der Lastglättung bzw. den kurzfristigen Stromhandel für die Jahre 2012 und 2030 dargestellt.

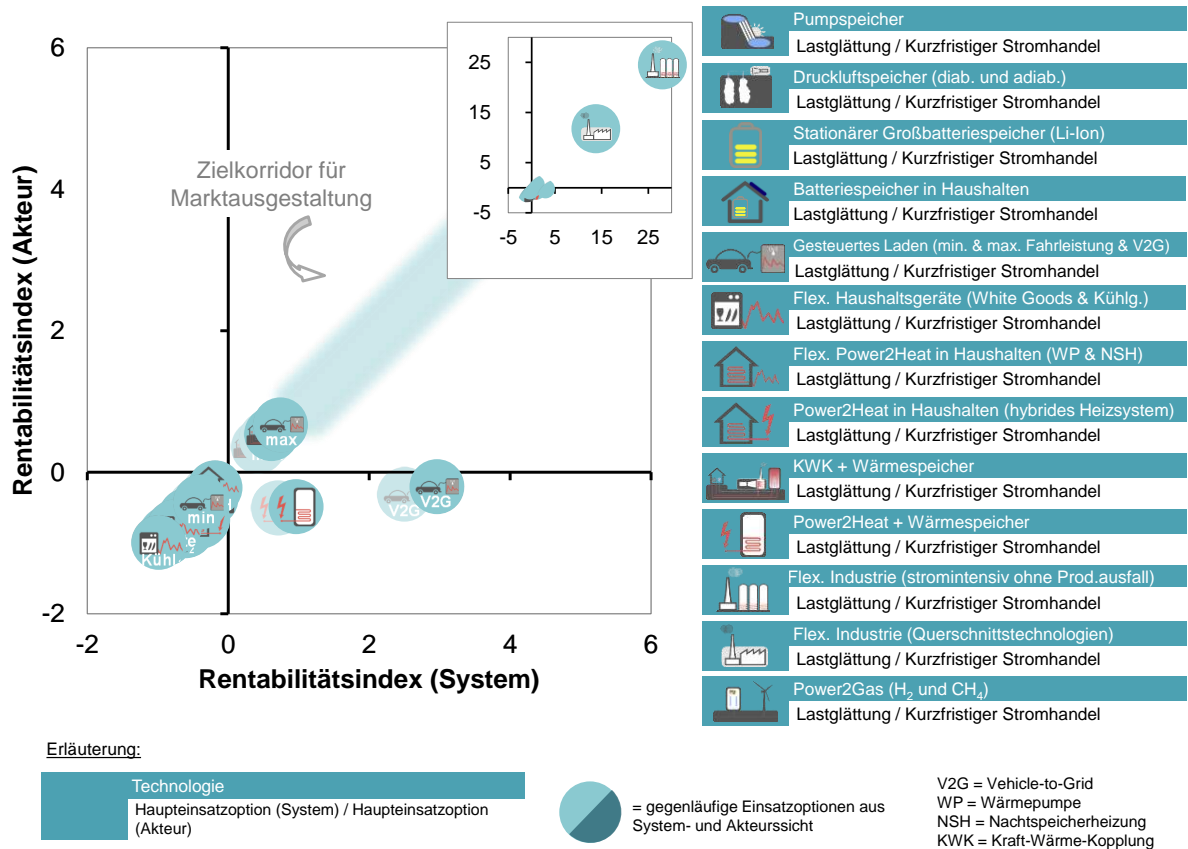


Abbildung 3-75: Merit Order Matrix für den Einsatz zur Lastglättung/ kurzfristiger Stromhandel für das Jahr 2012 (transparent) und das Jahr 2030 für die Netzregion 21

Für die Netzregion 26 in Südostbayern (geringer Anteil Windkraft, hohe Last) ist hingegen eine geringere Rentabilitätssteigerung und für einige Technologien, wie Power2Heat, aufgrund der steigenden Strompreise sogar eine Senkung der Rentabilität gegenüber 2012 zu beobachten.

3.4.3 Zusammenfassende Einordnung

Anhand der Einordnung der Speicher in die MOMA konnten vier Cluster identifiziert werden, denen sich die Speicher zuordnen lassen. Diese sind in **Abbildung 3-76** beispielhaft für den Einsatz in einem Anwendungsportfolio dargestellt. Die Zuordnung einer Speichertechnologie zu einem Cluster ist jedoch, wie im vorherigen Abschnitt dargestellt, stark abhängig von den gewählten Rahmenbedingungen und den betrachteten Einsatzoptionen.

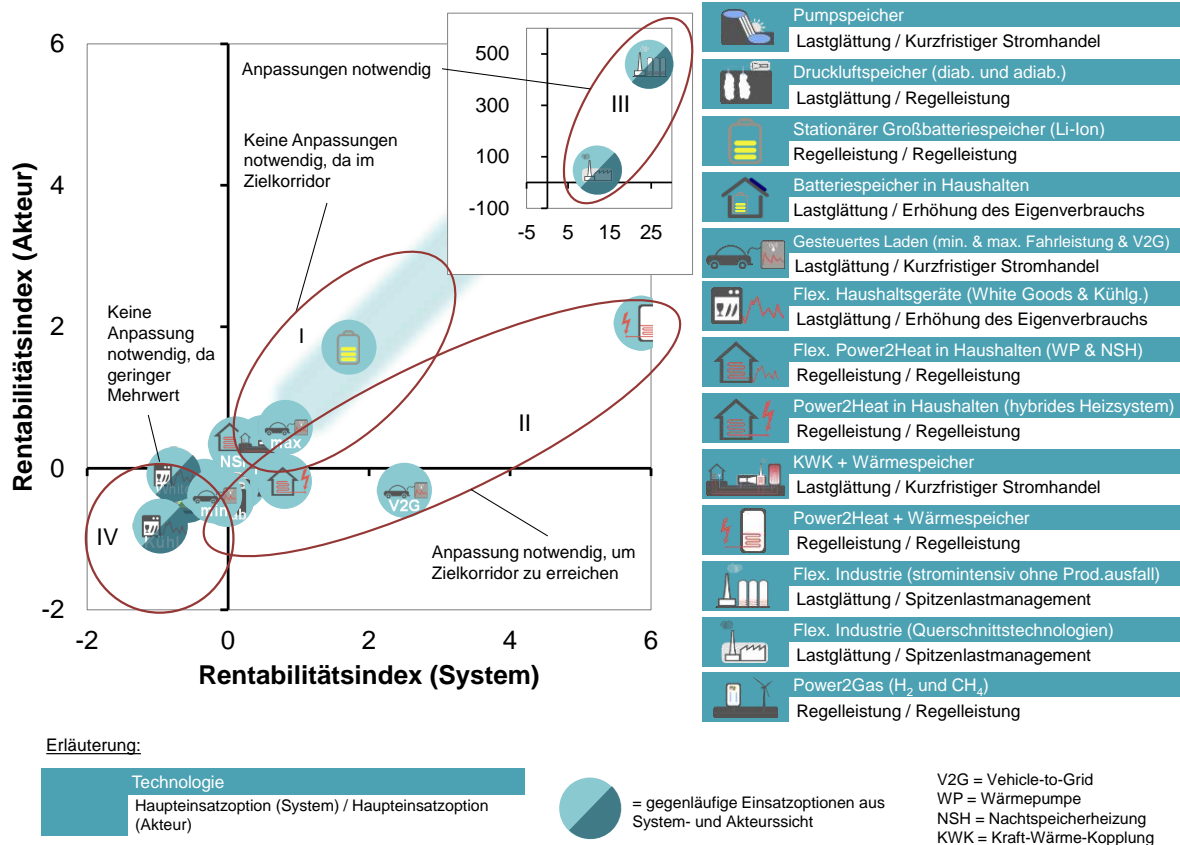


Abbildung 3-76: Identifikation von Speicher-Clustern anhand der MOMA

Es lassen sich folgende vier Cluster definieren:

- I. Technologien, die sowohl einen systemischen als auch einen betriebswirtschaftlichen Mehrwert liefern und für die keine Anpassung der Rahmenbedingungen notwendig ist, da sie bereits im Zielkorridor der Marktausgestaltung liegen.
- II. Technologien, die einen systemischen, aber keinen oder einen geringeren betriebswirtschaftlichen Mehrwert liefern und für die folglich eine Anpassung notwendig ist, um den Zielkorridor zu erreichen.
- III. Technologien, die einen systemischen Mehrwert liefern, aber deren Haupteinsatzoption aus Akteursicht sich von der Haupteinsatzoption aus Systemsicht unterscheidet und gleichzeitig einen deutlich höheren Rentabilitätsindex aufweist.
- IV. Technologien, die weder einen systemischen noch einen betriebswirtschaftlichen Mehrwert liefern und für die daher kein Anpassungsbedarf besteht.

Dabei ist Cluster II von besonderem Interesse, da hier ein Unterschied zwischen der Rentabilität aus System- und Akteurssicht gegeben ist. Weiterhin existieren Technologien, deren betriebswirtschaftlicher Einsatz sich von ihrem systemdienlichen Einsatz unterscheidet (Cluster III). Auch für diese kann unter Umständen Handlungsbedarf bestehen.

Auf Basis der Ergebnisse der MOMA und den in Berichtsteil 2 dargestellten Potenzialen der Speichertechnologien soll im Folgenden eine zusammenfassende Diskussion und Einordnung der Bedeutung der einzelnen Speichertechnologien erfolgen. Die Ergebnisse dieser Diskussion werden abschließend in **Tabelle 3-65** noch einmal zusammengefasst.

Pumpspeicher

Pumpspeicher sind klassische Strom-zu-Strom-Speicher, die sich durch ein breites Anwendungsspektrum auszeichnen. Sie stellen bereits eine wichtige Flexibilitätsoption im Energiesystem dar, sind jedoch derzeit durch eine geringe Wirtschaftlichkeit gekennzeichnet. Obwohl das technische Potenzial durch z. B. geografische und naturschutzrechtliche Rahmenbedingungen begrenzt wird, ist das zukünftig erschließbare Potenzial als groß einzustufen. Pumpspeicher befinden sich an der Schnittstelle von Cluster II und IV mit einer Tendenz zu einer Einordnung in das zweite Cluster. Denn aufgrund ihrer Flexibilität und des großen Potenzials werden Pumpspeicher einen relevanten Baustein im Energieversorgungssystem des Jahres 2030 darstellen.

Druckluftspeicher

Aufgrund großer Speicherkapazitäten und flexibler Einsatzmöglichkeiten können Druckluftspeicher in Zukunft prinzipiell ähnliche Aufgaben wie Pumpspeicher übernehmen. Druckluftspeicher befinden sich jedoch noch in der Pilotphase und sind aktuell noch nicht wirtschaftlich darstellbar. Das große Potenzial wird durch die Verfügbarkeit von Untertagespeichern begrenzt. Können Druckluftspeicher in Zukunft wirtschaftlich umgesetzt werden, können sie einen großen Beitrag zur Stabilisierung des Energiesystems leisten, sie sind jedoch aktuell noch dem Cluster IV zuzuordnen.

Stationäre Großbatteriespeicher

Stationäre Großbatteriespeicher sind bereits verfügbar. Die Wirtschaftlichkeit ist jedoch stark von den Entwicklungen auf dem (Primär-)Regelleistungsmarkt, sowohl von den erzielbaren Erlösen als auch den Präqualifikationsanforderungen, abhängig. Das Potenzial ist als groß einzustufen, da der Einsatz von Großbatteriespeichern nicht örtlich gebunden ist. Im Falle einer Berücksichtigung der Regelleistungsbereitstellung fallen stationäre Großbatteriespeicher in Cluster I. Wird diese Erlösmöglichkeit nicht betrachtet, erfolgt hingegen eine Einordnung in Cluster IV.

Batteriespeicher in Haushalten

Aufgrund hoher Investitionen sind Batteriespeicher in privaten Haushalten nicht wirtschaftlich. Trotzdem konnte in letzter Zeit ein Trend zum Einsatz von Batteriespeichern in Verbindung mit PV-Anlagen zur Erhöhung des Eigenverbrauchs beobachtet werden. Zwar läuft dieser spezielle Einsatzfall einem systemdienlichen Einsatz entgegen, prinzipiell kommen Batteriespeicher in Haushalten jedoch für eine Vielzahl von weiteren Einsatzoptionen in Frage. Das Potenzial kann als hoch eingestuft

werden, wird jedoch durch die installierten PV-Anlagen begrenzt. Angesichts der hohen Investitionen erfolgt eine Einordnung dieser Technologie in Cluster IV.

Gesteuertes Laden

Elektrofahrzeuge können als Kurzzeit-Leistungsspeicher genutzt werden und so möglichen Herausforderungen, die durch die Integration einer großen Flotte von Elektrofahrzeugen in das System entstehen, direkt entgegenwirken. Die Wirtschaftlichkeit des gesteuerten Ladens von Elektrofahrzeugen, das sich noch in der Entwicklungsphase befindet, ist stark von der Fahrleistung sowie der zukünftigen Entwicklung der IKT-Kosten abhängig. Zudem kann sich die Möglichkeit zur Netzurückzuspeisung (Vehicle-to-Grid - V2G) positiv auf die Rentabilität der Technologie auswirken. Dabei kommt jedoch die Frage auf, wer für die Verluste des Be- und Entladevorgangs aufkommt. Zudem gilt es zu beachten, dass im Rahmen dieser Wirtschaftlichkeitsbewertung nur die Investitionen für das gesteuerte Laden, nicht aber die Kosten für die Traktionsbatterie berücksichtigt wurden. Desweiteren bleibt die Frage offen, ob Fahrzeugnutzer in der breiten Masse bereit sind, ihre Fahrzeuge steuern zu lassen.

Vor dem Hintergrund, dass es bei mehreren Millionen Fahrzeugen langfristig zu einer Erhöhung der abendlichen Lastspitze im GW-Bereich und zu Belastungen auf Verteilnetzebene kommen kann /EGAP-01 12/, kommt dem gesteuerten Laden zukünftig eine wichtige Rolle zu. Insbesondere da ein Großteil der technischen Komponenten ohnehin verfügbar ist. Für V2G hängt das Potenzial stark davon ab, wie häufig die Nutzer ihre Fahrzeuge anschließen. Wenn das Auslösen des Ladevorgangs dem Fahrzeugnutzer obliegt, verringert sich insbesondere bei steigender Batteriekapazität die Zeit am Netz, da eine tägliche Beladung nicht mehr notwendig ist. Induktives Laden kann hierfür eine Lösung sein. In Abhängigkeit von der Fahrleistung und der Möglichkeit zur Netzurückspeisung kann diese Technologie in Cluster I, II oder IV fallen.

Flexibilisierung von Haushaltsgeräten

Die Flexibilisierung von Haushaltsgeräten wird in Pilotprojekten bereits getestet. Aufgrund der Kosten, die mit der benötigten IKT-Infrastruktur einhergehen, sowie den geringen Leistungen und Kapazitäten je Haushaltsanschluss ist jedoch nicht von einer wirtschaftlichen Umsetzbarkeit auszugehen. Zudem ist das insgesamt verfügbare Potenzial im Vergleich zu anderen Speichertechnologien eher gering, so dass diesem funktionalen Speicher bis 2030 keine bedeutende Rolle zugeschrieben wird. Einzuordnen ist diese Technologie in das Cluster IV.

Flexibilisierung von Power2Heat in Haushalten

Die Wirtschaftlichkeit der Flexibilisierung von Power2Heat in Haushalten ist ebenfalls stark von der Kostenentwicklung im Bereich der IKT und den Entwicklungen auf den Regelleistungsmärkten abhängig. Nachtspeicherheizungen schneiden hier besser ab als Wärmepumpen, da für diese Technologie das Potenzial zur Lastverschiebung größer ist. Während die Flexibilisierung von Wärmepumpen sich aufgrund der höheren spezifischen Kosten Cluster IV zuordnen lässt, ist die Zuordnung für Nachtspeicherheizungen abhängig von den Erlösen auf den Regelleistungsmärkten und schwankt zwischen Cluster I und IV. Im Falle von Haushaltstechnologien bedingt die

Teilnahme am Regelleistungsmarkt jedoch einen Zusammenschluss mehrerer technischer Einheiten durch einen Aggregator.

Power2Heat in Haushalten (hybride Heizsysteme)

Die Hybridisierung der Wärmebereitstellung in Haushalten kann in Abhängigkeit der Öl- und Gaspreise sowie angepasster Haushaltstarife ein wirtschaftliches Potenzial bieten. Hauptgrund hierfür sind die relativ geringen Investitionen für die elektrische Zusatzheizung und die erzielbaren Erlöse auf dem Regelleistungsmarkt. Ihr Mehrwert ist jedoch geringer als derjenige von großtechnischen Power2Heat-Anlagen. Unter Berücksichtigung der Regelleistungsvermarktung fällt die Technologie in Cluster II, sonst jedoch in Cluster IV.

KWK und Wärmespeicher

Die Flexibilisierung der KWK mit Wärmespeicher bietet zum einen ein großes technisches Potenzial und kann zum anderen auch aus wirtschaftlicher Sicht rentabel sein. Dieser Funktionale Speicher stellt daher einen wichtigen Baustein im zukünftigen Energiesystem dar und lässt sich dem Cluster I zuordnen.

Power2Heat und Wärmespeicher für KWK-Anlagen

Auch der Einsatz von Power2Heat mit Wärmespeicher kann in Zukunft eine wichtige Rolle spielen, da sich diese Speichertechnologie durch geringe Investitionen und ein großes Potenzial auszeichnet. Durch die Kopplung des Stromsektors mit dem Wärmesektor werden an anderer Stelle im System konventionelle Rohstoffe für die Wärmeerzeugung eingespart, so dass die Technologie auch als virtuelles Power2Gas mit hohem Wirkungsgrad verstanden werden kann. Die Erweiterung von KWK-Wärmespeichersystemen um eine Power2Heat-Komponente verspricht einer der kostengünstigsten Bausteine im zukünftigen Energiesystem zu sein, um nicht integrierbare elektrische Energie nutzen zu können. Die Technologie fällt daher zunächst in Cluster I. Es gilt jedoch zu berücksichtigen, dass bei Vernachlässigung der Regelleistungserlöse kein betriebswirtschaftlicher Anreiz gegeben ist und die Technologie dem Cluster II zugeordnet wird.

Flexibilisierung der Industrie















Die Flexibilisierung von Industrieprozessen kann in Einzelfällen sehr rentabel sein. Da das Gesamtpotenzial zur Lastverschiebung jedoch begrenzt und die Wirtschaftlichkeit stark einzelfallabhängig ist, stellt diese Speichertechnologie eine sinnvolle Ergänzung zu weiteren Funktionalen Speichern dar. Unter den getroffenen Annahmen erfolgt eine Zuordnung zu Cluster III, da sich die Haupteinsatzoption aus Akteursicht von der aus Systemsicht unterscheidet und einen deutlich höheren Rentabilitätsindex aufweist.

Power2Gas

Die Speichertechnologie Power2Gas befindet sich noch in der Pilotphase. Sie ist aus wirtschaftlicher Sicht bis zum Jahr 2030 nur in speziellen Anwendungen von Interesse, da sie sich mit bereits wirtschaftlichen Technologien wie Power2Heat vergleichen muss. Langfristig kann die Technologie an Bedeutung gewinnen, wenn das Potenzial von Strom im Wärmemarkt erschlossen ist und der Wasserstoff direkt in der Industrie oder im Verkehr genutzt werden kann. Power2Gas inklusive Methanisierung fällt stets in das

Cluster IV, Power2Gas ohne den zusätzlichen Methanisierungsschritt kann hingegen im Falle einer Regelleistungsbereitstellung auch dem Cluster I zugeordnet werden.

Tabelle 3-65: *Einordnung der Speichertechnologien*

		Verfügbarkeit	Wert	Technisches Potenzial (DE 2030)	Bedeutung
	Pumpspeicher	Standard	o	++ (13 GW, 93 GWh)	
	Druckluftspeicher (diab. und diab.)	Pilot	o	++ (30 GW, 25-125 GWh)	
	Stationärer Großbatteriespeicher (Li-Ion)	verfügbar	o	++ (wirtschaftl. Begrenzung)	
	Batteriespeicher in Haushalten	verfügbar	-	+ (4-12 GW, 5-16 GWh)	
	Gesteuertes Laden (min. & max. Fahrleistung & V2G)	Entwicklung	o/+	+ (1 GW, 6 GWh)	
	Flex. Haushaltsgeräte (White Goods & Kühlg.)	Pilot	--	o (1 GW, 1 GWh)	
	Flex. Power2Heat in Haushalten (WP & NSH)	Entwicklung/ Pilot	o	+ (2-4 GW, 5-17 GWh)	
	Power2Heat in Haushalten (hybrides Heizsystem)	Entwicklung/ Pilot	o	+ (max. 100 GW)	
	KWK + Wärmespeicher	verfügbar	+	+ (mind. 48 GWh)	
	Power2Heat + Wärmespeicher	verfügbar	+	+ (mind. 8 GW)	
	Flex. Industrie (stromintensiv ohne Prod.ausfall)	verfügbar	+	o (mind. 2 GW)	
	Flex. Industrie (Querschnittstechnologien)	verfügbar	+	o (mind. 1 GW)	
	Power2Gas (H ₂)	Pilot	o	+ (Industrie/Mobilität: ~65 TWh)	
	Power2Gas (CH ₄)	Pilot	-	+ (Erdgasnetz: 1-3 GW, >200 TWh)	

4 Long Term Market Outlook

Ziel dieses Bausteins ist es, die langfristigen Entwicklungen des Energiesystems zu untersuchen. Hierfür wird das integrierte Simulationsmodell zur Anlageneinsatz- und -ausbauplanung mit Regionalisierung (kurz: ISAaR) genutzt. Mit ISAaR ist es möglich, eine Prognose über den Mehrwert Funktionaler Speicher im Energiesystem der Zukunft aus System- und Akteurssicht zu geben. Für die Betrachtungen aus Akteurssicht werden im Gegensatz zur Systemsicht die Steuern und Abgaben berücksichtigt, die für Anlagenbetreiber anfallen. Kein Bestandteil des Ziels ist eine Detailmodellierung einzelner Haushalte oder Industriebetriebe.

Für die Zielerreichung müssen entsprechende Eingangsdaten für ISAaR zur Verfügung gestellt werden. Diese werden über das regionalisierte Energiemodell der FfE (FREM) bezogen. In Kapitel 4.1 wird beschrieben, wie im FREM die Modellierung der Eingangsdaten auf einer Vielzahl vorgelagerter Datenquellen erfolgt. Anschließend erfolgt die Beschreibung von ISAaR in Kapitel 4.2. Für die Anwendung von ISAaR werden in Kapitel 4.3 Szenarien definiert. Abschließend erfolgt die Beschreibung der Ergebnisse, die sich aus der Anwendung von ISAaR in Verbindung mit den Eingangsdaten aus dem FREM und den definierten Szenarien ergeben.

4.1 FREM - Regionalisiertes Energiemodell

An der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) wurde 2009 ein regionalisiertes Energiemodell, das Regionenmodell (FREM), erarbeitet und seitdem kontinuierlich weiterentwickelt /FFE-21 10/, /FFE-22 10/, /FFE-10 13/, /FFE-12 13/, /FFE-14 13/, /FFE-39 14/, /FFE-32 15/. Viele Inhalte wurden im vom BMWi geförderten Projekt „EnEff:Stadt – Chancen und Risiken von KWK im politischen Umfeld“ erarbeitet. Die Abschlussberichte zu diesem Projekt stehen zum Download zur Verfügung /FFE-01 12/, /FFE-02 12/. Weitere Informationen können auch der Dissertation von Herrn Beer /BEER-01 12/ entnommen werden.

Im FREM werden verschiedenste energiewirtschaftlich relevante Daten mit ihrem Raum- und Zeitbezug gespeichert. Die zeitliche Auflösung ist meist die Stundenauflösung (Lastgänge, ...), teilweise liegen auch Viertelstundenwerte (Reserveleistung, ...) vor. Die räumliche Auflösung ist die Gemeindeebene (statistische Daten, ...), teilweise erfolgt auch eine kleinräumigere Verortung (Windkraftanlagen, ...). Die hohe räumliche Auflösung Gemeindeebene kann auf eine für die jeweilige Fragestellung geeignete, allgemeinere Größe (Netzregionen, Landkreise, Bundesländer, ...) aggregiert werden. Dies ermöglicht die Bearbeitung einer Vielzahl von Fragestellungen mit einem einheitlichen Datensatz.

Im Rahmen dieses Projekts sind Bestand und Entwicklung der Bereiche Erneuerbare Energien, Stromverbrauch und konventioneller Stromerzeuger von übergeordnetem Interesse. Aber auch der Ausbau der Stromnetze, die Markteinführung von Elektrostraßenfahrzeugen und die Entwicklung des Wärmeverbrauchs werden mit den verschiedenen funktionalen Stromspeichern in Wechselwirkung treten.

In diesem Kapitel werden die wichtigsten Komponenten und Modelle des FREM vorgestellt. Zu diesen zählen die EEG-Datenbank, Ausbauszenarien für die

erneuerbaren Energien Wind und Photovoltaik, Kraftwerke, Wärme- und Stromnetze, die demographische Entwicklung und die Entwicklung des Strom- und Wärmeverbrauchs.

4.1.1 Anforderungen

Die Anforderungen an das FREM sind zu Beginn eines jeden Forschungsvorhabens bzw. Projekts zu definieren. Die Anforderungen können in folgende Kategorien eingeteilt werden:

- **Räumlicher Umfang**
Wird ein Bundesland, Deutschland oder Europa betrachtet?
- **Zeitlicher Umfang**
Historische Daten, aktuelles Jahr oder Prognose bis zu einem bestimmten Jahr?
- **Thematischer Umfang**
Strom, Wärme, Gas, Elektromobilität?
Kraftwerke, Speicher, Netze?
- **Zeitliche Auflösung**
Energienengen, Typtage, Stundenwerte, Viertelstundenwerte?
- **Räumliche Auflösung**
Länder, Bundesländer, Landkreise, Gemeinden, Netzregionen, PLZ-Gebiete?

Bei der Wahl der Anforderungen ist die für die spezielle Fragestellung notwendige Detaillierungsstufe zu identifizieren. Die Wahl einer zu hohen räumlichen Auflösung vergrößert die resultierenden Datensätze und verlängert den Rechenbedarf bei der Optimierung des Kraftwerkseinsatzes, eine zu geringe zeitliche Auflösung (zum Beispiel Typtage) ist nicht geeignet, Speicher abzubilden und eine zu grobe räumliche Auflösung bildet Netzengpässe und die daraus resultierenden Anforderungen an Speicher und Kraftwerke nicht ab.

Anforderungen im Forschungsvorhaben

Im Rahmen dieses Forschungsvorhabens werden Deutschland und Österreich über ihre Netzregionen abgebildet. Hierfür wird Deutschland in die 18 dena-Netzregionen unterteilt, die über das Stromnetz miteinander verbunden sind. Österreich wird in acht Zonen entsprechend der Studie Super-4-Micro-Grid /ESEA-01 11/ aufgeteilt. Die so definierten Netzregionen weisen intern eine gute Vernetzung auf. Der interne Stromfluß einer Netzregion wird nicht explizit untersucht, wobei Engpässe im Übertragungsnetz geeignet abgebildet werden. Die übrigen europäischen Länder werden als uninodale Netzregionen modelliert. Somit ist ein grenzübergreifender Stromaustausch möglich. Der Stromaustausch ist wiederum über die zur Verfügung stehenden Netzkapazitäten begrenzt.

Für einzelne Fragestellungen – zum Beispiel Power2Heat in Fernwärmenetzen oder Entwicklung des PV-Bestands – werden intern kleinere räumliche Auflösungen eingesetzt. Eine innerhalb der uninodalen europäischen Netzknoten eingesetzte und im Rahmen dieses Vorhabens definierte räumliche Auflösung ist die NUTS3+. Sie basiert auf den NUTS3-Regionen (entsprechend den deutschen Landkreisen) und unterteilt diese in thematisch sinnvolle Teilmengen (zum Beispiel Windparkstandorte). Die Ergebnisse dieser detaillierten Analysen sind im Anschluss auf die Netzregionen zu

aggregieren. Ein weiteres Beispiel sind die Fernwärmenetze. Diese werden in verschiedene Kategorien differenziert und somit nicht auf ein Fernwärmenetz je Netzregion aggregiert. Somit wird hier der Begriff der räumlichen Auflösung nicht ausschließlich auf die geographische Lage begrenzt, sondern um eine weitere Dimension ergänzt.

Der zeitliche Umfang umfasst die Jahre 2012 bis 2030. Die zeitliche Auflösung sind Stundenwerte für die Wetterjahre 2012 und 2013.

Basierend auf den Anforderungen dient das FREM auch als zentrale Datenschnittstelle zwischen den verschiedenen Projektteilen, wie den detaillierten Betrachtungen der einzelnen Speichertechnologien mit deren Einsatzoptionen bis hin zur Modellierung der Anlageneinsatz- und Ausbauplanung im Rahmen von diesem Long Term Market Outlook.

Die Ablage der großen Datenmenge und die plattform- und anwendungssoftware-übergreifende Bereitstellung erfolgt über das freie Datenbankmanagementsystem PostgreSQL. Geodaten können mit der Erweiterung PostGIS in PostgreSQL eingesetzt werden. Das FREM ist somit eine mit PostgreSQL realisierte Datenbank.

4.1.2 Methodischer Ansatz

Die Ablage der Daten, die thematische Aufbereitung und die Definition von Szenarien erfolgt im FREM mit standardisierten und wiederkehrenden Abläufen. Dies erhöht nicht nur die Transparenz der Datenherkunft, sondern auch die Reproduzierbarkeit und Aktualisierbarkeit der Daten. Nachfolgend werden der strukturelle Aufbau, einige der eingesetzten Quellen und allgemeine Datenaufbereitungsschritte vorgestellt.

4.1.2.1 Struktureller Aufbau

Die Aufbereitung, Ablage und Definition von Szenarien erfolgt weitestgehend im FREM. Der strukturelle Aufbau kann in die drei Ebenen nach **Abbildung 4-1** eingeteilt werden. In der ersten Ebene liegen die „Primärdaten“, somit überwiegend Rohdaten bzw. Daten mit formellen, aber nicht inhaltlichen Aufbereitungsschritten.

In der zweiten Ebene befinden sich nach Themen gruppierte, aufbereitete Daten. Diese werden als „thematische Schemata“ bezeichnet und können in zwei Untergruppen eingeteilt werden.

„Sekundärdaten“ sind aufbereitete „Primärdaten“ und beschreiben zum Beispiel die Entwicklung der Erwerbstätigenzahlen nach Wirtschaftszweig je Gemeinde. Sie gehen wiederum als Quelle zur Aufbereitung von „Modelldaten“ ein. Ein Beispiel hierfür ist in **Abbildung 4-1** dargestellt. Der Gebäudebestand wird aus statistischen Daten bestimmt und geht in die Lastberechnung ein.

„Modelldaten“ beschreiben energiewirtschaftliche Größen wie Leistung der PV-Anlagen je Gemeinde. Sie werden in thematische Schemata strukturiert. Ein Beispiel ist die FfE-EEG-Datenbank: eine Zusammenfassung und Validierung der Anlagenregister der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB).

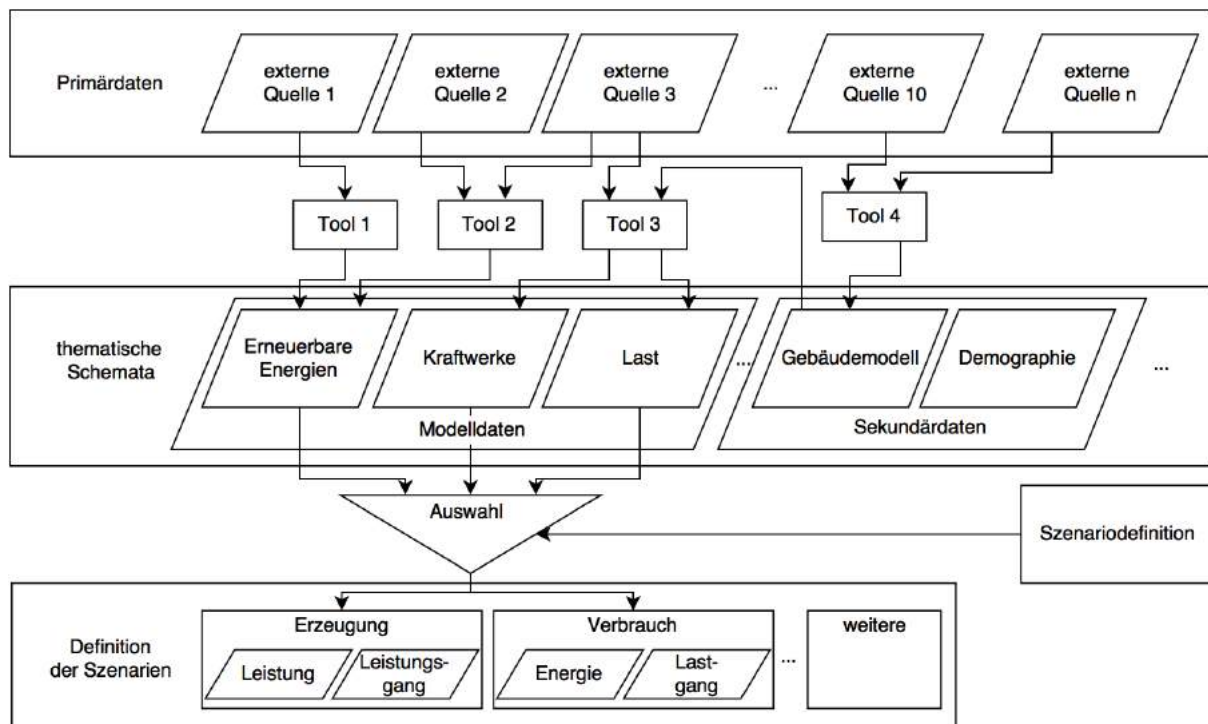


Abbildung 4-1: Struktureller Aufbau und Definition von Szenarien

Die Definition von globalen Szenarien ist kein Bestandteil des FREM, sondern ein externer Prozess. Beispiele hierfür sind der Szenariorahmen aus dem Forschungsverbund und der Netzentwicklungsplan (NEP). Die Umsetzung der Szenarien im FREM erfolgt durch die Vorgabe eines globalen Szenarios, der Disaggregation basierend auf Daten der thematischen Schemata und Ablage als Szenario innerhalb des FREM. Die einzelnen Szenarien werden nach Themen wie zum Beispiel „Erzeugung“ und „Verbrauch“ gruppiert. Um im weiteren eine hohe Variabilität im Umgang mit den Daten zu erhalten, wird die Leistung bzw. der Verbrauch als skalare Größe, der Leistungsgang bzw. Lastgang als normierter Vektor abgelegt. Dies ermöglicht zum Beispiel den schnellen Wechsel des Wetterjahrs oder die parallele Umsetzung von unterschiedlichen Verbrauchsentwicklungen.

4.1.2.2 Primärdaten

Das FREM basiert auf einer Vielzahl von unterschiedlichen Quellen. Eine umfassende Beschreibung aller Datenquellen ist an dieser Stelle nicht möglich. Sie ist auch nicht notwendig, da die für die jeweiligen Teilprojekte relevanten Datenquellen an entsprechender Stelle im Bericht bereits aufgeführt werden. An dieser Stelle werden die primären Datenquellen vorgestellt. Diese Primärdaten werden wiederholt in den verschiedenen Teilprojekten direkt oder indirekt verwendet und häufig nicht mehr explizit zitiert. Ein Beispiel für Primärdaten sind die Einwohnerzahlen je Gemeinde. Abhängig hiervon werden Strom- und Wärmeverbrauch, aber auch die Entwicklung der Elektrostraßenfahrzeuge modelliert.

Ergänzend zu den Primärdaten werden in Kapitel 4.1.3 Sekundärdaten eingeführt. Diese Daten können in der benötigten Form nicht aus Quellen abgeleitet werden.

Zu den wichtigsten Quellen für Primärdaten im FREM zählen:

- Die Verwaltungsgrenzen in Deutschland nach /BKG-04 09/, lfd. Aktualisierung
- Digitales Landschaftsmodell /BKG-01 13/
- Regionaldatenbank /DESTATIS-08 14/, lfd. Aktualisierung
- OpenStreetMap /OSM-01 12/, lfd. Aktualisierung
- CORINE Land Cover /CLC-01 09/
- Anlagenregister (Erneuerbare Energien) der Bundesnetzagentur /BNETZA-09 15/ bzw. bis August 2014 nach ÜNB
- AGFW-Hauptberichte zu den Fernwärmenetzen /AGFW-01 15/, lfd. Aktualisierung
- Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur /BNETZA-04 13/, lfd. Aktualisierung
- Wetterdaten der Modelle COSMO-EU und COSMO-DE /DWD-01 14/
- Energiedaten Deutschland /BMWI-02 15/, lfd. Aktualisierung
- Energiebilanzen der Bundesländer in Österreich /STATAT-06 13/, lfd. Aktualisierung
- Statistische Daten in regionaler Auflösung für Österreich /STATAT-03 13/, lfd. Aktualisierung

4.1.2.3 Datenaufbereitung

Im Rahmen der Datenaufbereitung werden bestimmte wiederkehrende Verfahren genutzt, um einen geographisch aufgelösten Datenbestand zu erhalten. Ausgewählte Verfahren werden nachfolgend allgemeingültig erläutert, so dass im Rahmen des weiteren Berichts eine kompakte Darstellung gewährleistet werden kann. Im konkreten Fall werden die vorgestellten Verfahren häufig iterativ und in Kombination eingesetzt.

(a) Aggregation von punktuellen Daten

Einige Datensätze sind exakt auf einen Punkt verortet (zum Beispiel Standorte von WEA). Die Sachdaten werden über ihre Geodaten den Regionen zugewiesen und – zum Beispiel – summiert, siehe hierzu **Abbildung 4-2**.

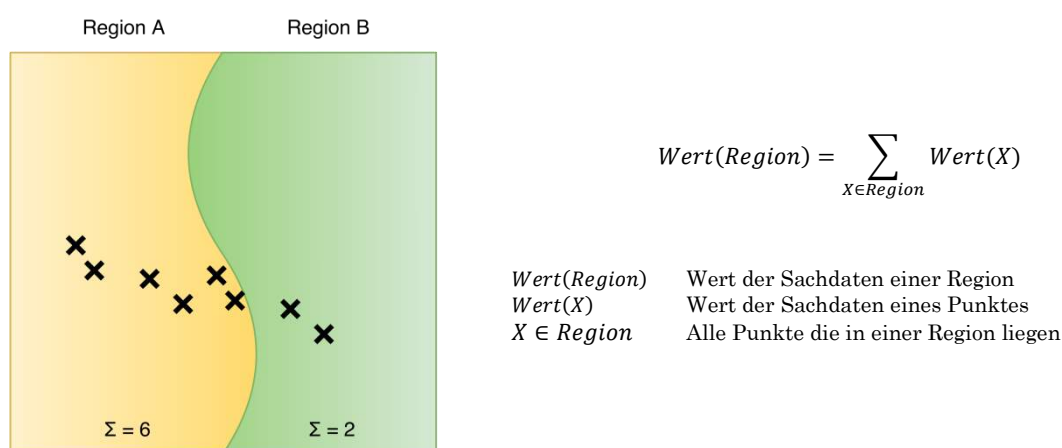


Abbildung 4-2: Aggregation von punktuellen Daten

(b) Aggregation von räumlich ausgedehnten Daten, Fall 1

Die Aggregation von räumlich ausgedehnten Daten kann im einfachsten Fall analog zu den punktuellen Daten erfolgen. Dieser Fall trifft zu, wenn die räumlich ausgedehnten

Daten eindeutig in einer Region liegen. Die Sachdaten werden über ihre Geodaten den Regionen zugewiesen und – zum Beispiel – summiert, siehe hierzu **Abbildung 4-3**.

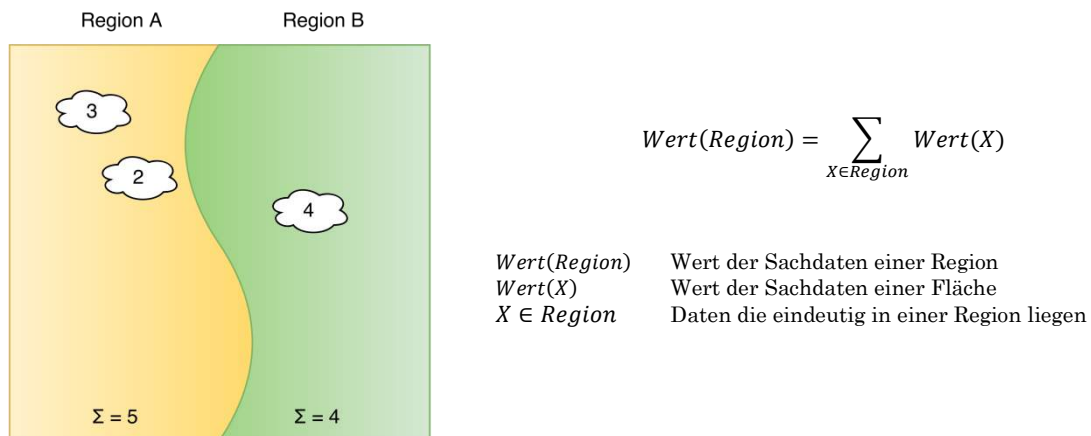


Abbildung 4-3: Aggregation von räumlich ausgedehnten Daten, Variante 1

(c) Aggregation von räumlich ausgedehnten Daten, Fall 2

Die Aggregation von räumlich ausgedehnten Daten ist nicht mehr eindeutig möglich, wenn die Daten in verschiedenen Regionen liegen. Dies ist zum Beispiel bei Windparks und Gemeinden häufig der Fall. Wenn keine weiteren Informationen vorliegen, erfolgt zunächst eine flächenproportionale Disaggregation der Daten auf mehrere Regionen, gefolgt von einer Aggregation je Region, siehe **Abbildung 4-4**.

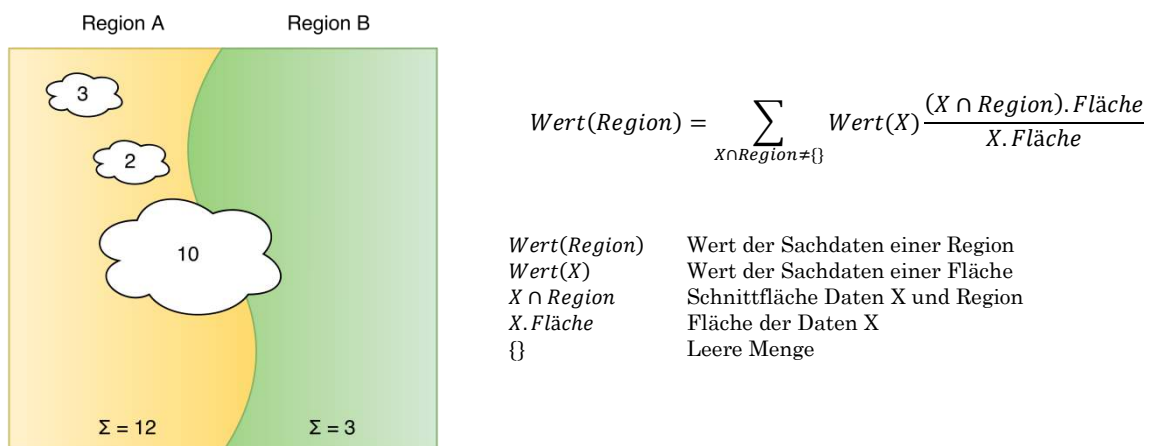


Abbildung 4-4: Aggregation von punktuellen Daten

Soweit verfügbar kann die flächenproportionale Aggregation um eine Gewichtung erweitert werden.

$$\text{Wert}(\text{Region}) = \sum_{X \cap \text{Region} \neq \{\}} \text{Wert}(X) \frac{\int (X \cap \text{Region}). \rho \, dA}{\int X. \rho \, dA}$$

$X. \rho$	Dichtefunktion der Eingangsdaten
$\int \dots dA$	Integral über die Fläche
$\text{Wert}(\text{Region})$	Wert der Sachdaten einer Region
$\text{Wert}(X)$	Wert der Sachdaten einer Fläche
$X \cap \text{Region}$	Schnittfläche Daten X und Region
$\{\}$	Leere Menge

(d) Synthetisierung kleinerer räumlicher Auflösungen, Fall 1

Nicht alle Datenbestände werden vollständig für alle räumlichen Auflösungen veröffentlicht. Insbesondere kleine räumliche Auflösungen werden aus Gründen des Datenschutzes häufig in der Statistik anonymisiert. Da für die weitere Bearbeitung im FREM ein flächendeckender Datenbestand benötigt wird, müssen kleinere räumliche Auflösungen häufig synthetisiert werden.

Im Allgemeinen liegen die Informationen vollständig für eine höheres Aggregat vor. Unter Umständen muss iterativ nach einem geeigneten höheren Aggregat gesucht werden. In der Regel sind mindestens auf der Bundeslandebene die Daten vollständig.

Im ersten betrachteten Fall fehlen nur einzelne Informationen der kleineren Aggregatsebene bzw. der kleineren räumlichen Auflösung. Dies ist ein Sonderfall und tritt nur selten auf. Durch Differenzbildung kann der fehlende Wert exakt bestimmt werden, siehe **Abbildung 4-5**.

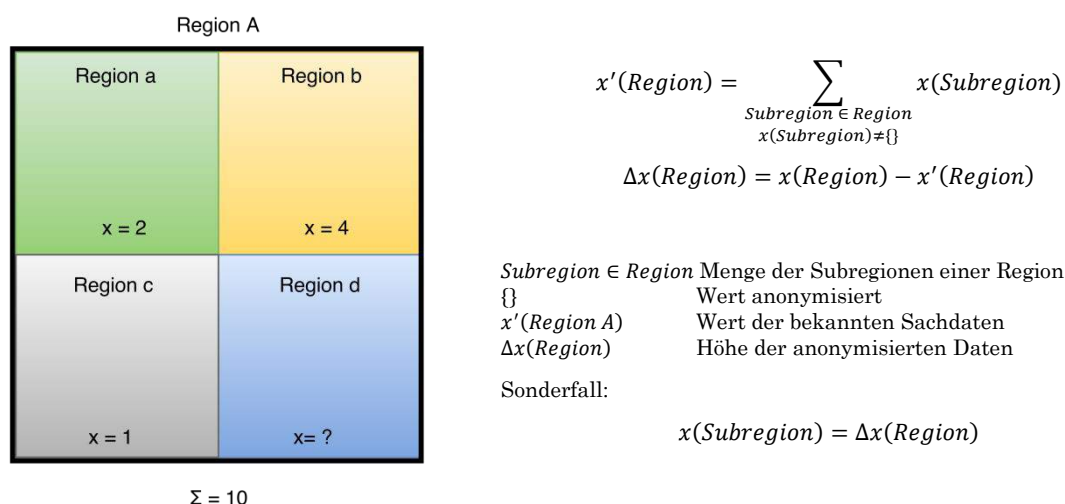
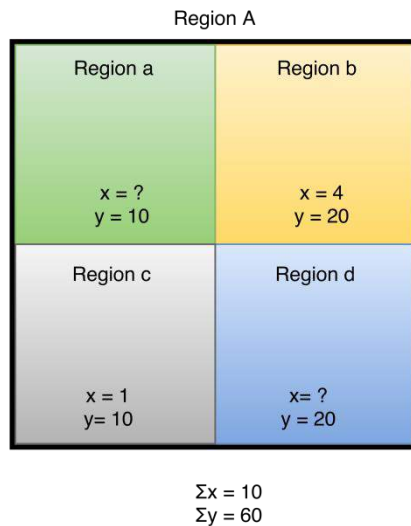


Abbildung 4-5: Synthetisierung kleinerer räumlicher Auflösungen, Fall 1

(e) Synthetisierung kleinerer räumlicher Auflösungen, Fall 2

Sobald in der Subregionenebene mehr als ein Wert anonymisiert wurde, ist eine exakte Lösung nicht mehr möglich. Das Synthetisierungsverfahren muss geeignete Werte für die Subregionen bestimmen. Das Problem ist in **Abbildung 4-6** dargestellt. Region a und Region d wurden anonymisiert, es liegen keine Werte für x vor. In der gesamten Region A beträgt der Wert für x 10. Die Höhe der anonymisierten Daten ist 5. Für die Synthetisierung wurde der Parameter y als geeignete Größe identifiziert.



$$x'(Region) = \sum_{\substack{Subregion \in Region \\ x(Subregion) \neq \{}}} x(Subregion)$$

$$y'(Region) = \sum_{\substack{Subregion \in Region \\ x(Subregion) \neq \{}}} y(Subregion)$$

$$\Delta x(Region) = x(Region) - x'(Region)$$

$$\Delta y(Region) = y(Region) - y'(Region)$$

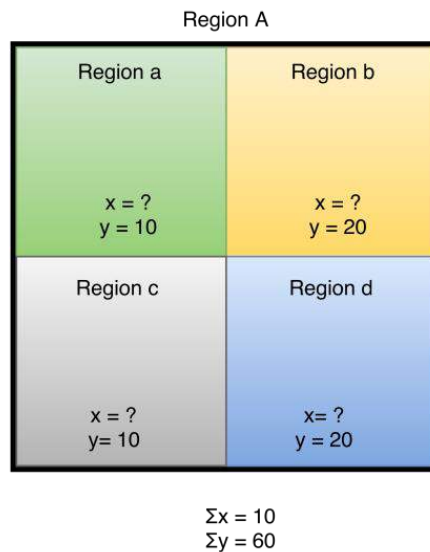
$$x(Subregion) = y(Subregion) \frac{\Delta x(Region)}{\Delta y(Region)}$$

$Subregion \in Region$ Menge der Subregionen einer Region
 $\{$ Wert anonymisiert
 $x'(Region)$ Wert der bekannten Sachdaten
 $\Delta x(Region)$ Höhe der anonymisierten Daten
 y Zur Synthetisierung von x geeignete Größe

Abbildung 4-6: Synthetisierung kleinerer räumlicher Auflösungen, Fall 2

(f) Synthetisierung kleinerer räumlicher Auflösungen, Fall 3

Wenn für alle Subregionen keine Daten vorliegen, vereinfacht sich das Verfahren (e) auf das in Abbildung 4-7 dargestellte Disaggregationsverfahren. Die Verteilung erfolgt somit über eine vollständig bekannte und geeignete Hilfsgröße y .



$$x(Subregion) = y(Subregion) \frac{x(Region)}{y(Region)}$$

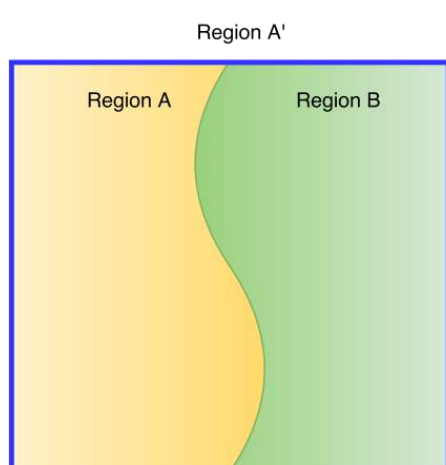
$Subregion \in Region$ Menge der Subregionen einer Region
 $\{$ Wert anonymisiert
 $x(Region)$ Wert der bekannten Sachdaten
 y Zur Synthetisierung von x geeignete Größe

Abbildung 4-7: Synthetisierung kleinerer räumlicher Auflösungen, Fall 3

Die Auswahl geeigneter Synthetisierungsverfahren zur Berücksichtigung von Gebietsreformen ist beim Umgang mit statistischen Daten von besonderer Relevanz. Zu den kleinsten Gebietsreformen zählen die Ein- und Ausgemeindungen einzelner Ortsteile und Gemeinden, zu den größten Gebietsreformen der letzten Jahre die Kreisreformen in den neuen Bundesländern. Bei der Arbeit mit Datensätzen zu unterschiedlichen Ständen, zum Beispiel verschiedene Erfassungsjahre oder auch Erfassungszeitpunkte im Jahresverlauf, müssen Daten zu verschiedenen Verwaltungsgrenzen geeignet aufbereitet werden. Nachfolgend werden verschiedene Verfahren zum Umgang mit Gebietsreformen vorgestellt.

(g) Synthetisierung nach Gebietsreformen, Fall 1

Im ersten Fall, siehe **Abbildung 4-8**, erfolgt die Eingliederung der Region B in die Region A. Die neuentstandene Region wird nachfolgend mit A' bezeichnet. In der Praxis kann die Region A' sowohl den gleichen wie Region A, aber auch einen neuen amtlichen Gemeindeschlüssel (AGS) erhalten. Die Synthese von Sachdaten zur Region A' aus historischen Daten der Regionen A und B ist trivial. Im umgekehrten Fall ist eine geeignete Hilfsvariable zu wählen. Dies kann unter Umständen ein Datensatz zu einem älteren Zeitpunkt sein.



Alt → Neu

$$x(A') = x(A) + x(B)$$

 $x(\text{Region})$ Wert der Sachdaten

Neu → Alt

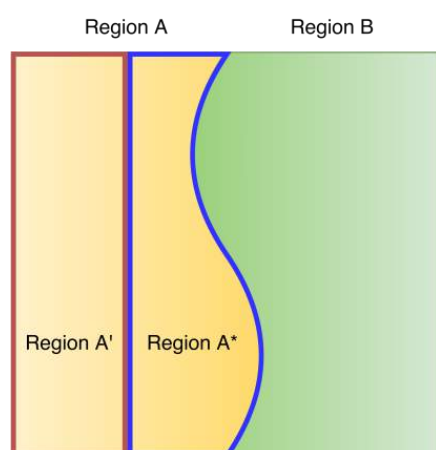
$$x(\text{Region}, \text{Jahr}) = \frac{x(\text{Region}, \text{Jahr} - 1)}{\sum_{\text{Subregion} \in \text{Region}} x(\text{Region}, \text{Jahr} - 1)} \times x(\text{Region}', \text{Jahr})$$

 $x(\text{Region}, \text{Jahr})$ Wert d. Sachdaten zu einem bestimmten Jahr

Abbildung 4-8: Synthetisierung nach Gebietsreformen, Fall 1

(h) Synthetisierung nach Gebietsreformen, Fall 2

Im zweiten Fall, siehe **Abbildung 4-9**, erfolgt die Aufteilung der Region A in die Regionen A' und A*. Die Synthese von Sachdaten zu den Regionen A' und A* aus historischen Daten der Region A erfolgt analog zum Fall 1. Im umgekehrten Fall ist die Synthese trivial.



Alt → Neu

$$x(A', \text{Jahr} - 1) = \frac{x(A', \text{Jahr})}{\sum_{\text{Region} \in A} x(\text{Region}, \text{Jahr})} \times x(A, \text{Jahr} - 1)$$

 $x(\text{Region}, \text{Jahr})$ Wert d. Sachdaten zu einem bestimmten Jahr
 $\sum_{\text{Region} \in A}$ Summe über die neuen Regionen der Region A

Neu → Alt

$$x(A) = x(A') + x(A')$$

 $x(\text{Region})$ Wert der Sachdaten

Abbildung 4-9: Synthetisierung nach Gebietsreformen, Fall 2

(i) Synthetisierung nach Gebietsreformen, Fall 3

Im dritten Fall, siehe **Abbildung 4-10**, erfolgt die Aufteilung einer Region B in die benachbarten Regionen A und C. Die neuen Regionen werden nachfolgend mit A' und C'

bezeichnet. Für die Umrechnungen ist es notwendig, an verschiedenen Stellen flächenspezifische Verteilungen anzusetzen.

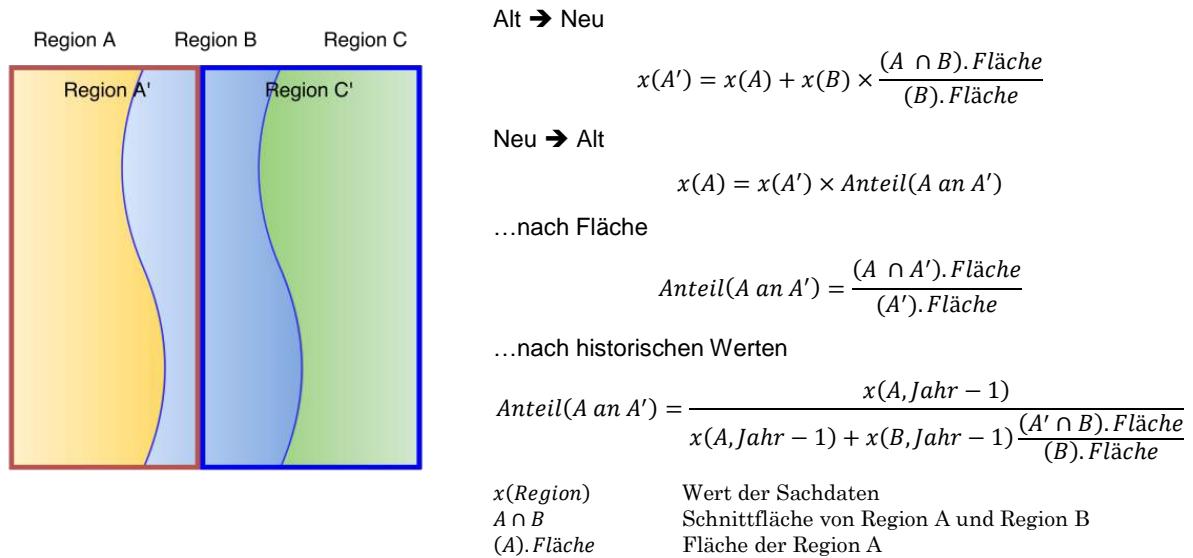


Abbildung 4-10: Synthetisierung nach Gebietsreformen, Fall 3

Mit den neun vorgestellten Verfahren können die häufigsten Aufbereitungsschritte beschrieben werden. Für die vollständige Aufbereitung eines Datensatzes ist häufig eine Kombination der vorgestellten Verfahren und/oder eine iterative Ausführung notwendig. Zum Beispiel kann im Rahmen der ersten Phase eine Synthetisierung nach Verfahren (e) von fehlenden Bundeslandwerten erfolgen, gefolgt von iterativer Bearbeitung der Landkreis- und Gemeindeebene.

4.1.2.4 Thematische Modellierung

Im vorangegangenen Kapitel erfolgte eine allgemeingültige Darstellung typischer Aufbereitungsschritte von Primärdaten. Basierend auf den aufbereiteten Daten erfolgt eine thematische Modellierung von Sekundär- bzw. Modelldaten. In FREM, vgl. Abbildung 4-1, erfolgt dies in thematischen Schemata. Die thematischen Schemata gruppieren verwandte Datensätze. Zum Beispiel den elektrischen Verbrauch verschiedener Verbrauchergruppen und Standardlastprofile, oder die Standorte von WEA, Kennlinie verschiedener WEA und Leistungsgänge. Im Rahmen des Forschungsvorhabens werden die Ergebnisse der Teilprojekte zu den Speichertechnologien in entsprechenden Schemata abgelegt. Die Berechnungen in den Szenarienschemata sind dynamisch und basieren auf den jeweils aktuellsten Primär- bzw. Sekundärdaten. Die Modelldaten der thematischen Schemata entsprechen somit stets dem aktuellen Erkenntnisstand. Teilweise werden historische Datenstände geloggt, um Modelldaten zu verschiedenen Erkenntnisständen der Primär- und Sekundärdaten reproduzieren zu können.

4.1.2.5 Datenbereitstellung

Im Rahmen des Forschungsvorhabens wird nur eine kleine Auswahl an Modelldaten des FREM benötigt. Dieser Vorgang entspricht einer Filterung der Modelldaten basierend auf den in Kapitel 4.1.1 definierten Anforderungen. Die Filterung und Ablage dieser Daten wird in Abbildung 4-1 als „Szenariodefinition“ bezeichnet und bildet die extern

definierten Szenarien ab. Der Stand der Daten entspricht somit dem Zeitpunkt der Szenariodefinition, eine Aktualisierung auf einen neueren Erkenntnisstand ist weiterhin möglich.

4.1.3 Sekundärdaten

Ab Kapitel 4.1.4 werden verschiedene Modelldaten (Erneuerbare Energien, Stromverbrauch, Wärmeverbrauch, Kraftwerke, etc.) vorgestellt. Diese basieren teilweise auf Primärdaten (siehe Kapitel 4.1.2.2). Teilweise basieren die Modelldaten aber auch auf aufwendig aufbereiteten Primärdaten. Zum Beispiel wird der Stromverbrauch der Industrie aus den Erwerbstätigenzahlen je Sektor und Gemeinde abgeleitet. Diese Erwerbstätigenzahlen liegen nicht als Primärdaten vor, sondern müssen aus Primärdaten und Modellen abgeleitet werden. Da die Erwerbstätigenzahlen selber keine energiewirtschaftlichen Daten sind, werden sie nicht als Modelldaten bezeichnet. Aus Primärdaten abgeleitete, nicht direkt energiewirtschaftliche Datensätze, werden nachfolgend als Sekundärdaten bezeichnet.

Sekundärdaten beschreiben Bezugsgrößen wie Erwerbstätige und Wohnflächen sowie deren Entwicklung für den gesamten Prognosezeitraum. In diesem Kapitel erfolgt eine kompakte Darstellung der wichtigsten drei Sekundärdaten.

4.1.3.1 Erwerbstätige

Die nach Wirtschaftszweig differenzierte Anzahl der Erwerbstätigen je Region ist ein wichtiger Indikator zur Modellierung des räumlich aufgelösten Energieverbrauchs. Für eine vollständige Abbildung sind eine Reihe von Arbeitsschritten mit verschiedenen Synthetisierungsverfahren notwendig. In diesem Abschnitt werden zunächst die Quellen vor- und anschließend die Zusammenführung im Modell dargestellt.

Die Anzahl der Betriebe und Beschäftigten des verarbeitenden Gewerbes wird auf Landkreis- und Gemeindeebene in /DESTATIS-08 14/, Tabelle 001 veröffentlicht, nachfolgend wird diese Quelle mit $Beschäftigte_{BC}(GE)$ bezeichnet. Es erfolgt keine Angabe der Wirtschaftszweige. Teilweise wird die Anzahl der Beschäftigten nicht ausgewiesen. Über das Verfahren nach Kapitel 4.1.2.3 (f), basierend auf der Anzahl der Betriebe, erfolgt eine Synthetisierung fehlender Gemeindedaten.

Mit Tabelle 254 nach /DESTATIS-08 14/ wird die Anzahl der sozialversicherungspflichtig Beschäftigten je Arbeitsort bestimmt, nachfolgend mit $Beschäftigte(GE)$ bezeichnet. Auch hier erfolgt bei Bedarf eine Synthetisierung mit dem Verfahren nach Kapitel 4.1.2.3 (f) auf Basis der Einwohnerzahl.

Auf Anfrage werden von der Bundesagentur für Arbeit die Anzahl der sozialversicherungspflichtig Beschäftigten je Wirtschaftszweig und Landkreis zur Verfügung gestellt /BFA-01 13/. Da die Daten häufig der Geheimhaltung nach § 16 BstatG unterliegen, erfolgt eine Aufbereitung nach /FFE-01 12/. Diese Aufbereitung basiert zum einen auf Recherchen der größten Arbeitgeber je Landkreis (zum Beispiel VW in Wolfsburg) sowie einem Synthetisierungsalgorithmus, basierend auf den Summen der Erwerbstätigen je Landkreis und der Summe der Erwerbstätigen je Wirtschaftszweig.

Bei der Zusammenführung der Daten werden den Tabellen „Beschäftigte_{BC}“ und „Beschäftigte“ die Beschäftigten je Gemeinde differenziert nach produzierendem Gewerbe und weiteren Wirtschaftssektoren. Für jede Gemeinde wird nun der Anteil der Beschäftigten am Landkreiswert bestimmt. Mit diesen Anteilen werden die Erwerbstätigenzahlen mit differenzierter Abbildung der Wirtschaftszweige „Erwerbstätige“ auf die Gemeinden verteilt. Der Ablauf ist in **Abbildung 4-11** dargestellt.

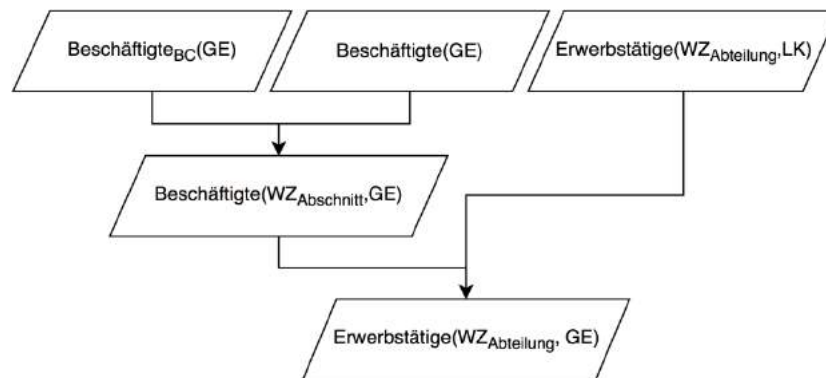


Abbildung 4-11: Zusammenführung der statistischen Quellen zum Arbeitsmarkt.

Nach dieser Aufbereitung liegt ein synthetischer Datensatz vor, der je Gemeinde die Anzahl der Erwerbstätigen nach WZ-Abteilung ausweist.

4.1.3.2 Wohngebäude

Der Energieverbrauch der Wohngebäude wird in Deutschland und Österreich mit unterschiedlichen Ansätzen modelliert. In Deutschland liegen keine regional aufgelösten Verbrauchsdaten vor, somit erfolgt zunächst eine sehr differenzierte Analyse des Wohngebäudebestands. In Österreich kann basierend auf den Energiebilanzen der Bundesländer und statistischen Daten der Bezirke eine geeignete räumliche Auflösung abgebildet werden.

Der Bestand an Wohngebäuden wird in Deutschland in Baualtersklassen und Gebäudetypen differenziert und regional verteilt. Die Datenbasis wird unter anderem zur Bestimmung des Potenzials für PV-Anlagen auf Dachflächen und dem Verbrauch von Raumwärme und Warmwasser benötigt.

Das Wohngebäudemodell im FREM wurde im Rahmen von /FFE-01 12/ erstmalig erstellt und unter anderem in /FFE-04 12/ vorgestellt. Es stellte auch die Basis für weiterführende Auswertungen in verschiedenen Projekten dar (/CORR-01 13/, /FFE-02 12/, /FFE-01 15/, /FFE-41 15/). Im Rahmen des Forschungsvorhabens erfolgt eine Aktualisierung basierend auf aktuellen Daten /DESTATIS-08 14/. Das PV-Potenzial wurde basierend auf /JET-01 15/ überarbeitet.

Aktuell wies das Gebäudemodell für jede Gemeinde, Siedlungstyp, Gebäudetyp (EFH, ZFH, MFH 3-6 WE, MFH 7-12 WE, MFH > 12 WE) und Baualtersklasse (10 Klassen von vor 1900 bis heute) folgende Parameter aus: Anzahl der Gebäude, Anzahl der Wohneinheiten, Wohnfläche, Bruttogeschossfläche, Grundfläche, Raum- und Warmwasserverbrauch und -bedarf, Dachfläche für Photovoltaikanlagen.

Für Österreich liegen aus /STATAT-03 13/ die Anzahl der Wohnungen nach Anzahl der Personen je Bezirk vor. Der spezifische Energieverbrauch liegt für die verschiedenen Haushaltsgrößen und Anwendungen (Raumheizung, Warmwasser, Kochen, Kühlen und Gefrieren, etc.) vor. Unter Berücksichtigung der Energiebilanz der Länder /STATAT-02 14/ kann für jeden Bezirk der Energieverbrauch der Wohngebäude bestimmt werden. Eine Aufschlüsselung wie im FREM ist nicht notwendig, da bereits Energieverbrauchswerte veröffentlicht werden.

4.1.3.3 Demographische Entwicklung

Die demographische Entwicklung stellt über verschiedene Pfade Anforderungen an die Energieversorgung. Eine relativ direkte Kopplung besteht zwischen einer steigenden bzw. abnehmenden Bevölkerungszahl und dem Stromverbrauch im Sektor private Haushalte. Eine indirekte Kopplung besteht zwischen einer sich verändernden Altersstruktur, daraus resultierend der Anzahl an erwerbstätigen Personen und daraus abgeleitet dem Energieverbrauch in den Sektoren GHD und Industrie. Neben dem Einfluss aus demographischen Parametern sind auch Energieeffizienz und ein sich veränderndes Nutzerverhalten zu berücksichtigen. Das Nutzerverhalten wiederum kann auch durch die Altersstruktur geprägt werden.

Bevölkerungsentwicklung

In Abbildung 1 ist die Alterspyramide für Deutschland für den Zeitraum 1970 bis 2010 dargestellt. Die Fortschreibung erfolgt über die koordinierte Bevölkerungsvorausberechnung des statistischen Bundesamts nach Szenario W1 /BBR-01 12/.

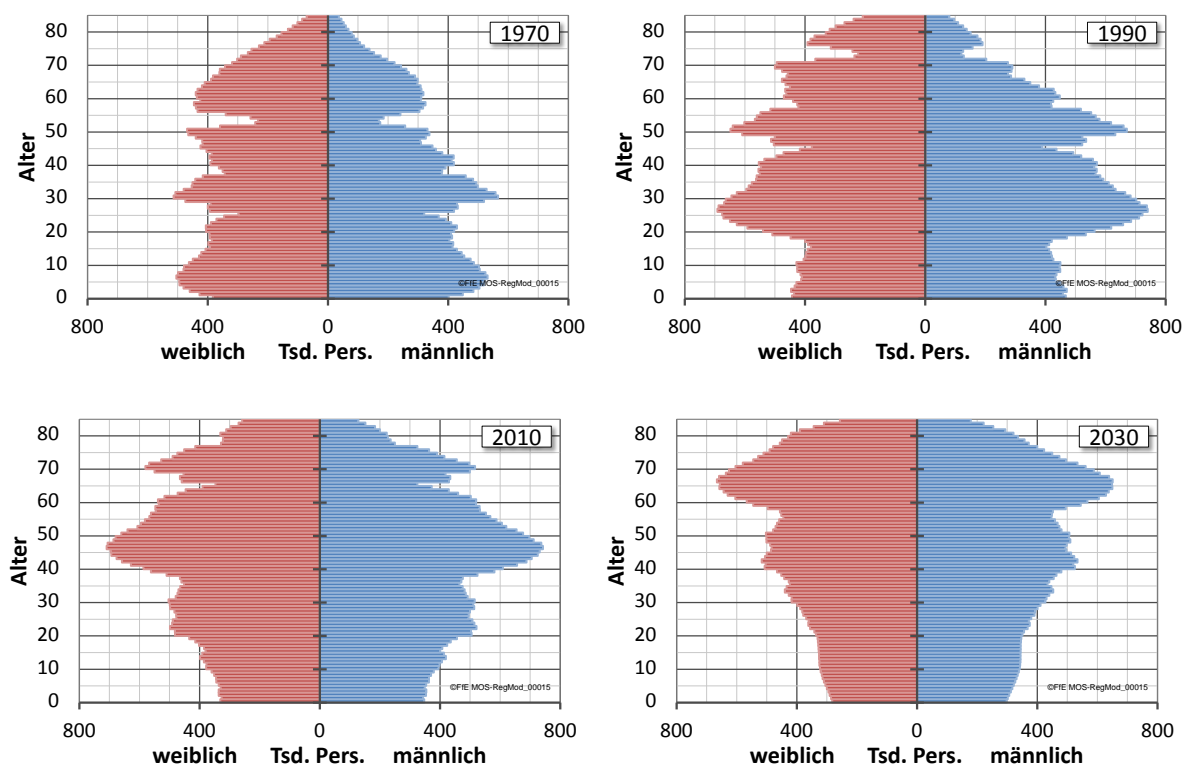


Abbildung 4-12: Alterspyramide nach /BBR-01 12/

In Deutschland sinkt die Einwohnerzahl von 81,5 Mio in 2014 auf 79,3 Mio. in 2030, im gleichen Zeitraum steigt die Einwohnerzahl in Österreich von 8,5 Mio. auf 9,0 Mio.

(/STATAT-03 13/, Hauptszenario). Für die Modellierung von Netzregionen ist auch die räumliche Verteilung relevant. Diese ist in **Abbildung 4-13** dargestellt. Die Datenaufbereitung von /BBR-01 12/ basiert auf den absoluten Einwohnerzahlen je Landkreis und der Karte der Veränderungsklassen je Gemeinde sowie dem Verfahren nach Kapitel 4.1.2.3 Absatz (f).

Einige Netzregionen (DE83, DE84) sind von einer durchgehend negativen Entwicklung der Einwohnerzahl geprägt. In diesen Regionen wird auch der Stromverbrauch sinken. In anderen Regionen (AT08, DE41) bleibt die Einwohnerzahl konstant, bzw. steigt an (DE29, AT08).

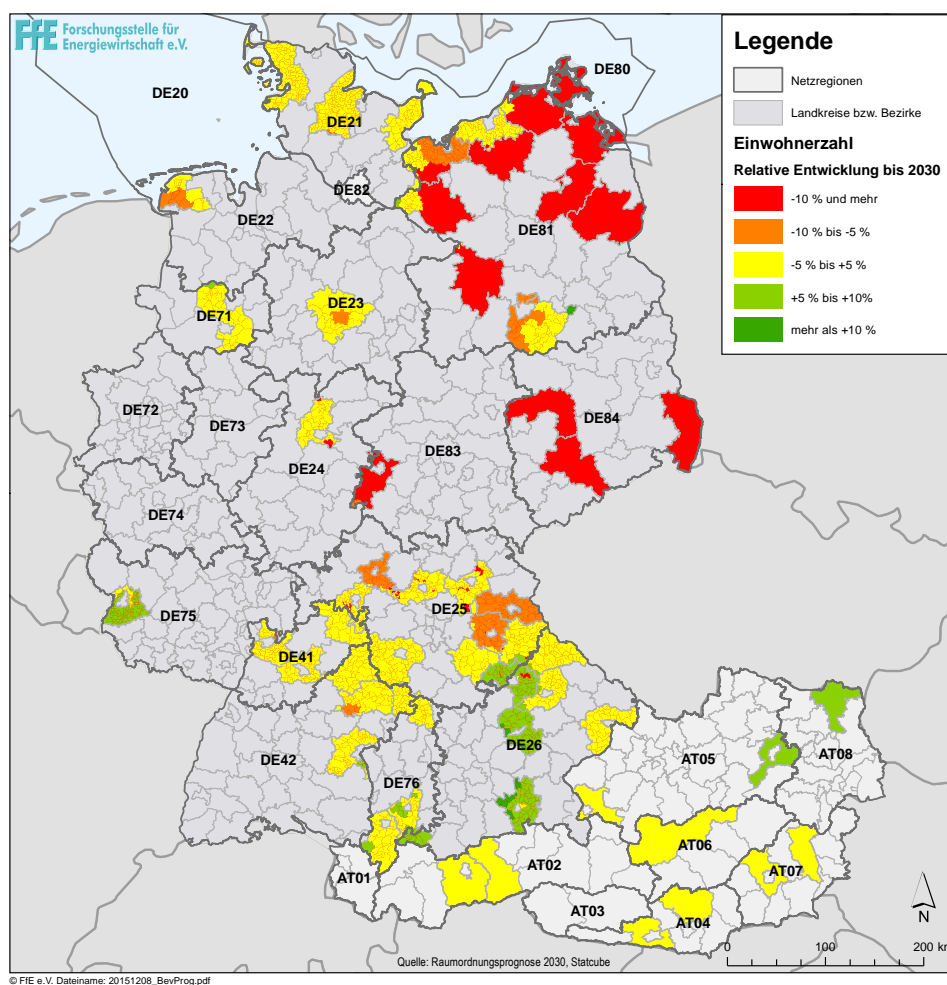


Abbildung 4-13: *Relative Entwicklung der Einwohnerzahl von 2014 bis 2030. /STATAT-03 13/, /BBR-01 12/*

Mit den vorliegenden Daten ist die Entwicklung der Einwohnerzahl je Netzregion für Deutschland und Österreich bestimmt. Somit existiert ein Indikator für die räumliche Verteilung des Stromverbrauchs für Deutschland und Österreich. Die europäischen Netzregionen werden im Rahmen des Forschungsvorhabens als Einzelknoten abgebildet. Eine differenzierte Entwicklung der Einwohnerzahl wird nicht benötigt.

4.1.4 Erneuerbare Energien

Die zunehmende Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien verändert kontinuierlich die Anforderungen an das Energieversorgungssystem. Der resultierende Netzausbaubedarf wird unter anderem in /NEP-01 15/ thematisiert. Aber auch der Einsatz von Speichern wird zunehmend diskutiert und ist zentraler Bestandteil dieses Forschungsvorhabens.

Der Bestand der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien wird in Deutschland weitestgehend für die FfE-EEG-Datenbank abgebildet, in Österreich über die Energiebilanzen der Bundesländer und im restlichen Europa aus einer Zusammenführung unterschiedlicher Quellen, insbesondere /SOAF-01 14/ und eigenen Recherchen.

4.1.4.1 Vorbemerkung zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Europa

Als Grundlage für die Entwicklung für Europa exklusive Deutschland und Österreich dienen die im SOAF Bericht (Scenario Outlook & Adequacy Forecast) der ENTSO-E entwickelten Szenarien /SOAF-01 14/. Dieser liefert Daten bezüglich des Ausbaus der Erzeugung und der Lastentwicklung (Jahresmaximallast) bis 2030 aufgeteilt nach Ländern. Zudem bildet er die Basis für den Ten Year Development Plan der ENTSO-E. In den Szenarien werden konventionelle Erzeuger, Wind, PV und Biomasse separat ausgewiesen. Lediglich die Entwicklung der Wasserkrafterzeugung kann aus dem Bericht nicht verwendet werden, da Laufwasser/Speicherwasser und Pumpspeicherkraftwerke nicht getrennt ausgewiesen werden. Daher werden für die Wasserkrafterzeugung Daten auf der Basis von /HEC-01 15/ verwendet. Darüber hinaus wird eine manuelle Datenanpassung mit aktuelleren Daten zugelassen, um eine möglichst akurate Datengrundlage zu gewährleisten.

Im SOAF werden unterschiedliche Szenarien und Visionen – basierend auf den Einschätzungen der länderspezifischen TSOs (Transmission System Operators), Ausbauzielen nach NREAPs (National Renewable Energy Actions Plans) und abstrakten „Szenarien“ (Visionen) – entwickelt. Dabei stellen die Visionen nur einen Grenzrahmen dar, in dem sich die zukünftige Entwicklung abspielen soll und sollten somit nicht als Szenario verwendet werden.

Für die in diesem Projekt entwickelten Szenarien stellt Szenario B (best estimate) des SOAF die Grundlage dar. Es ist die Abschätzung einer zukünftigen Entwicklung, basierend auf den Planungen und Einschätzungen der einzelnen Länder TSOs und kann somit als das wahrscheinlichste Szenario angenommen werden. Das Szenario liefert nur Daten bis 2025. Somit wird die Entwicklung bis 2030 darauf aufbauend linear extrapoliert. In **Abbildung 4-14** ist die Zusammenführung der Werte nach SOAF und eigenen Recherchen visualisiert.

Um den EU2020 Zielen gerecht zu werden, welche ebenfalls im SOAF abgebildet sind, wird bei der Szenarioentwicklung zusätzlich angenommen, dass die EU2020 Ziele für erneuerbare Energieerzeuger spätestens 2025 (Fall 1) bzw. 2030 (Fall 2) erreicht werden. Liegt die Entwicklung des SOAF Szenarios B unterhalb dieser Bedingung, so werden die Werte für 2025 bzw. 2030 mit den EU2020 Werten ersetzt und der weitere Verlauf extrapoliert.

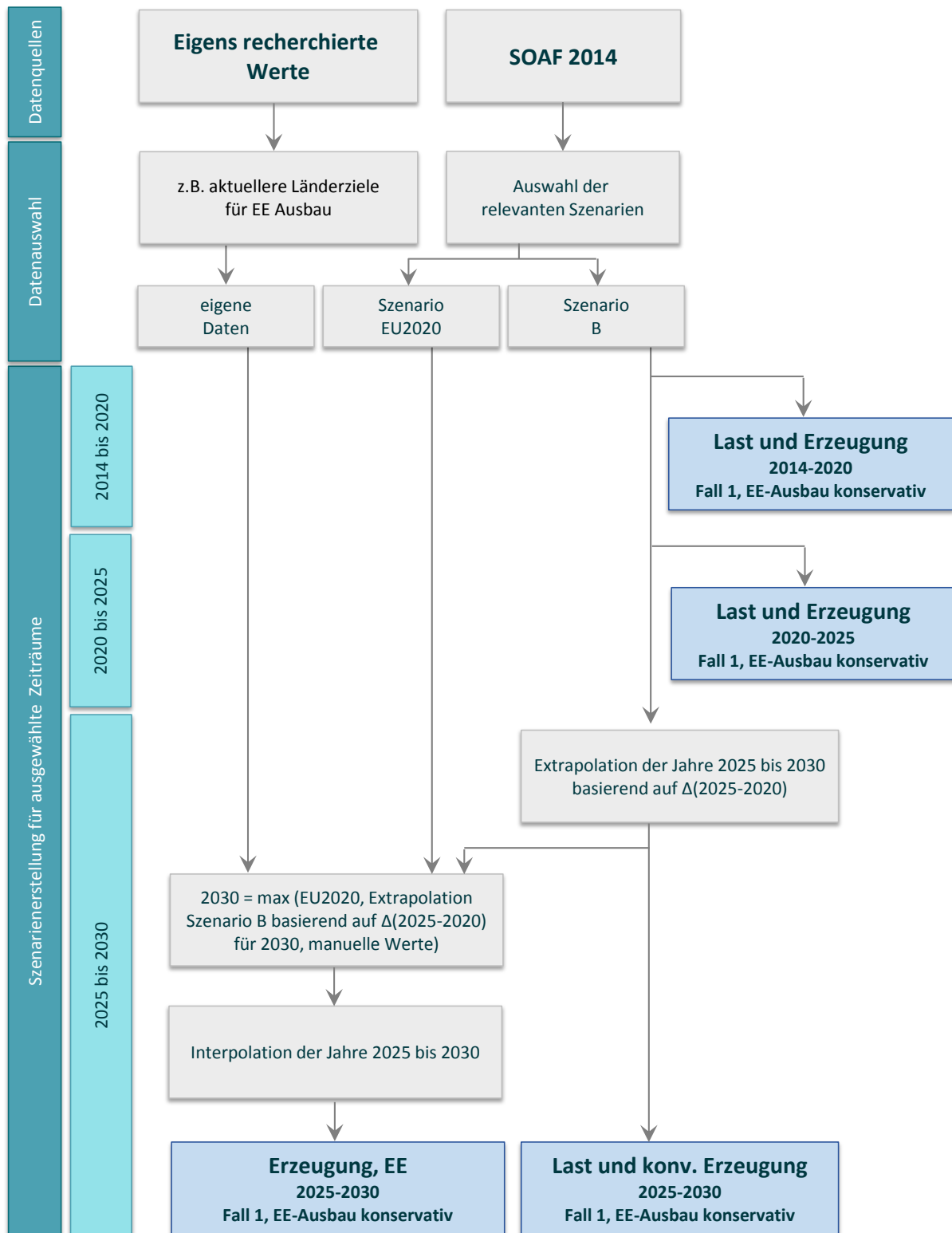


Abbildung 4-14: Flowchart für das Szenario „Fall 1: EE-Ausbau konservativ“

4.1.4.2 Windkraft

Die Nutzung der Windkraft zur Stromerzeugung erfolgt über Windkraftanlagen (auch Windenergieanlagen, WEA). Sie wandeln mit ihrem Rotor und einem Generator die Energie des Windes in elektrischen Strom um. In Deutschland werden die WEA nach dem EEG vergütet. Im Regionenmodell werden sowohl der aktuelle Bestand, das

technische Potenzial als auch mögliche zukünftige Entwicklungen für WEA erfasst und beschrieben.

Bestand in Deutschland

Der Bestand an Windkraftanlagen für Deutschland kann aus der EEG-Datenbank (siehe Kapitel 8.1.1) abgefragt werden und ist konsistent mit anderen Quellen (/DEWI-01 13/) siehe **Tabelle 4-1**. Die Daten liegen in der FfE-EEG-Datenbank auf Gemeindeebene vor, räumlich differenziertere Auswertungen als in Tabelle 4-1 sind somit möglich.

Tabelle 4-1: Bestand an Windkraftanlagen nach FfE-EEG-Datenbank (1.9.2013) und DEWI (Stand 30.6.2013)

Bundesland	Leistung in MW	
	FfE	DEWI
Baden-Württemberg	605	494
Bayern	868	942
Berlin	2	2
Brandenburg	5.066	4.921
Bremen	200	151
Hamburg	56	53
Hessen	822	843
Mecklenburg-Vorpommern	2.022	2.057
Niedersachsen	7.445	7.483
Nordrhein-Westfalen	3.432	3.281
Rheinland-Pfalz	2.009	2.087
Saarland	164	138
Sachsen	1.047	1.025
Sachsen-Anhalt	4.304	3.896
Schleswig-Holstein	3.731	3.648
Thüringen	985	919
Summe	32.756	31.940

Für viele Fragestellung ist aber der exakte Standort von WEA von Interesse. Dieser kann nach einer Prüfung aus den teilweise vorliegenden Koordinaten der ÜNB und BNetzA ermittelt werden. Ergänzend werden die WEA-Standorte nach OSM /OSM-01 12/ und aus den Veröffentlichungen verschiedener Landesämter /STMWI-01 15/, /LUBW-01 14/, /LUGV-01 14/ mit den WEA nach EEG-Datenbank abgeglichen. Der in **Abbildung 4-15** dargestellte Datensatz nach OSM umfasst rund 90 % der in Deutschland errichteten WEA. Die Verortung der WEA ist exakt. Teilweise liegen zusätzlich Informationen zu den WEA (Hersteller, Anlagentyp, elektrische Leistung) vor. Mit diesen Informationen ist eine Zusammenführung der beiden Quellen möglich.

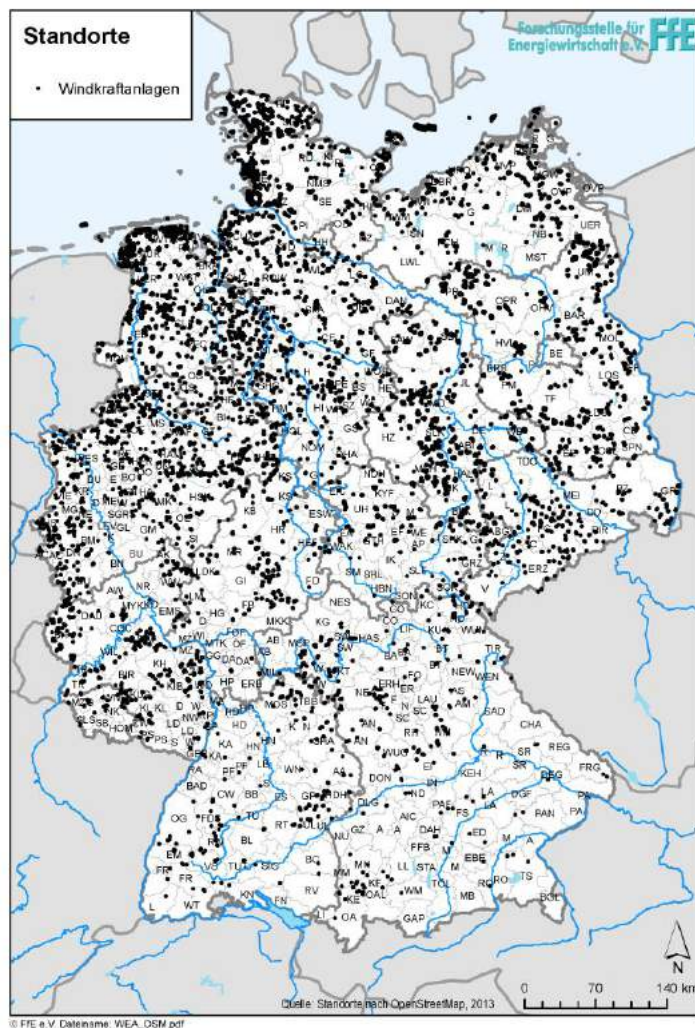


Abbildung 4-15: *Standorte von WEA nach OSM/OSM-01 12/, laufende Aktualisierungen*

Bestand in Österreich

Die gesamte installierte Leistung der WEA in Österreich kann dem jeweils aktuellen Marktbericht /ECON-09 13/, /ECON-02 15/ entnommen werden. Exakte Standorte der WEA liegen in /OSM-01 12/ vor. Zu den Standorten liegen vereinzelt Leistungen vor. Mit dem Verfahren nach Kapitel 4.1.2.3 (e) wird den Standorten mit unbekannter Leistung eine Leistung zugeordnet. In **Abbildung 4-16** sind die Standorte der WEA und die Leistung je Bezirk dargestellt. Deutlich zu erkennen ist die Fokussierung der WEA in den äußersten Osten Österreichs.

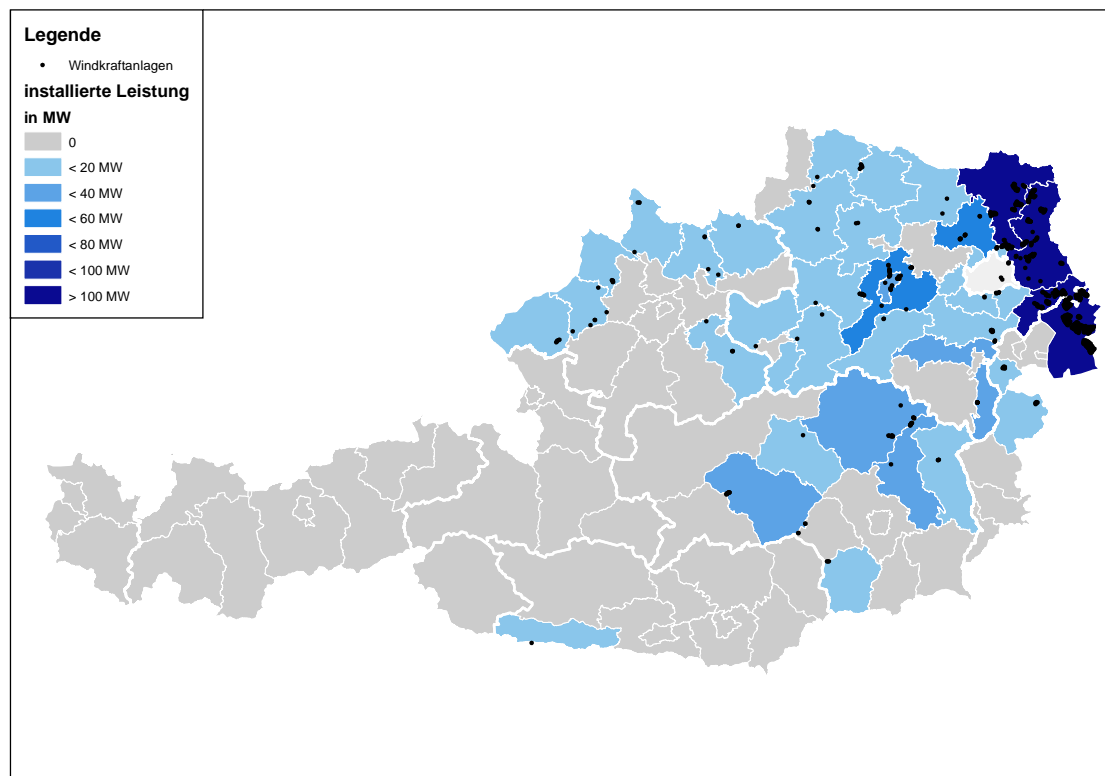


Abbildung 4-16: *Standorte und Leistung von WEA in Österreich. Datenbasis /OSM-01 12/, laufende Aktualisierung;/ECON-02 15/; /eigene Berechnungen/*

Bestand in Europa

Der europaweite Bestand an Windkraftanlagen Onshore wird /SOAF-01 14/ entnommen. Die kleinräumige Verteilung orientiert sich an den WEA-Standorten nach /TWP-01 15/ und /OSM-01 12/ (laufende Aktualisierung). Mit dem Verfahren nach Kapitel 4.1.2.3 (e) wird den Standorten mit unbekannter Leistung eine Leistung zugeordnet. Die Standorte von WEA und die Leistung je NUTS3-Region sind in **Abbildung 4-17** dargestellt.

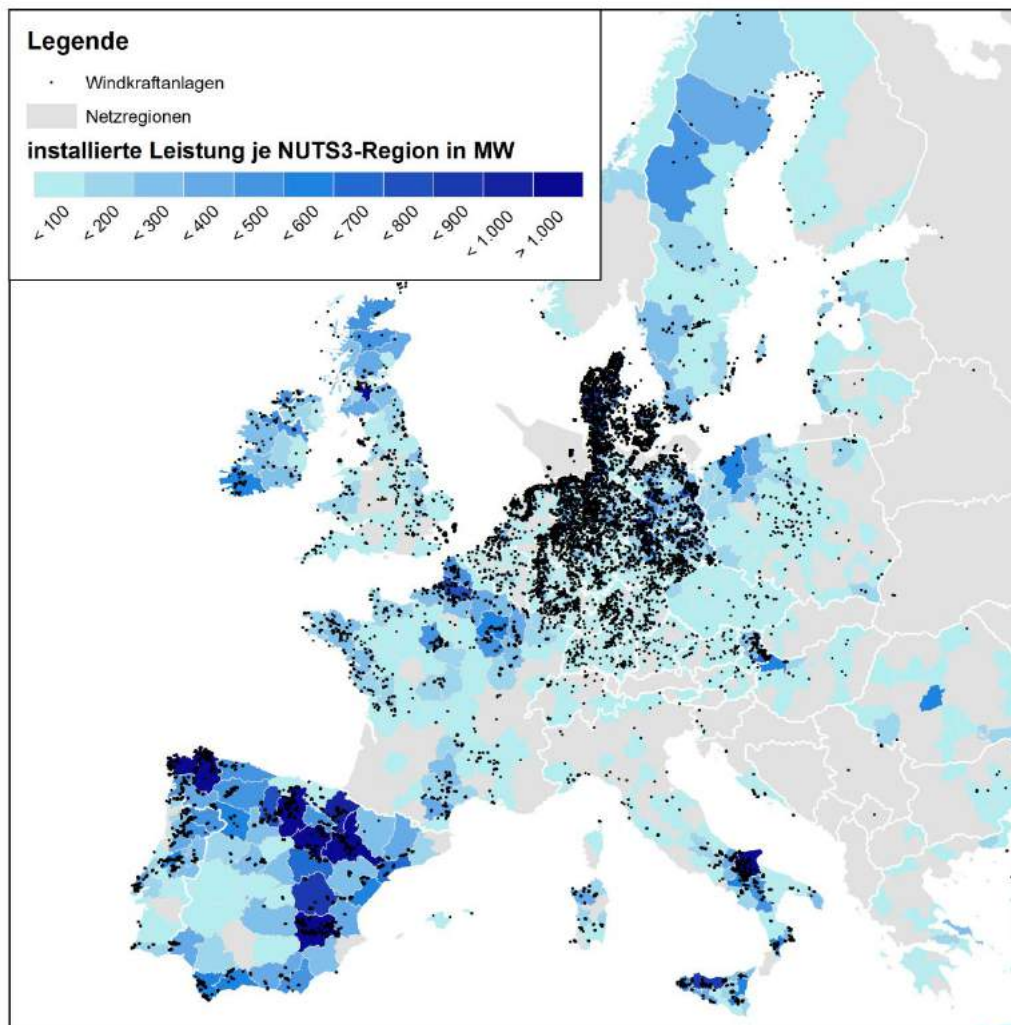


Abbildung 4-17: *Standorte und Leistung von WEA in Europa. Datenbasis /OSM-01 12/, laufende Aktualisierung, /HER-01 15/, /SOAF-01 14/, /eigene Berechnungen/*

Potenzial in Deutschland

Das Potenzial für WEA setzt sich aus den verfügbaren Flächen und den zu erwartenden Volllaststunden zusammen. Es ist somit vom rechtlichen Rahmen (Abstände und Ausschlussflächen) und weiteren politischen Vorgaben abhängig. Im Rahmen der Potenzialanalyse sind zunächst die Ausschlussflächen, also Flächen, die unter keinen Umständen als Standort für WEA zur Verfügung stehen, zu identifizieren (Beispiel: Naturschutzgebiete). Zusätzlich sind Standorte mit geringerer Eignung (Beispiel: Landschaftsschutzgebiete) zu berücksichtigen. Für die möglichen Standorte sind dann noch die potenziellen Volllaststunden zu bestimmen. Das Modell entspricht weitestgehend /ÜNB-03 14/ und wurde in /BNETZA-13 14/ bestätigt.

Ergebnisse

Die Entwicklung der installierten Leistung an Windkraftanlagen ist für die Region Deutschland und Österreich auf Ebene der Netzregionen in **Abbildung 4-18** dargestellt. In Regionen mit einem hohen WEA-Bestand (Niederösterreich, Burgenland, Nord-Deutschland) ergibt sich ein nahezu lineares Wachstum. Basierend auf den Werten des

NEP kommt es in Süd-Deutschland und NRW zu einem starken Zubau. In Sachsen steigt der Bestand kaum an.

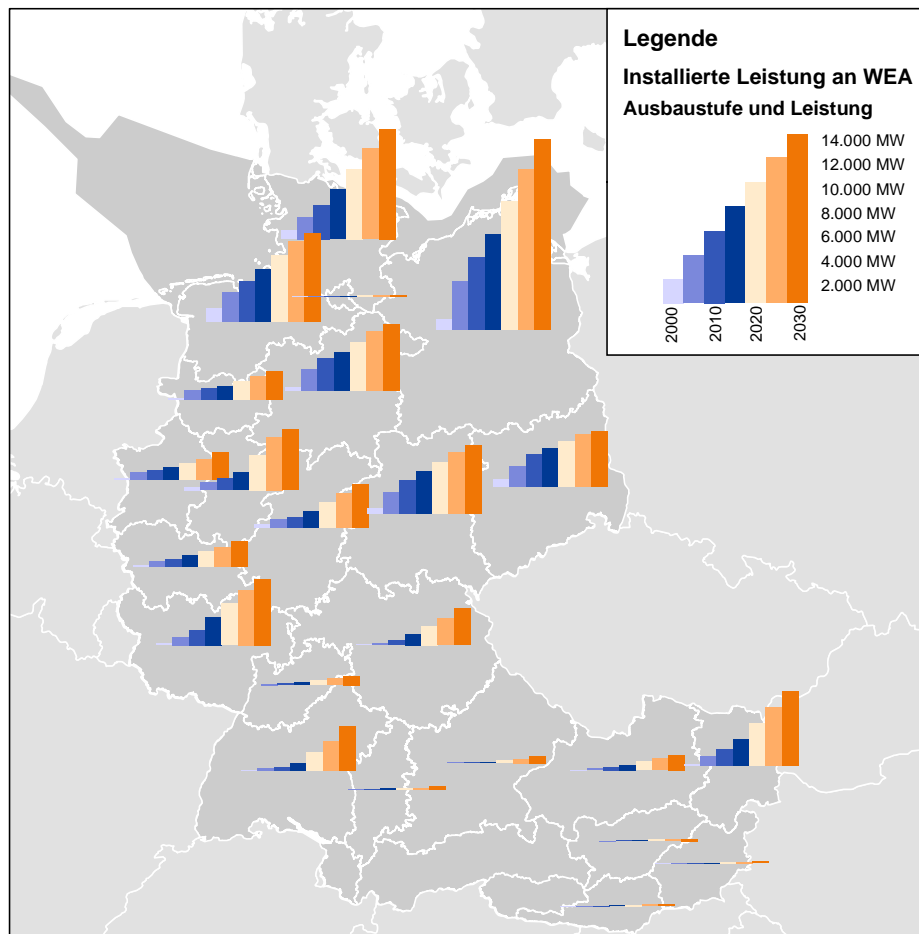


Abbildung 4-18: *Entwicklung der installierten WEA-Leistung je Netzregion für Deutschland und Österreich*

Potenzial und Entwicklung in Österreich

Im Rahmen von REGIO Energy /ÖIR-01 10/ wurde das regionale Potenzial in Österreich für verschiedene erneuerbare Energien auf Bezirksebene bilanziert. Es erfolgt eine differenzierte Ausweisung des technischen und des mittelfristig realisierbaren Potenzials. Folgende Annahmen wurden für die Flächenanalyse gewählt:

- 1.000 m-Puffer um Siedlungen und Luftfahrt-Ausschlusszonen
- 200 m-Puffer um naturschutzrechtliche Festlegungen und hochrangiges Verkehrsnetz
- Maximal 2.000 m Seehöhe
- Maximal 20 % Hangneigung
- Mittlere Windgeschwindigkeit in 100 m Höhe mindestens 4 m/s

In /EWS-01 14/ wird das realisierbare Potenzial bis 2030 fortgeschrieben. Dieses Szenario basierte noch auf Prognosen für die Jahre 2013 und 2014. Basierend auf den historischen Bestandswerten für die Jahre 2013 und 2014 wurde das Szenario geringfügig nach unten angepasst und erreicht im Jahr 2030 eine installierte Leistung

von 6,4 GW anstelle von 6,6 GW nach /EWS-01 14/. Die Darstellung des Szenarios erfolgt bereits in Abbildung 4-18.

Potenzial und Entwicklung in Europa

Als Folge der uninodalen Modellierung der europäischen Netzregionen wird kein kleinräumiges Potenzial benötigt. Die Entwicklung der installierten Leistung je Netzregion erfolgt in Anlehnung an /SOAF-01 14/ (Szenario B bis 2025, Extrapolation bis 2030). Die Angaben für Großbritannien und Dänemark werden über den Stromverbrauch in die jeweils zwei Netzregionen des Modells aufgeteilt. Eine detaillierte Darstellung des Szenariorahmens erfolgt in Kapitel 4.3.

4.1.4.3 Photovoltaik

Die Photovoltaik (PV) nutzt den photoelektrischen Effekt für die direkte Umwandlung von Sonnenlicht in elektrische Energie. PV-Anlagen werden in Deutschland seit dem Jahr 1990 im Rahmen der 1000-Dächer- bzw. 100.000-Dächer Programme gefördert /DGS-01 08/. Seit dem Jahr 2000 erfolgt die Förderung über das EEG /EEG-04 12/, /EEG-02 14/. Im Regionenmodell werden sowohl der aktuelle Bestand, das technische Potenzial auf Gebäuden und Freiflächen als auch mögliche zukünftige Entwicklungen für die PV erfasst und beschrieben.

Bestand in Deutschland

Der Bestand an PV-Anlagen kann aus den Veröffentlichungen der ÜNB und den aktuellen Zahlen zum Zubau der Bundesnetzagentur entnommen werden. Beide Quellen werden in der EEG-Datenbank der FfE zusammengeführt und können monatsaktuell ausgewertet werden. Im September 2013 waren rund 1,4 Mio. Anlagen mit einer Leistung von insgesamt 35,1 GW gemeldet. **Tabelle 4-2** gibt einen Überblick über die je Bundesland installierte Anlagenanzahl und –leistung.

Tabelle 4-2: Bestand an PV-Anlagen nach FfE-EEG-Datenbank (1.9.2013)

Bundesland	Anzahl in Tausend	Leistung in MW
Baden-Württemberg	254	4.431
Bayern	451	10.111
Berlin	4	66
Brandenburg	23	2.669
Bremen	1	45
Hamburg	2	32
Hessen	90	1.588
Mecklenburg-Vorpommern	11	913
Niedersachsen	129	3.159
Nordrhein-Westfalen	206	4.069
Rheinland-Pfalz	80	1.679
Saarland	19	347
Sachsen	27	1.325
Sachsen-Anhalt	27	1.656
Schleswig-Holstein	36	1.381
Thüringen	20	914
Summe	1.380	34.384

Potenzial in Deutschland

Das Potenzial für PV-Anlagen ist nach Gebäuden- und Freiflächen differenziert zu erheben. Es sind entweder Datenquellen zu verwenden, die flächendeckend in gleicher Genauigkeit vorliegen, oder lokale Erkenntnisse so zu verallgemeinern, dass diese auf alle Gemeinden in Deutschland übertragen werden können.

Potenzial auf Gebäuden

Das PV-Potenzial auf Gebäuden wird primär über statistische Daten zum Gebäudebestand und Flächennutzung abgeleitet. Lokale Analysen wie Solardachkataster /SDK-01 10/, /SDK-01 12/ werden zunächst nach Siedlungstyp und Gebäudetyp verallgemeinert und dann auf den statistischen Datenbestand übertragen.

Für landwirtschaftliche Gebäude liegen allerdings keine geeigneten statistischen Daten vor. Basierend auf den Daten zur Tierhaltung und Ackerflächen wurde in Zusammenarbeit mit dem Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL) ein Gebäudemodell für die landwirtschaftlichen Gebäude erstellt. Dieses Modell liefert je Gemeinde Zahlen zum PV-Potenzial auf landwirtschaftlichen Gebäuden.

In **Tabelle 4-3** ist das PV-Potenzial für die verschiedenen Gebäudetypen dargestellt. Das gesamte Potenzial in Deutschland beträgt 197 GW. Eine Aufschlüsselung des Potenzials nach Bundesländern ist in **Tabelle 4-4** dargestellt.

Tabelle 4-3: PV-Potenzial nach Gebäudetyp

Gebäudetyp	Potenzial in GW
Wohnen	112,8
EFH	54,5
ZFH	25,2
MFH(3-6)	14,0
MFH(7-12)	9,5
MFH(>12)	3,1
Garagen	6,5
Gewerbliche Gebäude	61,1
Büro- und Verwaltungsgebäude	14,7
Gewerbegebiete	39,8
sonstige Gebäude	6,7
Landwirtschaftliche Gebäude	32,2
Tierhaltung	19,5
Lagerhallen	2,6
Maschinenhallen	10,1
Summe	206,2

Tabelle 4-4: PV-Potenzial nach Bundesland

Bundesland	Potenzial in GW
Baden-Württemberg	26,6
Bayern	35,9
Berlin	3,6
Brandenburg	8,6
Bremen	1,3

Bundesland	Potenzial in GW
Hamburg	2,5
Hessen	13,8
Mecklenburg-Vorpommern	5,0
Niedersachsen	26,5
Nordrhein-Westfalen	39,4
Rheinland-Pfalz	10,9
Saarland	2,0
Sachsen	8,7
Sachsen-Anhalt	6,7
Schleswig-Holstein	8,7
Thüringen	5,1
Summe	206,2

Potenzial für Freiflächenanlagen

Das Flächenpotenzial für Freiflächen wird unter Berücksichtigung gesetzlicher Rahmenbedingungen basierend auf der Freiflächenausschreibungsverordnung /FFAV-01 15/ und anhand von räumlichen Analysen für jede Gemeinde ermittelt. Aufgrund der vergleichsweise geringen Relevanz von Ackerflächen in benachteiligten Gebieten sowie fehlenden Informationen über den Bestand an Konversionsflächen werden für die Potenzialanalyse nur Flächen entlang von Verkehrswegen berücksichtigt.

Die potenziell nutzbaren Flächen für Freiflächenanlagen bilden Flächen im 110 m-Radius um die Fahrwegachse von Autobahnen, Bundesstraßen und Schienenwegen abzüglich Verkehrsflächen, Siedlungsflächen und bewaldeten Flächen. In **Abbildung 4-19** sind die Potenzialflächen in der Region zwischen Augsburg und München dargestellt. Es ist erkennbar, dass auch in Städten wie München große Potenzialflächen vorhanden sind, wohingegen einige Gemeinden kein Potenzial für FFA aufweisen, zumal durch diese keine Autobahnen, Bundesstraßen oder Schienenwege verlaufen.

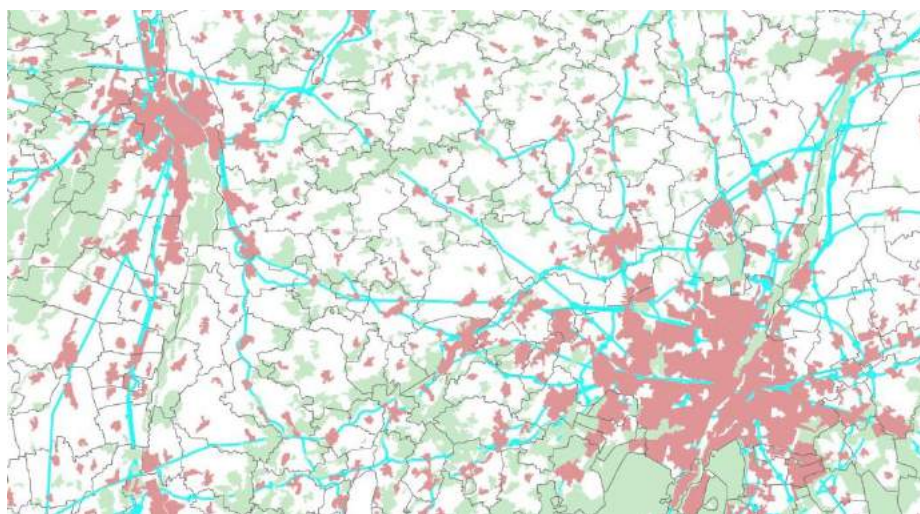


Abbildung 4-19: Flächenpotenzial entlang von Verkehrswegen

Aus der Potenzialflächenanalyse ergibt sich für Deutschland ein technisches Potenzial von ca. 530 GW. Eine Aufschlüsselung des Potenzials nach Bundesländern ist in **Tabelle 4-5** dargestellt.

Tabelle 4-5: PV-Potenzial auf Freiflächen nach Bundesland

Bundesland	Potenzial in GW
Baden-Württemberg	51,5
Bayern	91,6
Berlin	1,4
Brandenburg	32,8
Bremen	0,9
Hamburg	1,3
Hessen	36
Mecklenburg-Vorpommern	28,5
Niedersachsen	69,5
Nordrhein-Westfalen	63,2
Rheinland-Pfalz	35
Saarland	4,8
Sachsen	29,9
Sachsen-Anhalt	33,9
Schleswig-Holstein	24,3
Thüringen	24,5
Summe	529,2

Ertragsindex für PVA

Für die Modellierung der Bestandsentwicklung von Freiflächen-PVA wird zusätzlich zum Flächenpotenzial auch der potenzielle Ertrag benötigt. Dieser wird über einen Ertragsindex abgebildet, der auf dem langjährigen Mittel jährlicher Globalstrahlung vom Deutschen Wetterdienst basiert /DWD-02 04/ (siehe **Abbildung 4-20**). Der Ertragsindex ist definiert durch die mittlere Globalstrahlung der Gemeinde im Verhältnis zur mittleren Globalstrahlung in Deutschland. Die Berechnung erfolgt nach Gleichung (4-1).

$$\text{Ertragsindex}(GE) = \frac{\text{Globalstrahlung}(GE)}{\text{Globalstrahlung}(DE)} \quad (4-1)$$

Globalstrahlung(GE)
Globalstrahlung(DE)

Mittlere jährliche Globalstrahlung der Gemeinde
Mittlere jährliche Globalstrahlung Deutschlands

Globalstrahlung in der Bundesrepublik Deutschland
Mittlere Jahressumme, Zeitraum: 1981 - 2000

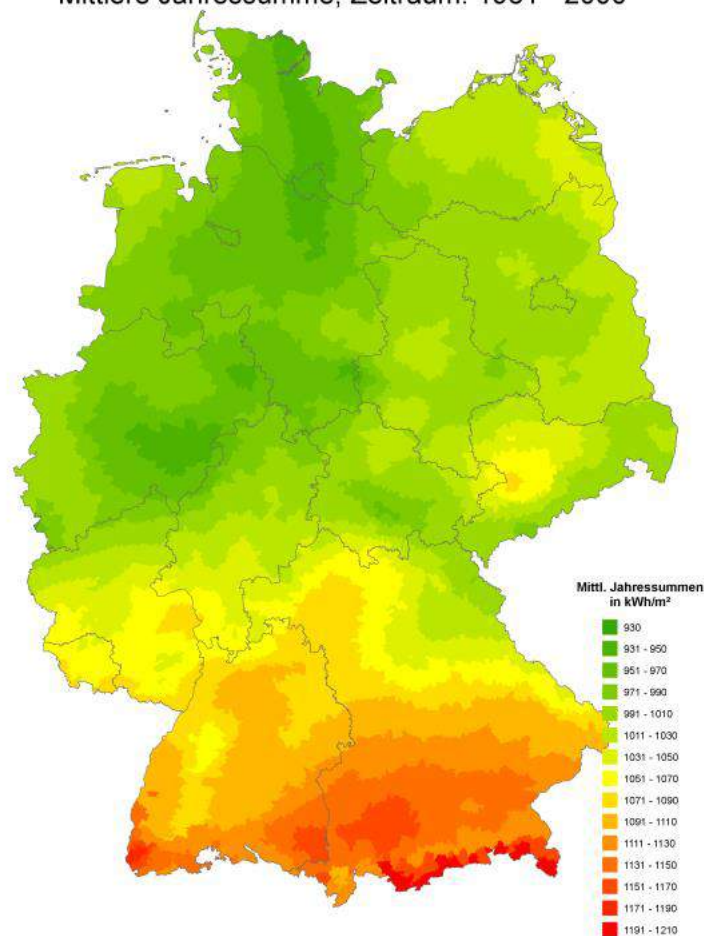
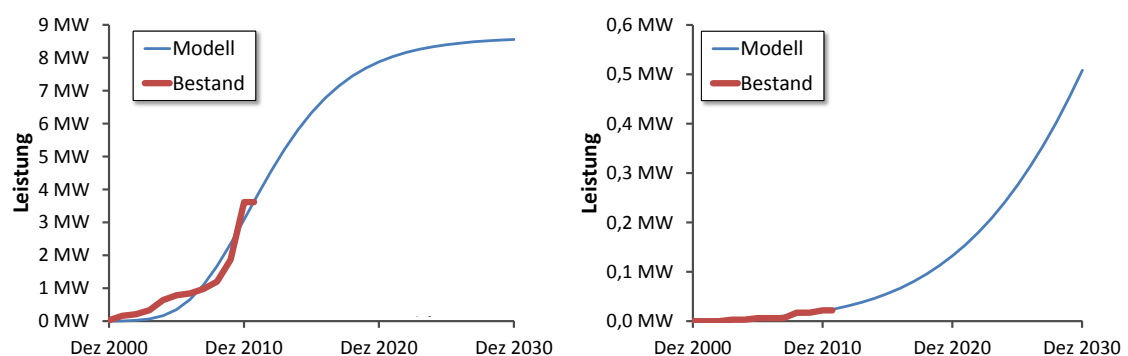


Abbildung 4-20: Langjähriges Mittel der Jahressummen der Globalstrahlung /DWD-02 04/

Bestandsentwicklung der Gebäude-PVA in Deutschland

Die Modellierung des zu erwartenden Ausbaus der PV-Anlagen auf Gebäuden erfolgte im FREM bisher über eine asymmetrische Sigmoidfunktion je Gemeinde. Dabei werden die Entwicklung des historischen Ausbaus sowie das Potenzial als Eingangsparameter herangezogen (Bottom-Up Ansatz). **Abbildung 4-21** veranschaulicht beispielhaft die resultierenden Ausbaukurven ausgewählter Gemeinden.



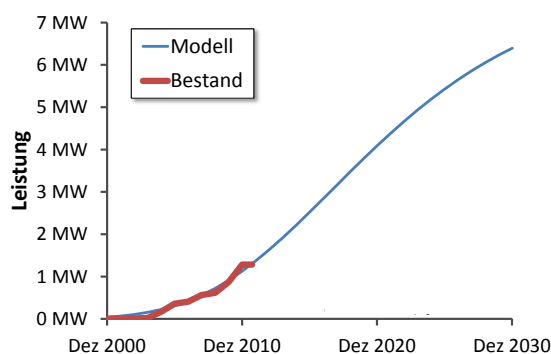


Abbildung 4-21: *Ausbaukurven ausgewählter Gemeinden (Bottom-Up-Ansatz)*

Anschließend erfolgt eine Faltung der resultierenden Ausbaukurven, so dass in Summe die bundesweiten Ausbauziele (Mantelzahlen) erreicht werden.

Im Rahmen einer Überarbeitung und Optimierung des Verfahrens werden nun direkt die gefalteten Kurven berechnet. Somit werden weiterhin die historische Ausbaugeschwindigkeit und das regionale Potenzial berücksichtigt. Der Ausbaugrad ist gegeben durch den Quotienten aus Anlagenbestand und Potenzial. Der Ausbaugrad in Deutschland wird in **Abbildung 4-22** auf der x-Achse aufgetragen. Der Ausbaugrad von drei ausgewählten Gemeinden auf der y-Achse. Die Gemeinden unterscheiden sich deutlich in ihrem aktuellen Ausbau. Um den weiteren Ausbau zu beschreiben, wird für jede Gemeinde ein Parameter alpha aus dem funktionalen Zusammenhang nach **Gleichung (4-2)** bestimmt.

$$\frac{PV(GE)}{Pot(GE)} = \left(\frac{PV(DE)}{Pot(DE)} \right)^{\alpha(GE)} \left(\frac{PV(DE)}{Pot(DE)} \right)^{\alpha(GE)} \quad (4-2)$$

PV(GE)	Leistung der PV-Anlagen auf Gebäuden in der Gemeinde
Pot(GE)	Dachflächenpotenzial für PV-Anlagen in der Gemeinde
PV(DE)	Leistung der PV-Anlagen auf Gebäuden in Deutschland
Pot(DE)	Dachflächenpotenzial für PV-Anlagen in Deutschland
$\alpha(GE)$	Gemeindespezifischer Parameter zur Beschreibung der Ausbaudynamik

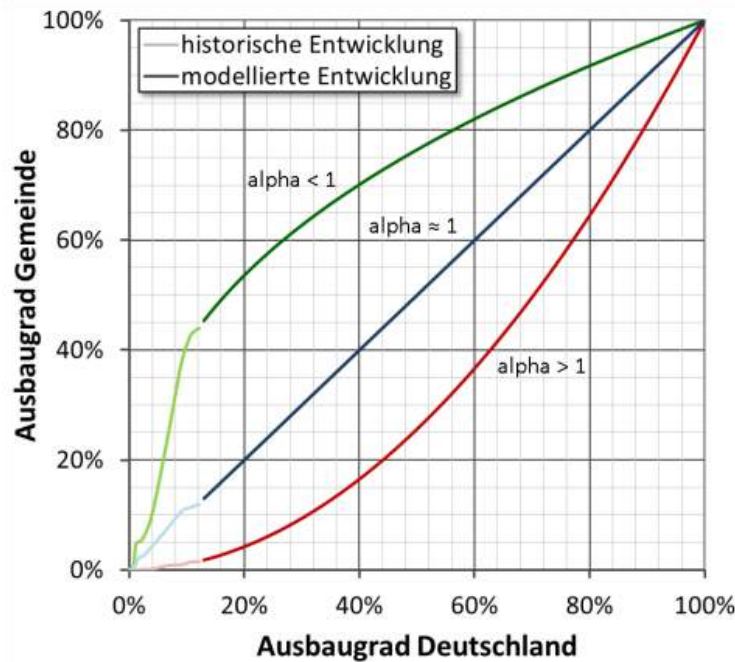


Abbildung 4-22: Bestimmung des Parameters Alpha für drei ausgewählte Gemeinden

Diese Gleichung (4-2) kann mit den vorliegenden Daten exakt gelöst werden. Mit dem Parameter α und dem Potenzial kann für jede Gemeinde zu jedem Ausbauziel für Deutschland die installierte Leistung direkt abgelesen werden. Basierend auf den extern vorgegeben Ausbaukurven wurden die beispielhaften Ergebnisse für zwei Gemeinden in Abbildung 4-23 berechnet. Der Ausbau erfolgt nahezu linear bis 2025 und geht dann mit reduzierter Steigung weiter. Die Linearität und der Knick im Jahr 2025 ergeben sich aus dem im EEG angegebenen Ausbaupfad /EEG-01 14/, der einen gleichmäßigen Ausbau vorgibt sowie aus dem gewählten externen Szenario nach NEP /BNETZA 13 14/.

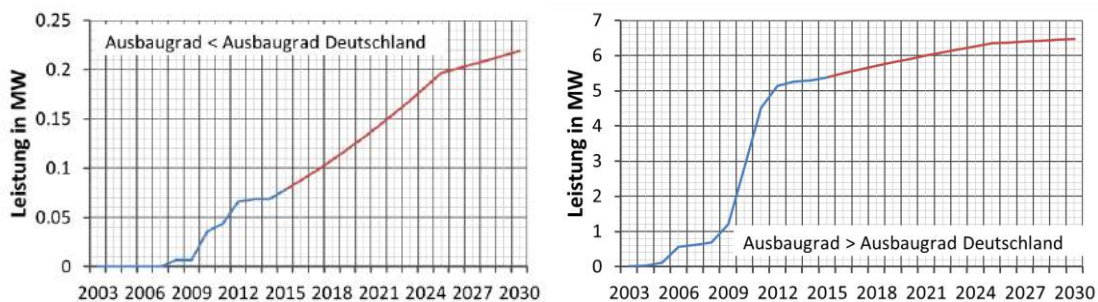


Abbildung 4-23: Ausbaukurven PVA für zwei ausgewählte Gemeinden in Deutschland

Bestandsentwicklung der Freiflächen-PVA in Deutschland

Unter Berücksichtigung der neuen Randbedingung des Ausschreibungsverfahrens /FFAV-01 15/ wird durch Multiplikation von Flächenpotenzial und Ertragspotenzial ein Freiflächenindex gebildet. Dieser ist proportional zum Potenzial für Freiflächenanlagen und wird zur Modellierung des Ausbaus von Freiflächenanlagen verwendet. Der regionale Zubau erfolgt direkt proportional zum Freiflächenindex.

Bestand in Österreich

Die gesamte installierte Leistung der PVA in Österreich kann dem jeweils aktuellen Marktbericht /ECON-09 13/, /ECON-02 15/ entnommen werden. Für die weitere

regionale Verteilung der Bestandsanlagen liegen keine weiteren Quellen zur Anlagenverteilung oder auch flächendeckende und geeignete Indikatoren vor. Die gesamte Leistung wird nach dem Dachflächenpotenzial verteilt. In **Abbildung 4-24** ist die Leistung je Bezirk dargestellt.

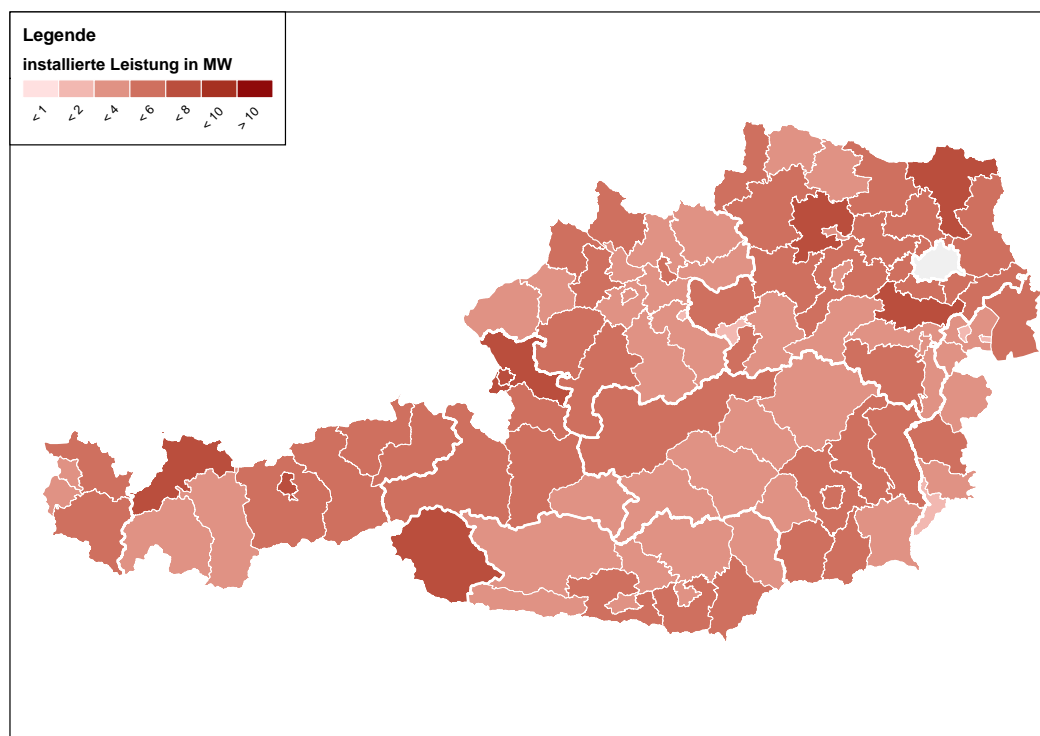


Abbildung 4-24: Leistung von PVA in Österreich. Datenbasis /ECON-02 15/, / eigene Berechnungen/

Potenzial und Bestandsentwicklung der PVA in Österreich

Das Potenzial je Bundesland wird nach der Studie REGIO Energy /ÖIR-01 10/ übernommen. Die kleinteilige Verteilung auf die Bezirke erfolgt über den Gebäudebestand nach /STATAT-03 13/. Jedem Gebäudetyp wird basierend auf der detaillierten Betrachtung für Deutschland eine mittlere PV-Anlagengröße zugewiesen, siehe **Tabelle 4-6**.

Tabelle 4-6: Typische PV-Anlagengrößen, Datenbasis für die nachfolgende kleinräumige Verteilung von /ÖIR-01 10/

Gebäudetyp	Mittlere Größe in kW
Wohngebäude mit einer Wohnung	5
Wohngebäude mit zwei Wohnungen	5
Wohngebäude mit drei und mehr Wohnungen	30
Gebäude für Gemeinschaften	5
Hotels und ähnliche Gebäude	100
Bürogebäude	30
Groß- und Einzelhandelsgebäude	30
Gebäude des Verkehrs- und Nachrichtenwesens	100
Industrie- und Lagergebäude	30
Gebäude für Kultur- und Freizeitzwecke sowie ...	100

Basierend auf Tabelle 4-6 kann über einfache Multiplikation und Addition das PV-Potenzial je Bezirk und Bundesland bestimmt werden. Dieses wird auf die Bundeslandwerte der detaillierten Untersuchung nach /ÖIR-01 10/ skaliert. Das Ergebnis ist eine kleinräumige und mit /ÖIR-01 10/ konsistente Verteilung des PV-Potenzials. Der regionale Zubau erfolgt im Modell direkt proportional zum Restpotenzial.

Die Entwicklung der gesamten Leistung der PVA je Netzregion ist für Deutschland und Österreich in **Abbildung 4-25** dargestellt.

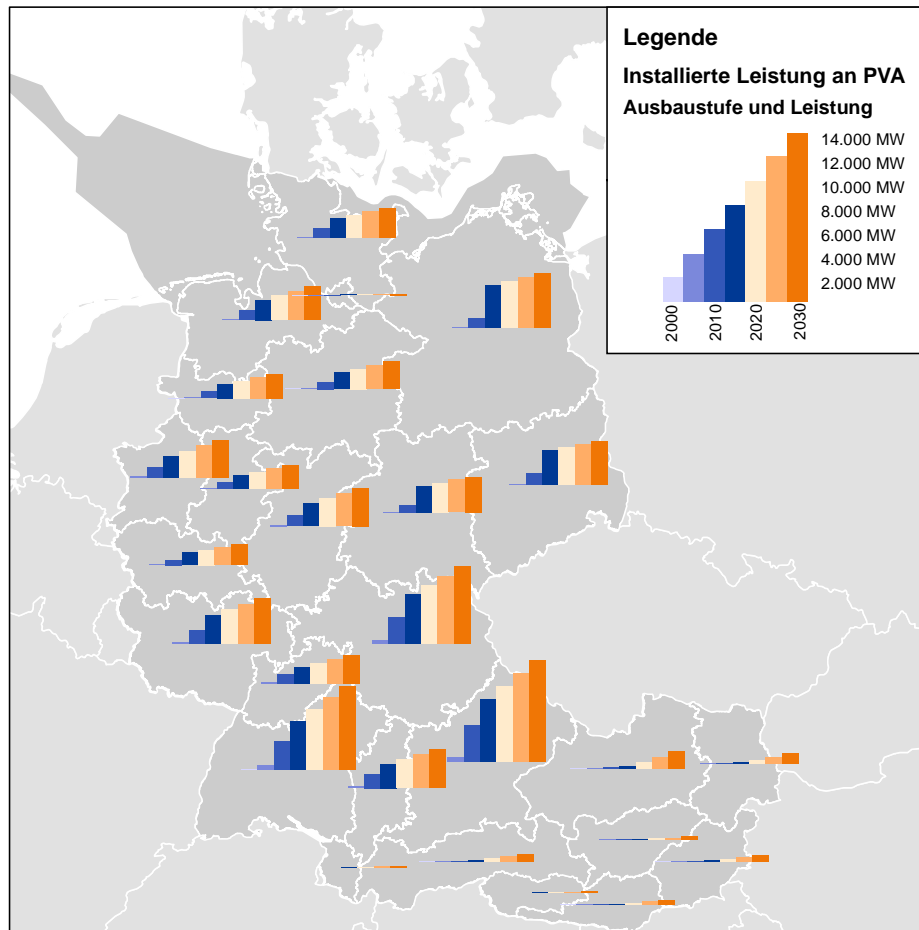


Abbildung 4-25: *Entwicklung der installierten PVA-Leistung je Netzregion für Deutschland und Österreich*

Bestandsentwicklung der PVA in Europa

Wie bereits für WEA wird in Folge der uninodalen Modellierung der europäischen Netzregionen kein kleinräumiges Potenzial benötigt. Die Entwicklung der installierten Leistung je Netzregion erfolgt in Anlehnung an /SOAF-01 14/ (Szenario B bis 2025, Extrapolation bis 2030). Die Angaben für Großbritannien und Dänemark werden über den Stromverbrauch in jeweils zwei Netzregionen aufgeteilt. Eine detaillierte Darstellung des Szenariorahmens erfolgt in Kapitel 4.3

4.1.4.4 Biomasse

Anlagenbestand in Deutschland

Der aktuelle Anlagenbestand in Deutschland wird der EEG-Datenbank entnommen. Eine differenzierte Betrachtung nach Art des eingesetzten Energieträgers erfolgt nicht.

Potenzialanalyse in Deutschland

Das Potenzial für die energetische Nutzung von Biomasse wird vereinfacht über ein Flächenpotenzial abgeschätzt. Dabei werden potenziell geeignete Flächen mit landwirtschaftlicher Nutzung (exklusive Moore und Heiden) aus der Regionalstatistik als Bezugsgröße gewählt.

Bestandsentwicklung in Deutschland

Die Regionalisierung des zukünftigen Ausbaus der energetischen Nutzung von Biomasse erfolgt vereinfacht zu 50 % über den Anlagenbestand sowie zu 50 % über das Flächenpotenzial.

Anlagenbestand in Österreich

Die gesamte installierte Leistung der Biomasseanlagen in Österreich kann dem jeweils aktuellen Marktbericht /ECON-09 13/, /ECON-02 15/ entnommen werden. Für die weitere regionale Verteilung der Bestandsanlagen liegen keine weiteren Quellen vor. Die gesamte Leistung wird nach dem Potenzial für Biomasseanlagen verteilt. In **Abbildung 4-26** ist die Leistung je Bezirk dargestellt. Trotz des einfachen Regionalisierungsverfahrens ist ein Schwerpunkt der Biomasseanlagen in der Steiermark zu erkennen. Diese Region bezeichnet sich selbst als „Grüne Herz Österreichs“, die Flächennutzung weist hohe Anteile an Wald und Landwirtschaft aus.

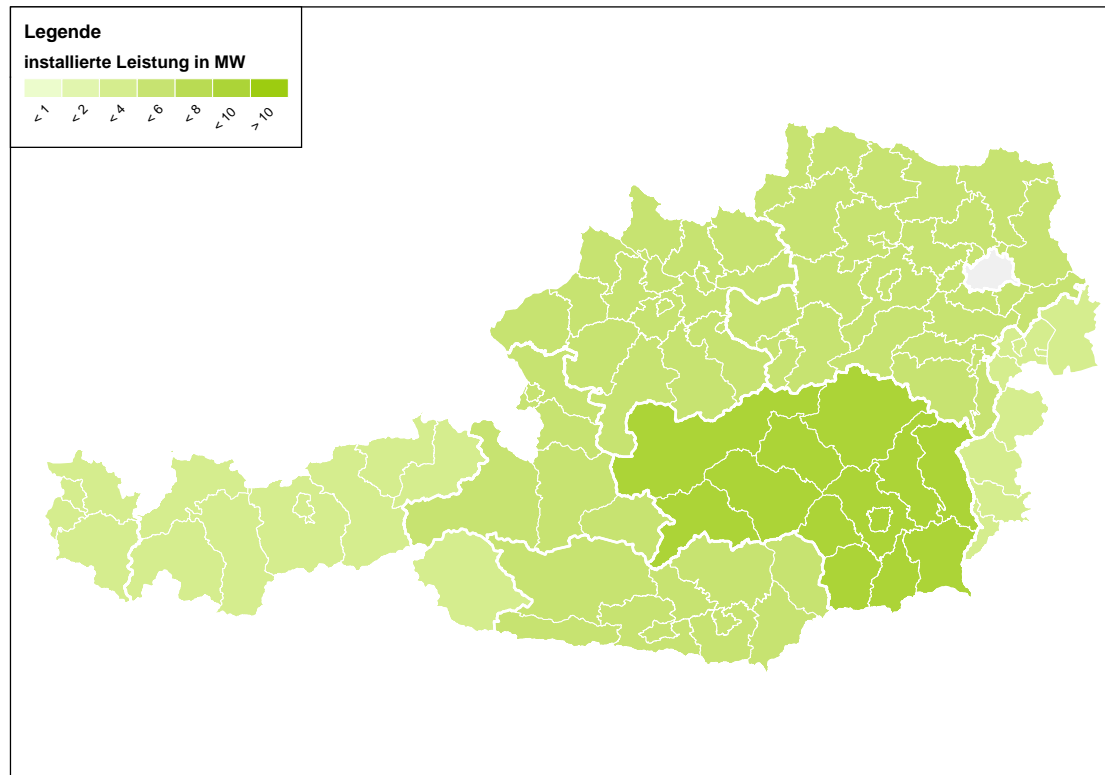


Abbildung 4-26: *Leistung von Biomasseanlagen in Österreich. Datenbasis /ECON-02 15/, / eigene Berechnungen/*

Potenzial und Bestandsentwicklung der Biomasse in Österreich

Das Potenzial je Bundesland wird nach der Studie REGIO Energy /ÖIR-01 10/ übernommen. Die kleinteilige Verteilung auf die Bezirke erfolgt über die Anzahl der Gemeinden /STATAT-03 13/. Der regionale Zubau erfolgt im Modell direkt proportional zum Restpotenzial. Die Entwicklung der gesamten Leistung an Biomasseanlagen je Netzregion ist für Deutschland und Österreich in **Abbildung 4-27** dargestellt. Die Skalierung von Abbildung 4-18 und Abbildung 4-25 wurde beibehalten, um eine bessere Vergleichbarkeit zu gewährleisten.

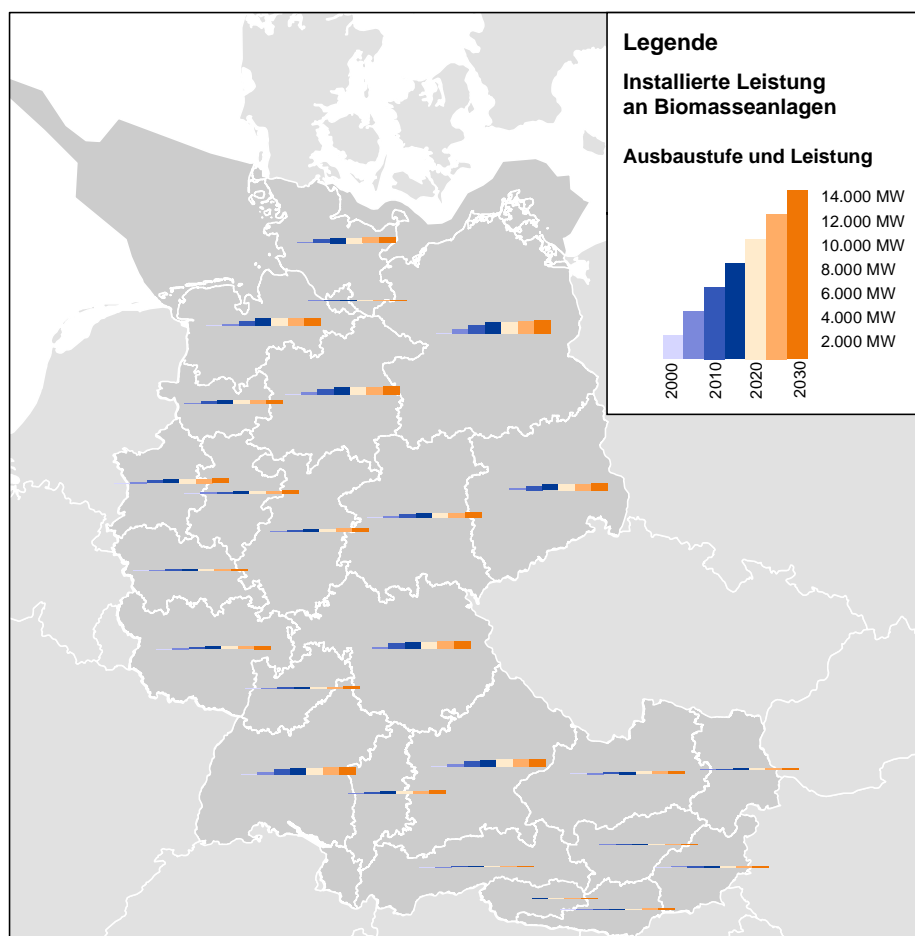


Abbildung 4-27: *Entwicklung der installierten Leistung an Biomasseanlagen je Netzregion für Deutschland und Österreich*

Bestandsentwicklung der Biomasseanlagen in Europa

Wie bereits für WEA und PVA wird in Folge der uninodalen Modellierung der europäischen Netzregionen kein kleinräumiges Potenzial benötigt. Die Entwicklung der installierten Leistung je Netzregion erfolgt in Anlehnung an /SOAF-01 14/ (Szenario B bis 2025, Extrapolation bis 2030). Die Angaben für Großbritannien und Dänemark werden über den Stromverbrauch in die jeweils zwei Netzregionen aufgeteilt. Eine detaillierte Darstellung des Szenariorahmens erfolgt in Kapitel 4.3.

4.1.4.5 Erzeugungsgang

Im Rahmen der Modellierung werden Erzeugungsgänge für die volatile Erzeugung aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen benötigt. Diese müssen vollständig für ein Wetterjahr, regional differenziert und in stündlicher Auflösung vorliegen. Die betrachteten Wetterjahre sind 2012 und 2013. Die regionale Auflösung sind die Netzregionen, wobei eine Netzregion nicht uninodal abgebildet werden sollte. Darum erfolgt europaweit eine Modellierung auf der Ebene NUTS3+. Diese bildet jede NUTS3-Region multinodal, basierend auf mindestens fünf Standorten (auch als „Messpunkte“ bezeichnet) ab. In **Abbildung 4-28** ist eine NUTS3-Region mit deren Modellierung über zusätzliche „Messpunkte“ als NUTS3+-Region visualisiert. In diesem Fall wurden zwanzig Messpunkte in der NUTS3-Region realisiert um die für das Modell schwierige

Topographie berücksichtigen zu können. Die Wahl der Punkte erfolgt teilweise per Zufall, teilweise werden bestehende Windparks oder Siedlungen als Standort für die „Messpunkte“ gewählt.

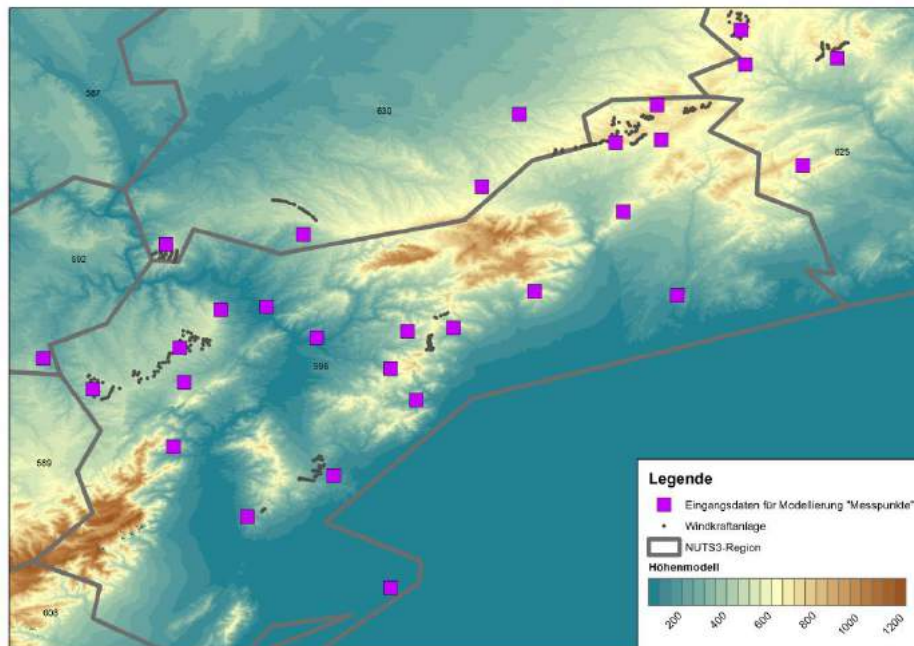


Abbildung 4-28: *Beispiel für die räumliche Auflösung NUTS3+*

Die Erzeugungsgänge an den Standorten der „Messpunkte“ werden mit den Wetterdaten des COSMO-DE und COSMO-EU Modells des Deutschen Wetterdienstes (DWD) /DWD-01 14/ und technologiespezifischen, physikalischen Modellen berechnet. Das COSMO-DE Modell bildet Deutschland und die benachbarten Regionen mit einer Gitterweite von ca. 2,8 km ab, das COSMO-EU Modell Europa mit ca. 7 km. Der Modellraum des COSMO-EU Modells ist in **Abbildung 4-29** dargestellt. Die südliche Grenze umfasst weite Teile Nordafrikas, die östliche Grenze reicht bis zum nahen Osten und die nördliche Grenze wird durch Norwegen gebildet. Eine vollständige und einheitliche Abbildung der europäischen Netzregionen ist mit diesem Modell gewährleistet.

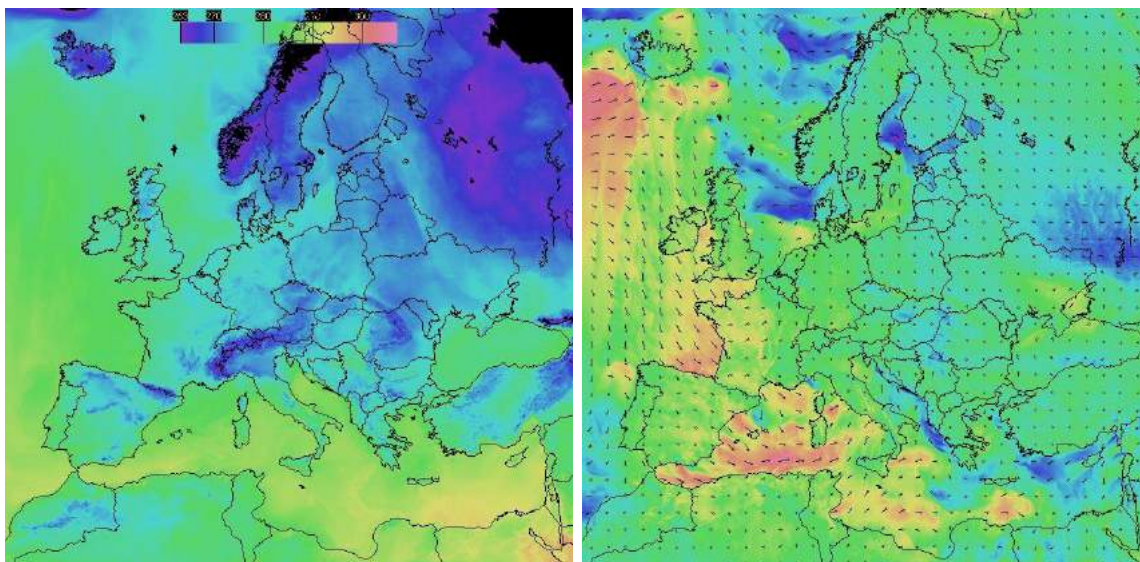


Abbildung 4-29: Exemplarische Darstellung aus dem COSMO-EU Modell

Modell Windkraftanlage

Windkraftanlagen unterscheiden sich insbesondere in ihrer elektrischen Leistung, dem Rotordurchmesser und der Nabenhöhe. Der Ertrag einer Windkraftanlage korreliert mit der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe, dieser Zusammenhang wird als Kennlinie einer Windkraftanlage bezeichnet und ist für ausgewählte WEA in **Abbildung 4-30** dargestellt.

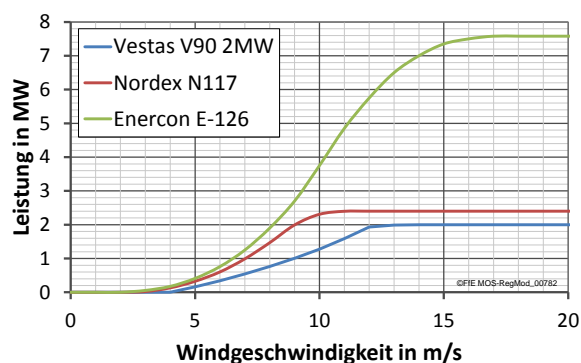


Abbildung 4-30: Verlauf ausgewählter Kennlinien verschiedener WEA

Für jede Modellschicht werden die zonalen und meridionalen Komponenten der Windgeschwindigkeit zum Betrag der Windgeschwindigkeit addiert. Die Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe ergibt sich durch Interpolation benachbarter Modellschichten. Über die Kennlinie ergibt sich die elektrische Leistung der WEA in der betrachteten Stunde, der Jahresertrag wird durch Summenbildung bestimmt. Die Aggregation der Messpunkte je NUTS3-Region erfolgt nach Verfahren 4.1.2.3 (a), die Aggregation der NUTS3-Regionen auf die Netzregionen über Verfahren 4.1.2.3 (b) mit der installierten Leistung an WEA je NUTS3-Region als Gewichtung.

Für die Wetterjahre 2012 und 2013 können die synthetischen Erzeugungsgänge mit der realen Erzeugung verglichen werden. Hierfür erfolgt ein Abgleich mit dem gehandelten Erzeugungsprofil /EEX-01 14/ und den regenerativen Energiemengen nach /BMWI-02 15/. Eine gute Übereinstimmung zwischen synthetisiertem und realem

Erzeugungsgang konnte mit der Vestas V80 2 MW erreicht werden, siehe **Abbildung 4-39**. Für die Modellierung zukünftiger WEA muss eine aktuelle WEA mit höherer Leistung und Nabenhöhe gewählt werden. Diese wird in **Abbildung 4-39** mit „Modern“ bezeichnet.

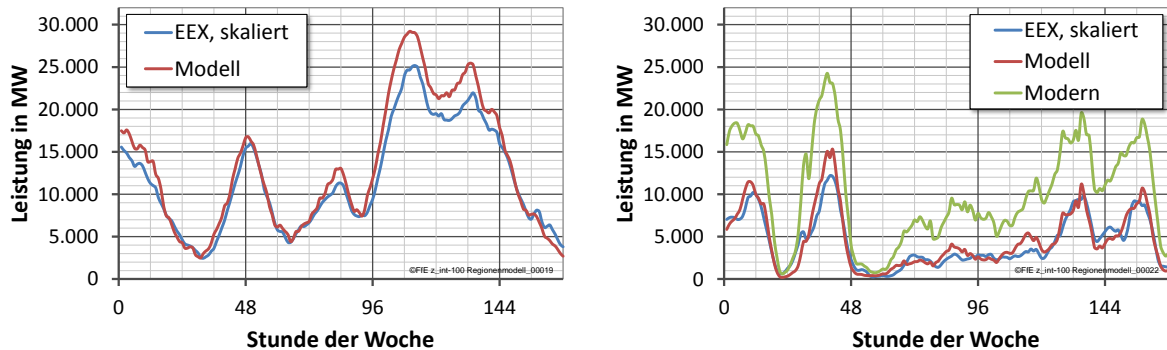


Abbildung 4-31: Vergleich zwischen synthetisiertem und realem Erzeugungsgang für Windkraftanlagen

Die Korrelation für das Wetterjahr 2012 ist in **Abbildung 4-32** dargestellt. Die Stromerzeugung aus WEA kann mit dem vorgestellten Modell regional differenziert dargestellt werden. Die Korrelation ist ausreichend hoch, um typische Charakteristika der Windstromerzeugung abzubilden. Die stündlich auftretende Differenz zwischen Modell und Handel kann durch eine Skalierung eliminiert werden.

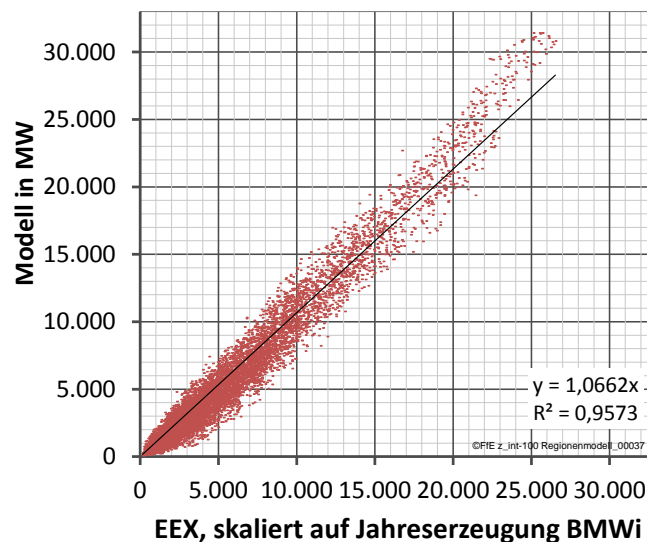


Abbildung 4-32: Korrelation zwischen realem und synthetisiertem Erzeugungsgang für Windkraftanlagen

Mit dem vorgestellten Modell können auf Ebene der NUTS3-Regionen für verschiedene WEA typische Erzeugungsgänge modelliert werden. Eine besondere Herausforderung bleibt die Abbildung von besonderen Topographien, hier bedarf es einer exakten Analyse der bestehenden Windparks.

Modell Photovoltaikanlage

Die Erzeugungsgänge für Photovoltaikanlagen werden basierend auf dem in /FFE-01 12/ vorgestellten Modell erstellt. Als Datenbasis für die Globalstrahlung wurde abweichend von /FFE-01 12/ nicht mehr /DWD-01 04/ sondern die Wetterdaten nach /DWD-01 14/ verwendet. Zusätzliche Parameter wie Albedo und Wolkenbedeckung wurden berücksichtigt. Die Orientierungsverteilung der Anlagen wurde beibehalten, da hier bis heute keine belastbaren Daten zur Verfügung stehen. In Abbildung 4-33 sind der modellierte und gehandelte PV-Erzeugungsgang für zwei ausgewählte Wochen gegenübergestellt. Das Profil der PV-Erzeugung und die Höhe der Mittagsspitze können an vielen Tagen gut abgebildet werden.

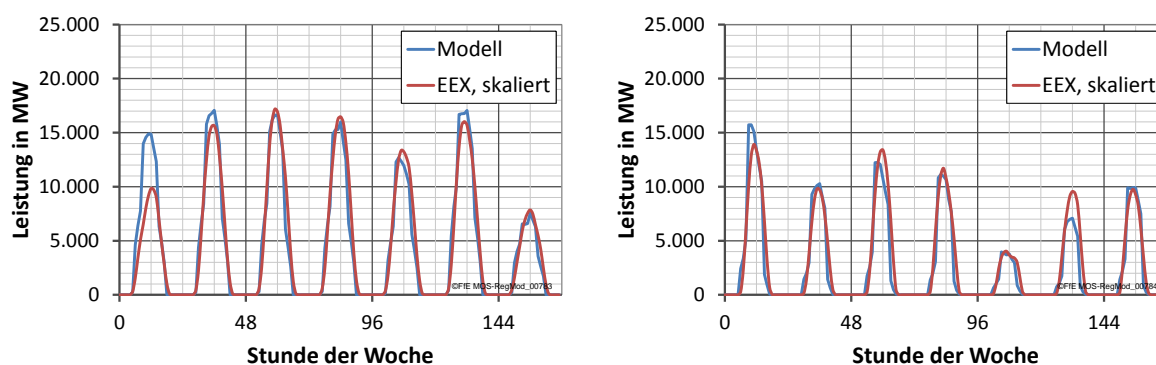


Abbildung 4-33: Vergleich zwischen synthetisiertem und realem Erzeugungsgang für Photovoltaikanlagen

Die gute Korrelation zwischen Modell und EEX wird auch in **Abbildung 4-34** deutlich. Dennoch ist die Korrelation nicht so gut wie in Abbildung 4-32. Zu den möglichen Ursachen zählen falsche Kennlinien der Module, eine falsche Orientierungsverteilung, nicht vorhandene Abbildung der individuellen Verschattung einzelner Module und fehlende Berücksichtigung von weiteren wetterabhängigen Größen.

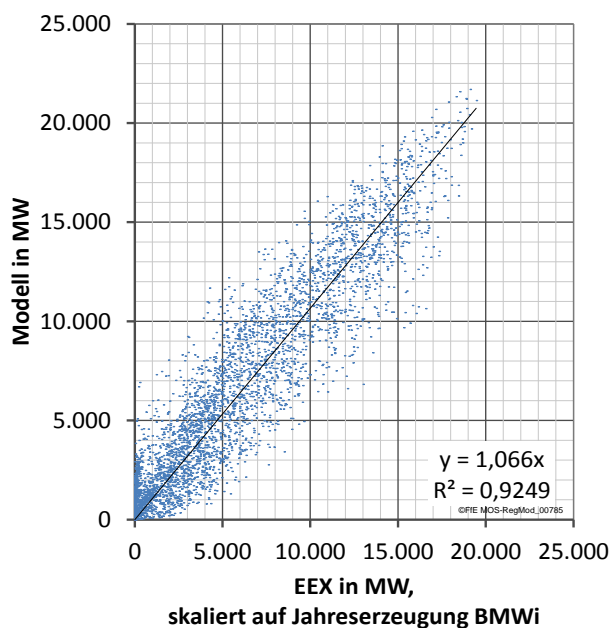


Abbildung 4-34: Korrelation zwischen realem und synthetisiertem Erzeugungsgang für Photovoltaikanlagen

Wie bereits für Windkraftanlagen wird gefolgert, dass mit dem vorgestellten Modell regional differenziert Erzeugungsgänge dargestellt werden können. Die Korrelation ist ausreichend hoch, um typische Charakteristika der Photovoltaikstromerzeugung abzubilden. Die stündlich auftretende Differenz zwischen Modell und Handel wird wiederum durch eine stundenweise Skalierung eliminiert.

Das vorgestellte Modell generiert auf NUTS3-Ebene typische und regional differenzierte Erzeugungsgänge für Photovoltaikanlagen. Nicht alle Einflussfaktoren werden abgebildet, so dass es teilweise zu signifikanten Abweichungen kommt. Diese Effekte werden durch die stundenweise Skalierung auf die gehandelten Energiemengen weitestgehend korrigiert. Die physikalische Modellierung der PV-Anlage erlaubt es, technische Daten wie Wirkungsgrad, Schwachlichtverhalten oder Orientierung zu variieren und den Effekt auf die gesamte Stromerzeugung aus PV-Anlagen zu bilanzieren. Für den Bestand fehlen detaillierte Daten zur Orientierungsverteilung, es wird mit einer typischen Verteilung gerechnet und mit der gehandelten Stromerzeugung validiert.

Modell Biomasseanlagen

Die Erzeugungsgänge für Biomasseanlagen sind zum einen durch eine hohe Volllaststundenzahl und zum anderen durch eine Temperaturabhängigkeit charakterisiert. Die Temperaturabhängigkeit wird durch das bestehende Modell zur Synthese von Fernwärmelastgängen abgebildet /FFE-29 15/. Die hohen Volllaststunden ergeben sich durch eine Begrenzung der thermischen Leistung der KWK-Anlagen. In **Abbildung 4-35 (a)** sind beispielsweise die Begrenzungen auf 40, 20 und 10 % der Leistung dargestellt. Der resultierende Lastgang in **Abbildung 4-35 (b)** ergibt eine Auslastung von 7.300 Stunden pro Jahr.

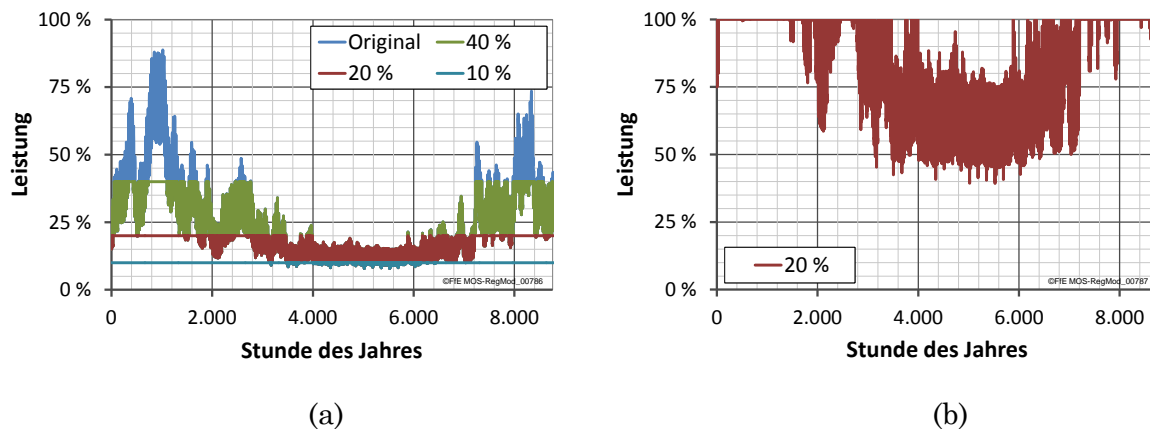


Abbildung 4-35: *Angepasste Fernwärmelastgänge zur Modellierung der Stromerzeugung in Biomasseanlagen*

Mit dem vorgestellten Modell kann die Stromerzeugung aus Biomasseanlagen regional differenziert abgebildet werden. Es wird dabei angenommen, dass die Biomasseanlagen wärmegeführt bei zugleich hoher Volllaststundenzahl betrieben werden. Die Volllaststunden für die Biomasseanlagen können der EEGDB oder den Statistiken der einzelnen Netzregionen entnommen werden.

4.1.4.6 Entwicklung der Nabenhöhe

Im Rahmen von Variationsanalysen wurde gezeigt, dass die Höhe der regenerativen Stromerzeugung sehr abhängig von der installierten Leistung und der Nabenhöhe ist. Die installierte Leistung resultiert im Rahmen dieser Studie auf externen Szenarien wie /ÜNB-03 14/ bzw. /BNETZA-13 14/ oder den Vorgaben aus dem Forschungsverbund Energiespeicher. Die Entwicklung der Nabenhöhe und damit der Volllaststunden von WEA wird nachfolgend diskutiert.

Bereits die Analyse in Abbildung 4-39 hat gezeigt, dass bei gleichbleibender Leistung durch den Einsatz moderner, hoher WEA die regenerative Stromerzeugung deutlich gesteigert werden kann. Die Analyse von aktuellen Zubauzahlen /DWG-01 15/ zeigt, dass in 12 von 13 Flächenstaaten Nabenhöhen von im Mittel über 100 m errichtet werden. In 5 von 13 Flächenstaaten werden im Mittel sogar mindestens 140 m Nabenhöhe erreicht. Der Trend geht deutlich zu WEA mit Nabenhöhen von mindestens 130 m. Eine regionale Analyse der neuen und bereits genehmigten WEA ist in **Abbildung 4-36** dargestellt. Auch in Küstennähe werden zunehmend Anlagen mit Nabenhöhen von 130 m und mehr errichtet. Basierend auf den aktuellen Ankündigungen der WEA-Hersteller muss bis zum Jahr 2030 mit einer weiter steigenden Nabenhöhe gerechnet werden.

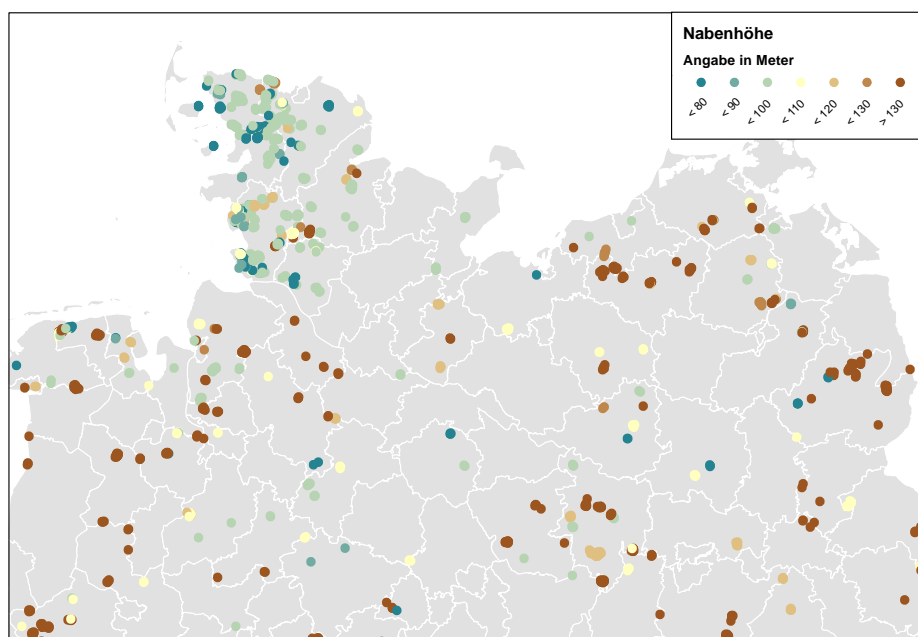


Abbildung 4-36: Verortung der geplanten WEA und Angabe der Nabenhöhe

Für die Modellierung der Stromerzeugung aus WEA werden basierend auf den Vorüberlegungen folgende Annahmen getroffen:

- Die Nabenhöhe der bestehenden WEA ist nicht repräsentativ. Zukünftige Erzeugungsgänge können nicht aus historischen Daten abgeleitet werden.
- Der Neubau von WEA erfolgt – soweit rechtlich möglich – immer mit einer Nabenhöhe von mindestens 130 m.

- Bis zum Jahr 2030 wird die mittlere Nabenhöhe der neu errichteten WEA weiter ansteigen.
- Das geplante Ausschreibungsverfahren berücksichtigt die installierte Leistung und erhöht somit die Motivation, Anlagen mit hohen VLS und somit hoher Nabenhöhe zu errichten.

Diese Annahmen führen zu steigenden VLS für WEA. Für die Modellierung sind regional, zeitlich und nach Höhe differenzierte Wetterdaten zwingend notwendig.

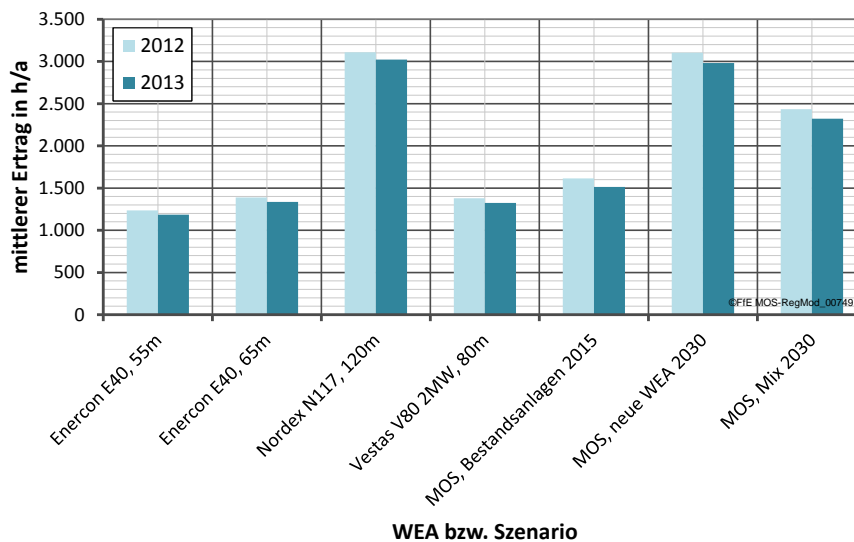


Abbildung 4-37: VLS für verschiedene Anlagentypen und Wetterjahre

In **Abbildung 4-37** sind die VLS für verschiedene Anlagentypen und Wetterjahre gegenübergestellt. Dargestellt sind die resultierenden VLS wenn an allen Standorten nach **Abbildung 4-15** der gleiche Anlagentyp errichtet wird. Kleine WEA mit Nabenhöhen von 55 m bzw. 65 m haben weniger als 1.400 VLS. Große Schwachwindanlagen kommen im Mittel auf 3.000 VLS. Die Nordex V80 mit einer Nabenhöhe von 80 m und einer Leistung von 2 MW erreicht ca. 1.400 bis 1.500 VLS. Die MOS-Bestandsanlage wurde so gewählt, dass die gesamte Windstromerzeugung in Deutschland gut abgebildet werden kann und hat ca. 1.500 VLS.

Neu errichtete WEA werden in Anlehnung an die Nordex N117 mit einer Nabenhöhe von 120 m modelliert. Somit betragen die VLS von neuen WEA ca. 3.000. Unter Berücksichtigung neuer und alter WEA ergibt sich eine mittlere VLS für den gesamten WEA von 2.300 bis 2.400.

Die getroffenen Annahmen zur Entwicklung der VLS für WEA berücksichtigen somit nur eine eingeschränkte Zunahme der Nabenhöhe und kein flächendeckendes Repowering. Eine deutlich stärkere Zunahme der Windstromerzeugung wurde im Rahmen von /FFE-12 16/ diskutiert. Für diese Untersuchung werden die VLS nach **Abbildung 4-37** und die Energiemenge nach **Abbildung 4-58** angesetzt.

4.1.5 Stromverbrauch

Die Last setzt sich aus dem Jahresverbrauch und der zeitlichen Abfolge, dem Lastgang zusammen. Es werden elektrische und thermische Lasten betrachtet. In Deutschland

und Österreich erfolgt eine detaillierte, räumlich hoch aufgelöste Analyse der einzelnen Sektoren. Weitere europäische Länder werden als Einzelknoten abgebildet. Eine Differenzierung nach Sektoren ist für diese Länder nicht notwendig, die thermische Last wird ebenfalls nicht berücksichtigt.

Deutschland und Österreich

Die elektrische Last wird nach Sektoren differenziert, im Sektor Industrie erfolgt zusätzlich eine weitere Differenzierung in Netzbezug und Eigenerzeugung. Die Analyse der thermischen Last erfolgt differenziert nach den Fernwärmenetzen für öffentliche bzw. industrielle Wärmeabnehmer und weitere, dezentrale Wärmeverbraucher wie zum Beispiel Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen. Diese Differenzierung ist notwendig, um die verschiedenen Wärmeerzeugungseinheiten den richtigen Verbrauchern zuordnen zu können. Die räumliche Auflösung im FREM ist die Gemeindeebene in Deutschland und die Bezirksebene in Österreich, für ISAaR werden Aggregate auf Ebene der Netzregionen gebildet.

Zeitliche Auflösung

Die zeitliche Auflösung im FREM sind Stundenwerte. Für jedes Land ist der aggregierte elektrische Lastgang konsistent zum Verlauf der stündlichen Mittelwerte nach Entso-E Country-Packages /ENTSOE-01 12/. Die Fernwärmelastgänge werden nach den in /FFE-01 12/ und /FFE-02 12/ entwickelten Modellen in stündlicher Auflösung basierend auf regionalen Wetterdaten /DWD-01 14/ berechnet.

Aufbau des Kapitels

Zunächst erfolgen in Kapitel 4.1.5.1 einige Vorbemerkungen zu den verschiedenen Quellen zur elektrischen Last. Kapitel 4.1.5.2 bis Kapitel 4.1.5.8 beschreiben die Modellierung der verschiedenen Verbrauchersektoren in Deutschland. Für Österreich liegen bereits regionalisierte Daten zum Energieverbrauch vor, die Beschreibung erfolgt in Kapitel 4.1.5.9. Die uninodale Beschreibung der europäischen Netzregionen erfolgt in Kapitel 4.1.5.10. Die Modellierung einer zeitlich und räumlich aufgelösten Verbrauchsentwicklung wird in Kapitel 4.1.5.11 vorgestellt. Dieses Kapitel beschreibt ausschließlich den Modellierungsansatz. Die Ergebnisse zur Verbrauchsentwicklung für verschiedene Szenarienrahmen werden in Kapitel 4.3.2 vorgestellt.

Allgemeine Methodik

Die Berechnung des Stromverbrauchs basiert überwiegend auf drei Faktoren: die Bezugseinheiten (BZE), der spezifische Verbrauch und ein regionaler Anpassungsfaktor. Die Bezugseinheiten können zum Beispiel die Einwohner, die Erwerbstätigen je Wirtschaftszweig, die Fahrzeuge oder die Wasserfläche in Schwimmbädern sein. Der spezifische Verbrauch wird in der Einheit kWh je BZE und Jahr angegeben. Er wird nicht regional, aber unter Umständen nach Anwendung oder Baualter des Gebäudes differenziert. Der regionale Anpassungsfaktor ist optional und einheitenlos. Mit ihm werden Regionen abgebildet, in denen der spezifische Verbrauch höher liegt als der Durchschnitt. Beispiele für Anpassungsfaktoren sind relative Gradtagszahlen (also die Gradtagszahl der Region im Verhältnis zur mittleren Gradtagszahl von Deutschland) oder lokale Energiestatistiken.

$$E(\text{Region, Sektor}) = \text{BZE}(\text{Region, Sektor}) \times e(\text{Sektor}) \times \text{Faktor}(\text{Region, Sektor}) \quad (4-3)$$

$E(\text{Region, Sektor})$	Energieverbrauch für einen Sektor in einer Region
$\text{BZE}(\text{Region, Sektor})$	Bezugseinheiten für einen Sektor in einer Region
$e(\text{Sektor})$	spezifischer Energieverbrauch eines Sektors
$\text{Faktor}(\text{Region, Sektor})$	regionaler Anpassungsfaktor für einen Sektor

4.1.5.1 Vorbemerkungen zur elektrischen Last

Die elektrische Last ist eine wichtige Größe im Rahmen der Modellierung von Energiesystemen. In einer Vielzahl von Statistiken werden unterschiedliche Kenngrößen veröffentlicht. Es ist sinnvoll, zunächst die durch das FREM abzubildende Last zu definieren, bevor im Anschluss eine Regionalisierung und Fortschreibung des Stromverbrauchs der verschiedenen Sektoren erfolgt.

Deutschland

Der Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (EntsoE) veröffentlicht stündliche Lastdaten für Deutschland und andere europäische Länder. Die für Deutschland veröffentlichten Daten beschreiben die Last, die in allen Netzebenen anfällt, einschließlich der Verluste /ENTSOE-01 11/.

Diese Last beschreibt somit nur den Verbrauch des öffentlichen Netzes, nicht aber den Verbrauch, der aus Industrieanlagen und die Eigenerzeugungsanlagen der Bahn gedeckt wird. Werden die Lastdaten der EntsoE über ein Jahr aufsummiert, und das Ergebnis mit dem Jahresgesamtverbrauch, den das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) veröffentlicht /BMWi-02 15/, verglichen, wird deutlich, dass der Jahresverbrauch nach EntsoE unter dem Wert liegt, den das BMWi angibt.

Tabelle 4-7: *Jahresstromverbrauch nach /BMWi-02 15/ und /ENTSOE-01 12/, eigene Berechnungen*

Jahr	Verbrauch BMWi	Verbrauch EntsoE	Entsoe/BMWi
2006	539,6 TWh	489,0 TWh	90,6 %
2007	541,2 TWh	496,6 TWh	91,8 %
2008	538,4 TWh	495,6 TWh	92,0 %
2009	509,3 TWh	459,7 TWh	90,3 %
2010	540,6 TWh	488,6 TWh	90,4 %
2011	535,5 TWh	484,8 TWh	90,5 %
2012	534,3 TWh	469,6 TWh	87,9 %
2013	529,2 TWh	463,3 TWh	87,6 %

Die in **Tabelle 4-7** aufgeführten Werte verwenden unterschiedliche Bilanzierungsgrenzen. Daher müssen einige Anpassungen durchgeführt werden, um eine Vergleichbarkeit der Datensätze zu ermöglichen. Zur Bestimmung des Gesamtenergieverbrauchs des öffentlichen Netzes mit Hilfe des BMWi-Verbrauchs muss die Erzeugung aus industriellen Anlagen (um die 50 TWh) und der Bahn AG subtrahiert werden. Seit dem Jahr 2000 wird die Bahnerzeugung vom BMWi nicht mehr

veröffentlicht. Für die Jahre 2006-2010 wird von einer Eigenerzeugung von 9 TWh ausgegangen /FFE-41 12/.

Zur Bildung einer Vergleichsgröße wird der EntsoE Lastgang um die Netzverluste bereinigt. Nach /ÜNB-01 12/ betrug die Verlustenergie 2009 27 TWh bei einem Verbrauch von ca. 512 TWh. Somit ergeben sich Verluste in Höhe von ca. 5 %.

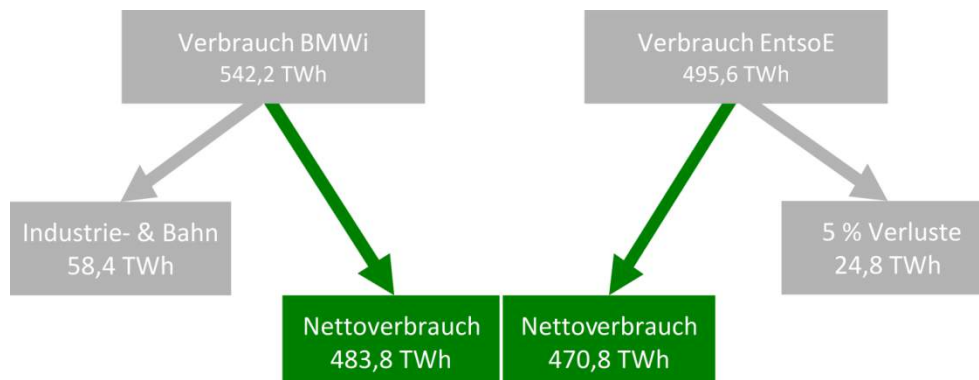


Abbildung 4-38: Schema zur Definition einer Vergleichsgröße „modifizierter Jahresstromverbrauch“ Deutschland 2008, /BMW-02 13/, /ENTSOE-01 12/, eigene Berechnungen

Durch die Reduzierung des BMWi-Stromverbrauchs um die Erzeugung aus industriellen Eigenanlagen und der Bahn AG sowie der Reduzierung des EntsoE Jahresverbrauchs um die Netzverluste, ergibt sich die Vergleichsgröße „modifizierter Jahresstromverbrauch“ in **Abbildung 4-38**. Eine Auswertung für verschiedene Jahre ist in **Tabelle 4-8** dargestellt.

Tabelle 4-8: Vergleichsgröße „modifizierter Jahresstromverbrauch“, eigene Berechnungen nach /BMW-02 15/ und /ENTSOE-01 12/

Jahr	Verbrauch BMWi	Verbrauch EntsoE	Entsoe/BMWi
2006	479,5 TWh	464,6 TWh	96,9 %
2007	479,0 TWh	471,8 TWh	98,5%
2008	480,0 TWh	470,8 TWh	98,1%
2009	454,3 TWh	436,8 TWh	96,1%
2010	478,6 TWh	464,2 TWh	97,0%
2011	475,9 TWh	460,6 TWh	96,8%
2012	481,2 TWh	446,1 TWh	92,7%
2013	475,3 TWh	440,2 TWh	92,6%

Nach Vergleich der Resultate ergibt sich eine Abweichung von maximal 4 %, bezogen auf den Gesamtenergieverbrauch nach BMWi für die Jahre 2006 bis 2011. Seit 2012 weichen die Werte zunehmend voneinander ab. Im Rahmen der Modellierung werden die Netzverbraucher mit 5 % Netzverlusten behaftet, die industriellen Eigenerzeugungsanlagen ohne Netzverluste. Der für die Modellierung relevante Jahresstromverbrauch enthält die Netzverbraucher inkl. Netzverluste zuzüglich der industriellen Eigenerzeugung ohne Netzverluste und ist in **Tabelle 4-9** für die Jahre 2006 bis 2013 dargestellt.

Tabelle 4-9: *Jahresstromverbrauch für die Modellierung*

Jahr	Verbrauch
2006	564,0 TWh
2007	565,6 TWh
2008	562,9 TWh
2009	532,5 TWh
2010	565,0 TWh
2011	559,7 TWh
2012	558,8 TWh
2013	553,4 TWh
2014	537,1 TWh

Das Szenario zum Forschungsverbund gibt für das Jahr 2015 einen Stromverbrauch inklusive Netzverlusten von 542 TWh vor. Dieser Wert ist in sehr guter Übereinstimmung mit der dargestellten Analyse für das Jahr 2013. Das Szenario in Anlehnung zum NEP weist einen Stromverbrauch von 536 TWh aus und entspricht Jahr 2014. Der Verbrauch wird in Anlehnung an /NEP-01 15/ konstant gehalten.

Österreich

Für Österreich existiert zum gegenwärtigen Zeitpunkt keine öffentliche Kraftwerkliste. Es existiert nur eine Liste der E-Control, die energieträgerscharf Auskunft über die installierte Leistung und Anzahl aller in Österreich existierenden Anlagen gibt. In Eigenrecherche konnten 88 % der konventionellen Erzeugungsleistung einzelnen Erzeugereinheiten direkt zugewiesen werden.

Die nicht erfassten Erdgas-Anlagen weisen eine mittlere Leistung von insgesamt 85 MW auf, wobei jede einzelne Anlage im Mittel eine Leistung von 2 MW erbringt. Steinkohle konnte zu 100 % zugewiesen werden. Kraftwerke zu den Energieträgern „Derivate“, „Erdöl-derivate“ und „Mischfeuerung“ konnten nicht identifiziert werden. Deren mittlere Leistung liegt über 25 MW.

Last und Erzeugung werden ebenfalls von der E-Control ausgewiesen. Dabei existieren verschiedene Statistiken, die in unterschiedlicher Detailtiefe erhoben werden. So weist der Belastungsablauf die „Abgabe an Endverbraucher inkl. Netzverluste und Eigenbedarf aus dem Netz“ aus. Er summiert sich für das Jahr 2012 auf 59,5 TWh. Nach Auskunft der E-Control sind darin die Erzeugung aller Anlagen größer 25 MW sowie Wind, Photovoltaik und Biomasseanlagen enthalten. Erzeuger der Industrie und Bahn werden nicht erfasst.

Die Jahresbilanz der Erzeugung weist für das Jahr 2012 72,4 TWh aus. Das Importsaldo betrug 2,8 TWh. Insgesamt summierte sich der Stromverbrauch im Jahr 2012 somit auf 75,2 TWh. Dies ist vermutlich auf industrielle Eigenerzeugung und Bahnstrom zurückzuführen.

Entso-E weist ebenfalls stündliche Leistungswerte aus. Diese summieren sich für das Jahr 2012 auf 69 TWh. Allerdings wird in /ENTSOE-01 11/ ausgesagt, dass die stündlichen Lastwerte nicht das gesamte Land repräsentieren. Sie weisen die Last des Landes ohne Berücksichtigung der industriellen Eigenerzeugung aus. Vor diesem

Hintergrund erscheint eine exakte und 100 % korrekte Zuordnung von Lastgang und Kraftwerkspark nicht möglich.

Für die weiteren Berechnungen wird eine eigens erhobene detaillierte Kraftwerksliste in Kombination mit den von E-Control ausgewiesenen Energiestatistiken und die „Hourly Load Values“ des Entso-E Lastgangs verwendet. Die Jahreshöchstlast wird für Österreich mit 11,6 GW angesetzt. Dies entspricht dem Maximalwert der „hourly load values“ aus dem Jahr 2012 /ENTSOE-01 12/.

4.1.5.2 Industrie

Die Eigenerzeugung je Wirtschaftszweig ergibt sich aus /DESTATIS-13 12/ (lfd. Aktualisierung), in Summe resultieren 44,1 TWh (Stand 2012). Der Stromverbrauch je Landkreis nach /DESTATIS-08 14/ (Tabelle 060, lfd. Aktualisierung) beträgt in Summe 240 TWh. Abweichend hiervon werden im Weiteren die 244,6 TWh nach /BMWI-02 15/ angesetzt. Somit resultiert ein Netzbezug von 200,5 TWh (Stand 2012).

Die Bezugseinheit sind die Erwerbstätigen je Region und Wirtschaftszweig. Der absolute Verbrauch je Wirtschaftszweig wird in /DESTATIS-03 14/ erhoben. Eine konsistente Zusammenführung erfolgt wie in **Abbildung 4-39** dargestellt. Mit den Erwerbstätigenzahlen ergibt sich der spezifische Verbrauch.

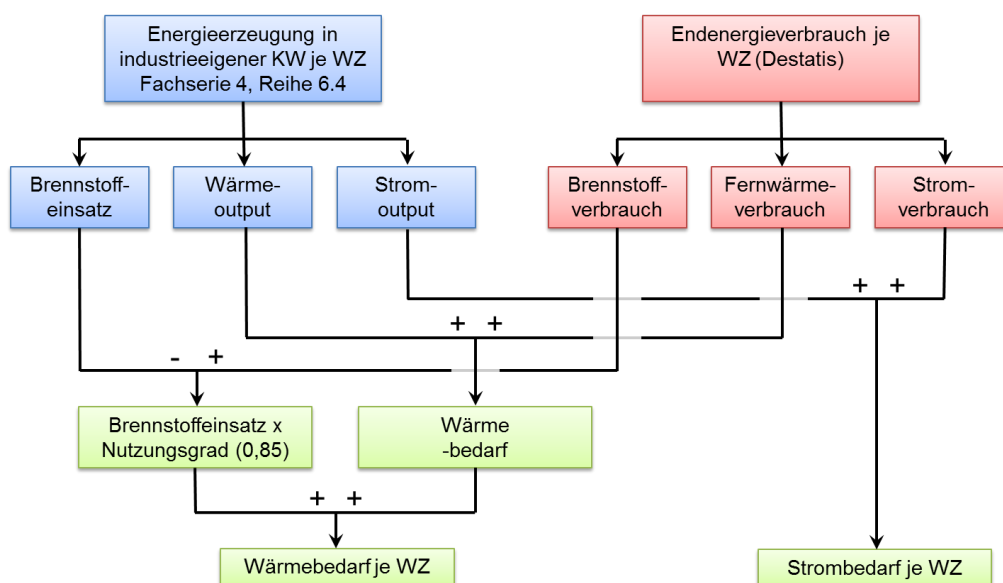


Abbildung 4-39: Zusammenführung von Endenergieverbrauch und Eigenerzeugung

Der regionale Anpassungsfaktor wird so gewählt, dass der gesamte Stromverbrauch je Landkreis mit /DESTATIS-08 14/ konsistent ist. Soweit Daten synthetisiert werden mussten, wurde das Verfahren (e) nach Kapitel 4.1.2.3 auf Basis der Erwerbstätigenzahlen verwendet.

4.1.5.3 Private Haushalte

Die Bezugseinheit für den Stromverbrauch der privaten Haushalte ist die Einwohnerzahl. Der spezifische Verbrauch ergibt sich aus dem gesamten Stromverbrauch der privaten Haushalte nach /BMWI-02 15/ und der Einwohnerzahl Deutschlands. Regionale Anpassungsfaktoren werden nicht berücksichtigt.

4.1.5.4 Landwirtschaft und Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen

Die Berechnung des Stromverbrauchs für die Sektor Landwirtschaft und GHD orientiert sich weitestgehend an /ISI-01 11/. Stromverbrauch und Bezugseinheiten sind je Gruppe und Split angegeben. Somit resultiert der spezifische Verbrauch je Gruppe und Split.

Die spezifischen Verbrauchswerte der Splits werden den Wirtschaftszweigen zugeordnet. Zum Beispiel wird die Gruppe 3, Split 4 „Herstellungsbetriebe, Papier- u. Druckgewerbe“ dem WZ 18 „Druckgewerbe u. Vervielfältigung“ zugeordnet. Gleichzeitig wird diese Gruppe auch dem WZ 17.2 „Hrst. v. Papier, Pappe u. Waren“ zugeordnet. Es resultieren die spezifischen Verbrauchswerte je Wirtschaftszweig.

Die Bezugseinheit ist meist die Anzahl der Erwerbstätigen je Wirtschaftszweig. Hiervon abweichend werden teilweise die Planbetten oder die Wasserfläche angesetzt. Daten zu den Planbetten werden /DESTATIS-08 14/ entnommen. Wasserflächen werden über die in /SPMK-01 02/ veröffentlichte Wasserfläche pro 1.000 Einwohner je Bundesland bestimmt. Das Vorgehen entspricht /FFE-01 12/.

Ein regionaler Anpassungsfaktor wird nur für die Wasserflächen wie oben beschrieben angesetzt. Die Summe des Verbrauchs wird skaliert, um eine regionale Verteilung zu erhalten, die in Summe konsistent zu /BMWI-02 15/ ist.

4.1.5.5 Verkehr

Der Stromverbrauch für den Sektor Verkehr wird /BMWI-02 15/ entnommen. Der aktuelle Wert ergibt sich überwiegend aus nicht Elektrostraßenfahrzeugen. Die regionale Verteilung berücksichtigt Regionen mit einer Einwohnerdichte von mindestens 550 Einwohner je km². Die Bezugseinheit sind die Einwohner in diesen Regionen. Der spezifische Wert ergibt sich aus /BMWI-02 15/ und der Summe der Einwohner der betrachteten Regionen. Eine regionale Anpassung erfolgt nicht.

4.1.5.6 Elektrostraßenfahrzeuge

Die Bezugseinheit ist die Anzahl der Fahrzeuge je Region. Die Anzahl der Fahrzeuge je Region und der spezifische Verbrauch ergeben sich aus dem Teilprojekt „Lademanagement von Elektrofahrzeugen“. Die regionale Verteilung berücksichtigt unter anderem die Kriterien Einkommen, Alter und Wohnorttyp. Die Lastgänge berücksichtigen verschiedene Fahrprofile und weisen eine Temperaturabhängigkeit auf.

4.1.5.7 Nachtspeicherheizungen

Die Bezugseinheit ist die Anzahl der Nachtspeicherheizungen (NSH). Abweichend von der allgemeinen Berechnung nach Gleichung (4-3) werden keine spezifischen Verbräuche und Anpassungsfaktoren verwendet. Hingegen wird ein regional differenzierter Lastgang für Nachtspeicherheizungen im Teilprojekt „Lastflexibilisierung in privaten Haushalten mit Heizungsgeräten“ bestimmt. Aus der Summe des Lastgangs und der Anzahl der NSH wird der regional differenzierte Stromverbrauch bestimmt. Im Referenzszenario sinkt der Stromverbrauch von 13 TWh in 2011 auf 5 TWh in 2030.

4.1.5.8 Wärmepumpen

Analog zu dem NSH ist die Bezugseinheit die Anzahl der Wärmepumpen. Der Verbrauch wird ebenfalls über regional differenzierte Lastgänge bestimmt. Im Referenzszenario steigt der Stromverbrauch von 3,6 TWh in 2011 auf 9,4 TWh in 2030.

4.1.5.9 Österreich

Die Energiebilanz von Österreich wird auf Bundeslandebene veröffentlicht /STATAT-03 14/. Die Aufbereitungsschritte im Vergleich zu /BMWI-02 15/ reduzieren sich deutlich. Zusätzlich wird für die Umschlüsselung auf Netzregionen nur die Bezirksebene, somit keine Gemeindeebene benötigt. Die Dissaggregation der Bundeslandwerte auf die Bezirke erfolgt nach Kapitel 4.1.2.3, Verfahren (f) basierend auf der Einwohnerzahl.

4.1.5.10 Europa

Der Stromverbrauch der europäischen Länder wird nicht nach Anwendungen differenziert. Der aktuelle Stromverbrauch resultiert aus /ENTSOE-01 14/. Die Umschlüsselung in die Regionen Dänemark in die Teilregionen Ost und West erfolgt über den Stromverbrauch /NPS-01 14/. Auf Dänemark-West entfallen rund 60 % des Stromverbrauchs von Dänemark. Der Stromverbrauch von Nord-Irland wird nach /DECC-05 14/ aus den Daten für das gesamte Großbritannien abgeleitet.

4.1.5.11 Entwicklung

Die Entwicklung des Stromverbrauchs basiert auf externen Szenarien. Diese sind für Deutschland die Vorgaben aus dem Forschungsverbund Energiespeicher (alternative nach NEP), für Österreich die Studie „Visionen 2050“ und für Europa der SO&AF 2014. Die Szenarien werden nachfolgend kurz charakterisiert, die resultierenden Lasten werden in Kapitel 4.3.2 vorgestellt. Das Modell zur Fortschreibung des regional aufgelösten Bestands an Verbrauchern basiert auf der absoluten Entwicklung des Energieverbrauchs und die regional differenzierte Entwicklung der BZE nach Gleichung (4-4). Für jeden Sektor ist eine geeignete BZE zu wählen.

$$E(\text{Region}, \text{Ausbaustufe}) = \frac{E(\text{Ausbaustufe}) \cdot BZE(\text{Region}, \text{Ausbaustufe}) \cdot \text{Faktor}(\text{Region})}{\sum_{\text{Regionen}} BZE(\text{Region}, \text{Ausbaustufe}) \cdot \text{Faktor}(\text{Region})} \quad (4-4)$$

$E(\text{Region}, \text{Ausbaustufe})$	Energieverbrauch einer Region zu einem Jahr
$BZE(\text{Region}, \text{Ausbaustufe})$	Bezugseinheiten einer Region zu einem Jahr
$E(\text{Ausbaustufe})$	Energieverbrauch zu einem Jahr
$\text{Faktor}(\text{Region})$	regionaler Anpassungsfaktor

Der gesamte Energieverbrauch eines Sektors zu einer bestimmten Ausbaustufe wird externen Szenarien entnommen. Für Deutschland wurden zwei Szenarien gewählt. Zum einen das im Rahmen des Forschungsverbundes durch das IER entwickelte Szenario zur Beschreibung der Verbrauchsentwicklung differenziert nach Verbrauchergruppen /IER-02 14/, zum anderen die Verbrauchsentwicklung in Anlehnung an den Netzentwicklungsplan /NEP-01 14/.

Deutschland

/IER-02 14/ verfolgt die Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung und sieht eine Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien in Deutschland vor. Hiernach sollen die erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2050 80 Prozent des Bruttostromverbrauchs abdecken. /NEP-01 14/ berücksichtigt gegenläufige Trends zur Entwicklung des Stromverbrauchs (zum Beispiel steigende Energieeffizienz und Elektrostraßenfahrzeuge) und erwartet einen konstanten Stromverbrauch bis 2034.

Österreich

/AEA-01 10/ beschreibt die Entwicklung des Energieverbrauchs in Österreich anhand von drei Szenarien. Für MOS wurde das mittlere Verbrauchsszenario „Chasing“ als Referenz gewählt. In diesem Szenario steigt die Bedeutung von Strom als Energieträger. Gekoppelt mit der steigenden Einwohnerzahl steigt der gesamte Stromverbrauch an.

Europa

Die Entwicklung des Stromverbrauchs in Europa erfolgt in Anlehnung an /SOAF-01 14/. Bis zum Jahr 2020 erfolgt eine Entwicklung nach Szenario B, bis zum Jahr 2030 nach Szenario v1. Das Vorgehen orientiert sich somit an dem Ansatz zum Ausbau der Erneuerbaren Energien, vgl. Abbildung 4-14.

4.1.5.12 Lastgang

Aus den vorangegangenen Analysen sind die Jahresmengen des Stromverbrauchs je Region und Sektor bekannt. Im Folgenden ist das Ziel, einen elektrischen Lastgang je Region zu erzeugen, welcher diese Energie bestmöglich abbildet, der Verteilung auf die Sektoren und deren charakteristischen Lastverläufen entspricht und gleichzeitig in der Summe über alle Regionen in Deutschland das Profil der ENTSO-E-Last /ENTSOE-01 14/ ergibt. Die Lastprofile werden für die Wetterjahre 2012 und 2013 benötigt.

Zunächst wird ein normierter Lastgang je Sektoren generiert. Für private Haushalte, GHD und Landwirtschaft wird dafür das jeweilige Standardlastprofil des BDEW verwendet /BDEW-02 14/. Dieses bildet den Lastverlauf dieser Kundentypen mittels neun Typtagen ab und wird zur Prognose und Abrechnung des Stromverbrauchs nicht leistungsgemessener Kunden verwendet. Die Typtage unterscheiden dabei Werktag, Samstag und Sonn-/Feiertag für die drei „Jahreszeiten“ Winter, Übergang und Sommer. Durch Anwendung auf die Tagesverteilung eines konkreten Jahres unter Berücksichtigung der bundeslandspezifischen Feiertage entsteht so ein Jahreslastgang pro Region, welcher normiert wird.

Für die Sektoren Industrie und Verkehr existieren keine Standardlastprofile. Der Sektor Industrie wird über das in Rahmen von /FFE-01 12/ entwickelte Industrielastprofil abgebildet. Der Sektor Verkehr muss in die Bereiche Elektrostraßenfahrzeuge (ESF) und übrige Anwendungen differenziert werden. Ladeprofile für die ESF wurden im Rahmen des Teilprojekts für verschiedene Randbedingungen entwickelt, die übrigen Anwendungen im Sektor Verkehr werden mit einem GHD-Profil belegt.

Zusätzlich werden die elektrischen Heizsysteme betrachtet. Basierend auf Temperaturzeitreihen wurden im Teilprojekt regional aufgelöste Lastgänge für Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen generiert.

Die Quellen für die Lastprofile sind in **Tabelle 4-10** nochmals zusammengefasst.

Tabelle 4-10: *Generierung von sektorenspezifischen Lastgängen*

Sektor	Quelle	Eingangsdaten
Industrie	FfE	Typtag
GHD	BDEW	Typtag
Haushalte	BDEW	Typtag
Verkehr	FfE	Typtag
Landwirtschaft	BDEW	Typtag
Nachtspeicherheizungen	FfE	Temperatur
Wärmepumpen	FfE	Temperatur

Bei der anschließende Synthese von regionalen Lastgänge werden die Lastgänge pro Sektor mit den ermittelten Jahresenergieverbräuchen skaliert. Durch Summierung über alle Sektoren ergibt sich so ein Lastgang für eine Region, der die individuelle Aufteilung auf die Sektoren abbildet und dem Stromverbrauch nach Kapitel 4.1.5 entspricht. In Summe über alle Regionen weicht dieser jedoch noch vom Lastprofil der ENTSO-E-Last für Deutschland ab.

Um dies zu beheben, wird der Summenlastgang über alle Regionen basierend auf der bisherigen Modellierung berechnet. Anschließend kann pro Stunde der Skalierungsfaktor bestimmt werden, welcher den Summenlastgang der ENTSO-E-Last anpasst. Dieser wird auf alle Regionen angewandt, so dass sich entsprechend skalierte regionale Lastgänge ergeben, die sich zum ENTSO-E-Lastgang aufsummieren. **Abbildung 4-40** stellt das gesamte Verfahren zusammengefasst dar.

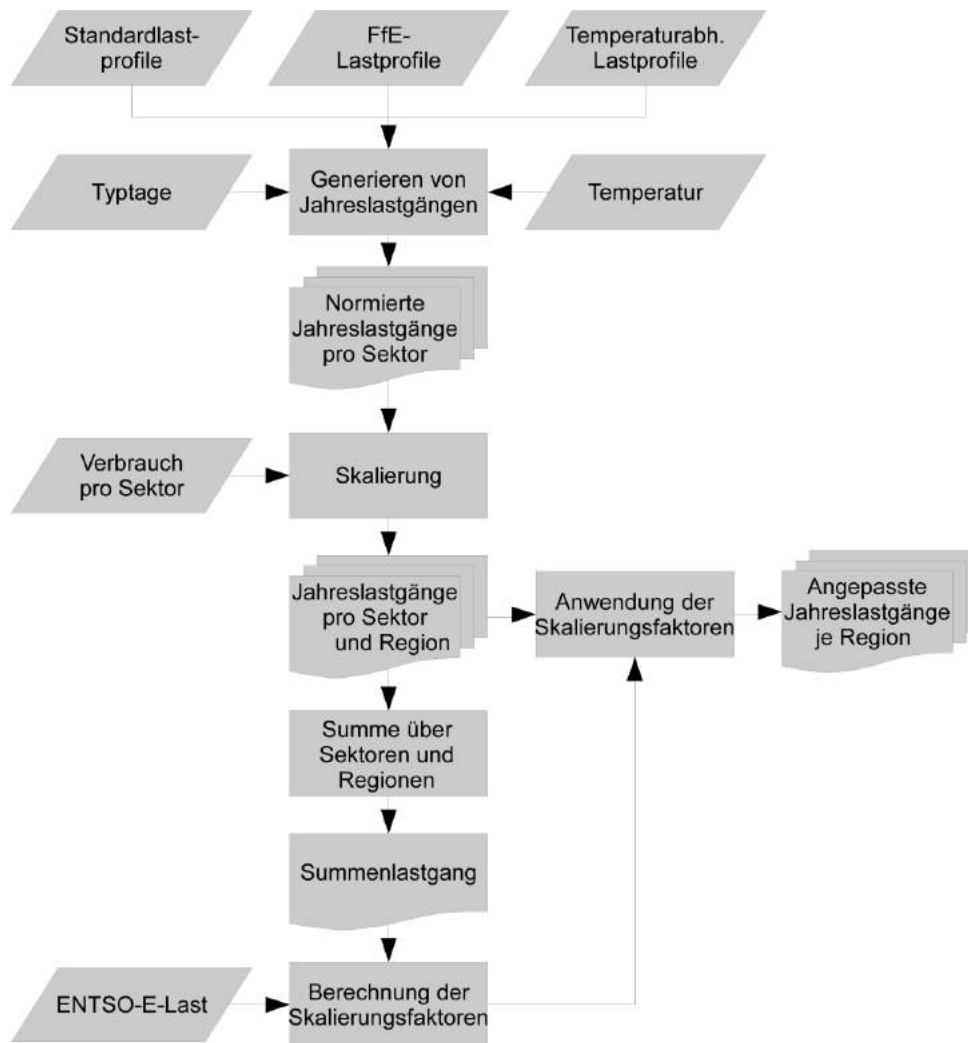


Abbildung 4-40: Vorgehensweise zur Lastgangmodellierung

Das vorgestellte Verfahren wurde sowohl für die Regionen in Deutschland als auch in Österreich eingesetzt. Für die europäischen Netzregionen kann in Folge der uninodalen Modellierungen auf eine Differenzierung verzichtet werden. Hier erfolgt eine Skalierung der normierten Profile nach ENTSO-E.

4.1.6 Wärmeverbrauch

Der Wärmeverbrauch wird für die Sektoren private Haushalte und GHD in die Anwendungen Raumwärme und Warmwasser, für den Sektor Industrie in Raumwärme und Prozesswärme differenziert. Unabhängig hiervon wird die Entwicklung des Fernwärmeabsatzes in Anlehnung an /FFE-02 12/ in Kapitel 4.1.6.5 berücksichtigt.

4.1.6.1 Private Haushalte

Der Sektor private Haushalte wird mit dem in /FFE-02 12/ und /CORR-01 13/ entwickelten Gebäudemodell abgebildet. Das Modell orientiert sich an /AGFW-01 04/ und strebt eine konsistente Abbildung der Gebäudetypen zu /IWU-01 07/ an. Statistische Eingangsdaten sind /DESTATIS-08 14/, /DIN-01 07/, /DIN-01 03/, /REC-01 01/, /FFE-05 02/. Die Verbrauchsdaten wurden im Rahmen von verschiedenen Studien validiert /FFE-71 10/, /FFE-11 09/, /FFE-71 09/, /FFE-17 11/, /FFE-08 07/ , /FFE-83 11/.

Die Struktur im FREM ermöglicht eine jährliche Anpassung an die aktuelle Energiebilanz /BMWI-02 15/. Für das aktuelle Forschungsvorhaben wird das Jahr 2012 als Referenz festgelegt. In **Tabelle 4-11** sind die wesentlichen Daten auf Bundeslandebene aggregiert dargestellt.

Tabelle 4-11: *Wohngebäudesbestand und Wärmeverbrauch je Bundesland nach Gebäudemodell, Verbrauchsdaten zum Jahr 2012*

AGS	Bundesland	Gebäude in Tsd.	Wohneinheiten in Tsd.	Wohnfläche in Mio. m ²	Raumwärme in TWh	Warmwasser in TWh
01	SH	23	6	3	1,1	1,0
02	HH	24	5	4	2,4	0,7
03	NI	106	24	21	6,1	3,8
04	HB	21	6	2	0,5	0,4
05	NW	438	112	56	20,7	19,3
06	HE	41	7	9	2,9	6,0
07	RP	87	22	12	4,4	4,4
08	BW	86	16	24	6,0	6,9
09	BY	113	22	29	7,8	6,8
10	SL	19	4	4	1,0	1,0
11	BE	5	1	2	0,4	0,3
12	BB	31	8	5	1,5	0,8
13	MV	7	1	1	0,4	0,6
14	SN	46	11	9	2,3	2,0
15	ST	85	21	10	3,4	6,8
16	TH	19	4	5	1,2	0,6
	DE	1.149	270	195	62,1	61,4

4.1.6.2 Gewerbe, Handel und Dienstleistungen

Nach /BMWI-02 15/ beträgt der Endenergieverbrauch für den Sektor GHD im Jahr 2012 exklusive Stromanwendungen 242 TWh. Analog zur Berechnung des regional aufgelösten Stromverbrauchs in Anlehnung an /ISI-01 11/ wird der Brennstoff und Fernwärmeverbrauch über die Erwerbstätigenzahlen bestimmt. Der resultierende Wert von 244,5 TWh ist in guter Übereinstimmung mit /BMWI-02 15/, die regionale Verteilung ist in **Tabelle 4-12** dargestellt.

Die Datenbasis ermöglicht für jede Gemeinde die Angabe des Brennstoffeinsatzes in den verschiedenen Wirtschaftszweigen. Zum Beispiel für Gastronomie, Abwasserentsorgung, Versicherungen, Informationsdienstleistungen und weitere. Im Rahmen des Forschungsvorhabens erfolgte keine nach Wirtschaftszweigen differenzierte Untersuchung.

Tabelle 4-12: *Brennstoff- und Fernwärmeeinsatz im Sektor GHD je Bundesland, Verbrauchsdaten zum Jahr 2012*

AGS	Bundesland	Brennstoff und Fernwärmeeinsatz in TWh
01	SH	9
02	HH	7
03	NI	23
04	HB	2
05	NW	53
06	HE	19
07	RP	11
08	BW	31
09	BY	39
10	SL	3
11	BE	12
12	BB	7
13	MV	5
14	SN	11
15	ST	6
16	TH	6
	DE	244

4.1.6.3 Industrie

Der Brennstoffeinsatz in der Industrie (inklusive 270 TWh nicht energetischem Verbrauch nach /BMWI-02 15/) kann in regionaler Auflösung aus /DESTATIS-08 14/ bestimmt werden. Im Gegensatz zum Sektor GHD sind bei der Ermittlung des Wärmeverbrauchs die Eigenerzeugungsanlagen nach /DESTATIS-10 13/ zu berücksichtigen, vgl. Abbildung 4-39. Die regional aufgelösten Daten nach /DESTATIS-08 14/ sind somit geeignet aufzubereiten um eine zu /BMWI-02 15/) konsistente Abbildung zu gewährleisten. Die verschiedenen Eingangsdaten sind in **Tabelle 4-13** zusammengefasst.

Tabelle 4-13: *Eingangsdaten zur Ermittlung des Wärmeverbrauchs im Sektor Industrie*

Brennstoffeinsatz (inkl. n.energetisch)	Fernwärme	Strom	Nichtenergetischer Verbrauch
1.147 TWh	62 TWh	240 TWh	271 TWh
/DESTATIS-08 14/ Tabelle 060	/DESTATIS-08 14/ Tabelle 060	/DESTATIS-08 14/ Tabelle 060	/BMWI-02 15/ Tab 5

Endenergie	Wärme	Brennstoffeinsatz	Stromerzeugung	Wärmeerzeugung
718 TWh	530 TWh	196 TWh	44 TWh	95 TWh
/BMWI-02 15/ Tab 7	/BMWI-02 15/ Tab 7	/DESTATIS-10 13/ Tabelle 1.3	/DESTATIS-10 13/ Tabelle 2.1	/DESTATIS-10 13/ Tabelle 2.1

Aus /DESTATIS-08 14/ kann der Brennstoffeinsatz (inklusive nicht energetischem Einsatz) je Landkreis dargestellt werden. Abzüglich nichtenergetischem Verbrauch, Strom (exklusive Eigenerzeugung), Fernwärme und Eigenstromerzeugung (inkl. anteiliger Umwandlungsverluste) nach /DESTATIS-10 13/ resultiert ein Brennstoffeinsatz zur Bereitstellung von Wärme von rund 560 TWh.

Der Endenergieverbrauch Wärme /BMWI-02 15/ (exklusive Fernwärme) beträgt 468 TWh. Unter Berücksichtigung des Brennstoffeinsatzes von 560 TWh ergibt sich ein plausibler Nutzungsgrad von rund 83,5 %.

Dieser Brennstoff wird in Heizwerken und KWK-Anlagen (anteilig) in Wärme umgewandelt (vgl. /BMWI-02 15/). In Tabelle 4-14 sind die resultierenden Verbrauchswerte für Brennstoff und Wärme je Bundesland aggregiert dargestellt. Die Zahlen weichen als Folge der Aufbereitungsschritte und der Anreicherung mit weiteren Informationen geringfügig von den ausgewiesenen Bundeslandwerten nach /DESTATIS-08 14/ ab.

Tabelle 4-14: *Wärme- und Brennstoffverbrauch Industrie je Bundesland*

AGS	Bundesland	Brennstoff (inkl. NE)	nicht-energetisch	Strom Netz	Brennstoff KWK Stromanteil	Wärme Netz	Brennstoff für Wärme	Wärme
01	SH	23	6	3	1,1	1,0	12	10
02	HH	24	5	4	2,4	0,7	12	10
03	NI	106	24	21	6,1	3,8	50	42
04	HB	21	6	2	0,5	0,4	12	10
05	NW	438	112	56	20,7	19,3	230	192
06	HE	41	7	9	2,9	6,0	15	13
07	RP	87	22	12	4,4	4,4	45	38
08	BW	86	16	24	6,0	6,9	33	28
09	BY	113	22	29	7,8	6,8	48	40
10	SL	19	4	4	1,0	1,0	9	8
11	BE	5	1	2	0,4	0,3	2	2
12	BB	31	8	5	1,5	0,8	16	14
13	MV	7	1	1	0,4	0,6	3	2
14	SN	46	11	9	2,3	2,0	22	18
15	ST	85	21	10	3,4	6,8	44	37
16	TH	19	4	5	1,2	0,6	8	7
	DE	1.149	270	195	62,1	61,4	560	468

In /STATAT-06 13/ werden detaillierte Daten für die Kraftwerke und Heizwerke von unternehmenseigenen Anlagen (UEA) veröffentlicht. Diese UEA werden überwiegend in der Industrie betrieben. Somit steht eine regional-, nach Brennstoffeinsatz, Anlagentyp und Energieausstoß differenzierte statistische Datenbasis zu den Industrieanlagen zur Verfügung. Der gesamte Energieverbrauch der Industrie wird in gleicher Form, aber differenziert nach Sektoren ausgewiesen. Eine weitere Aufbereitung der Energiedaten ist nicht notwendig. Eine Regionalisierung auf Bezirksebene kann mit dem Verfahren nach Kapitel 4.1.2.3 (f) basierend auf der Einwohnerzahl erfolgen.

4.1.6.4 Entwicklung

Die Entwicklung des Wärmeverbrauchs basiert auf externen Szenarien, analog zur Entwicklung des Stromverbrauchs. Diese sind für Deutschland die Vorgaben aus dem Forschungsverbund Energiespeicher und für Österreich die Studie „Visionen 2050“. Die BZE für die Fortschreibung werden wie im Stromsektor gewählt.

4.1.6.5 Fernwärmenetze

Eine regional, zeitlich und nach Sektoren aufgelöste Abbildung der Fernwärmenetze ist notwendig, um Wechselwirkungen zwischen KWK-Anlagen, thermischen Speichern und Power2Heat-Anlagen mit den Strompreisen geeignet abbilden zu können. Der

Fernwärmeverbrauch wird in die Sektoren öffentliche Versorgung (GHD und private Haushalte) und Industrie differenziert. Die regionale Auflösung im FREM sind die einzelnen Fernwärmenetze. Für viele Fragestellungen werden Aggregate wie zum Beispiel verbundene Fernwärmenetze bzw. Fernwärmeschienen gebildet. Im Rahmen von MOS2030 werden für die Anwendung von ISAaR Aggregate je Netzregion gebildet. Weiterhin erhalten bleibt eine Differenzierung nach Sektoren, um die unterschiedlichen Wärmebereitstellungstechnologien abbilden zu können, siehe auch /FFE-29 15/.

Bestand

Der Bestand an Fernwärmenetzen und typischen maximalen Fernwärmelasten sowie der zugrunde gelegte Anlagenpark an Heizwerken und KWK-Anlagen erfolgt durch eine umfassende Recherche und Auswertung folgender Quellen:

- AGFW-Hauptberichte zu verschiedenen Jahren /AGFW-03 09/, /AGFW-05 09/, /AGFW-03 10/, /AGFW-03 11/, /AGFW-03 12/, /AGFW-01 13/, /AGFW-02 14/, /AGFW-01 15/
- Fernwärmeverbrauch der Industrie je Landkreis /DESTATIS-08 14/
- Ergebnisse und Entwicklung des Fernwärmeabsatzes nach /FFE-02 12/
- Detaillierte Daten zu Österreich nach /STATAT-06 13/
- Recherche von nicht abgebildeten Fernwärmenetzen in Deutschland
- Recherche von Fernwärmenetzen in Österreich

Für die Industrie in Deutschland beträgt der Fernwärmeverbrauch 62 TWh /DESTATIS-08 14/ bzw. 58 TWh Endenergie /BMWI-02 15/. Auf die Sektoren GHD und private Haushalte entfällt für das Jahr 2012 eine Endenergie von 61 TWh /BMWI-02 15/. Der AGFW-Hauptbericht für das Jahr 2012 /AGFW-01 13/ weist eine Wärmenetzeinspeisung von 78 TWh aus. Auf Basis von /AGFW-03 09/ lässt sich abschätzen, dass von diesen 78 TWh mindestens 6 TWh auf die Industrie entfallen. Abzüglich von 11 % Wärmenetzverlusten verbleibt ein Verbrauch von maximal 64 TWh für die Sektoren GHD und private Haushalte. Diese Angaben sind plausibel mit /BMWI-02 15/. Unter Umständen werden kleine Teile der Industriefernwärme – wie zum Beispiel zur Bereitstellung von Raumwärme – nicht eindeutig im AGFW-Hauptbericht erfasst.

Die detaillierten Daten zu einzelnen Fernwärmenetzen müssen teilweise aus verschiedenen Jahren zusammengetragen werden. Zu den aktuelleren Datensätzen liegen keine Informationen zur Wärmeabgabe an andere Fernwärmenetze vor. Diese Wärmeabgabe wird durch Recherchen in älteren Hauptberichten ergänzt. Alle Abgaben sind um die Wärmeabgabe für Produktion zu verringern.

In **Abbildung 4-41** ist die resultierende Fernwärmelast je Netzregion und Sektor dargestellt. Zusätzlich erfolgt in dieser Darstellung eine Abschätzung des Heizwerkeinsatzes in Anlehnung an /FFE-29 15/. In MOS wird abweichend von dieser Darstellung der Einsatz der KWK-Anlagen und Heizwerke im Rahmen von ISAaR geplant. Die Synthese des Fernwärmelastgangs erfolgte mit dem Ansatz zur Modellierung von „KWK mit Wärmespeichern und Nachheizung“, siehe Berichtsteil 2, Kapitel 3.3.1.

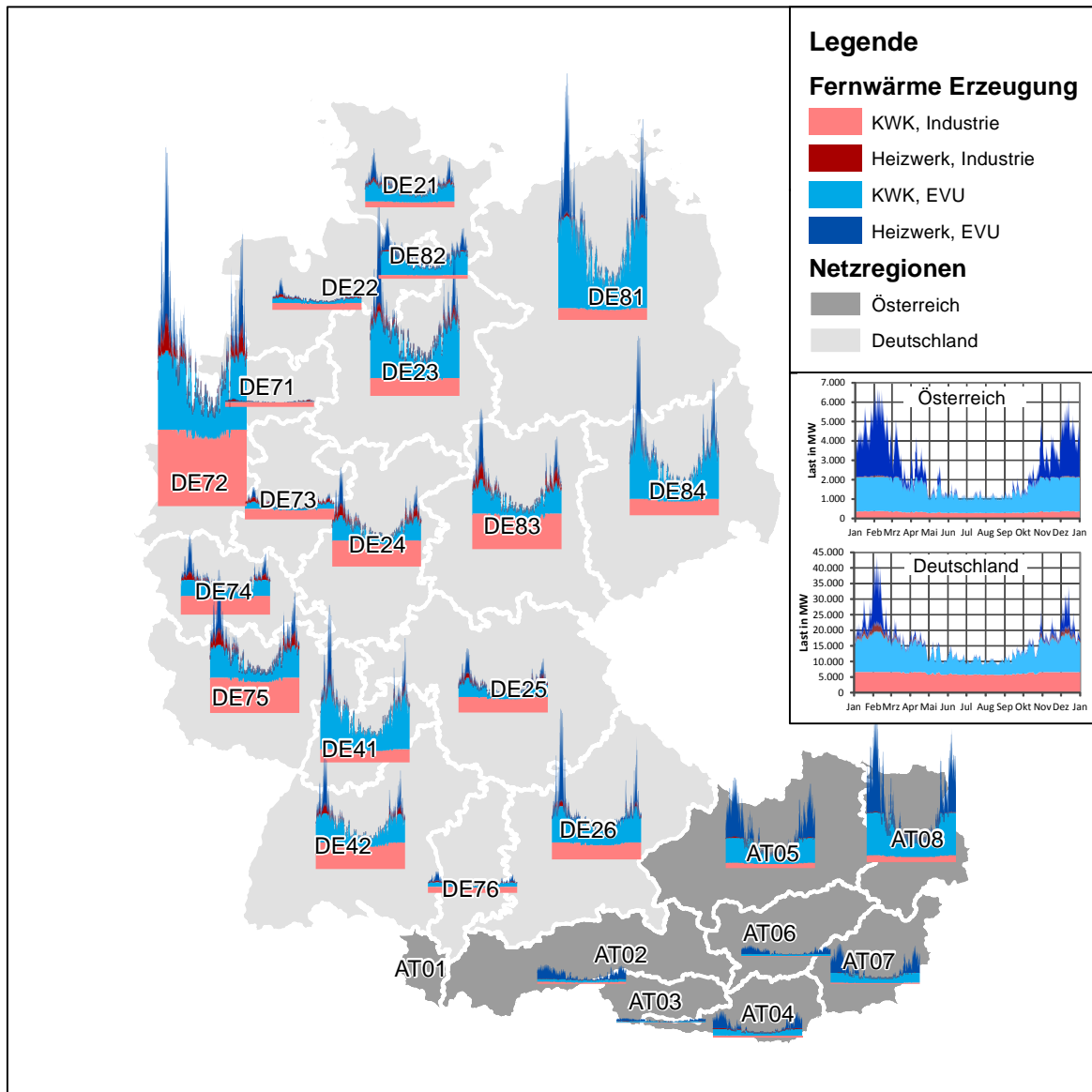


Abbildung 4-41: Fernwärmelast in Deutschland und Österreich /FFE-29 15/

Entwicklung

Die Entwicklung des Fernwärmeverbrauchs erfolgt wie auch der Lastgang basierend auf den in /FFE-01 12/ und /FFE-02 12/ entwickelten Modellen und Ergebnissen. In /FFE-01 12/ wurde die Entwicklung des Fernwärmepotenzials bis 2030 bestimmt. Die Entwicklung des Potenzials und Absatzes von Fernwärme in Deutschland ist in **Abbildung 4-43** dargestellt. Im Rahmen von MOS wird angenommen, dass Deutschlandweit der in Folge des sinkenden Wärmebedarfs abnehmende Fernwärmeabsatz durch eine Verdichtung kompensiert werden. Dies führt regional zu einer unterschiedlichen Entwicklung des Fernwärmeverbrauchs.

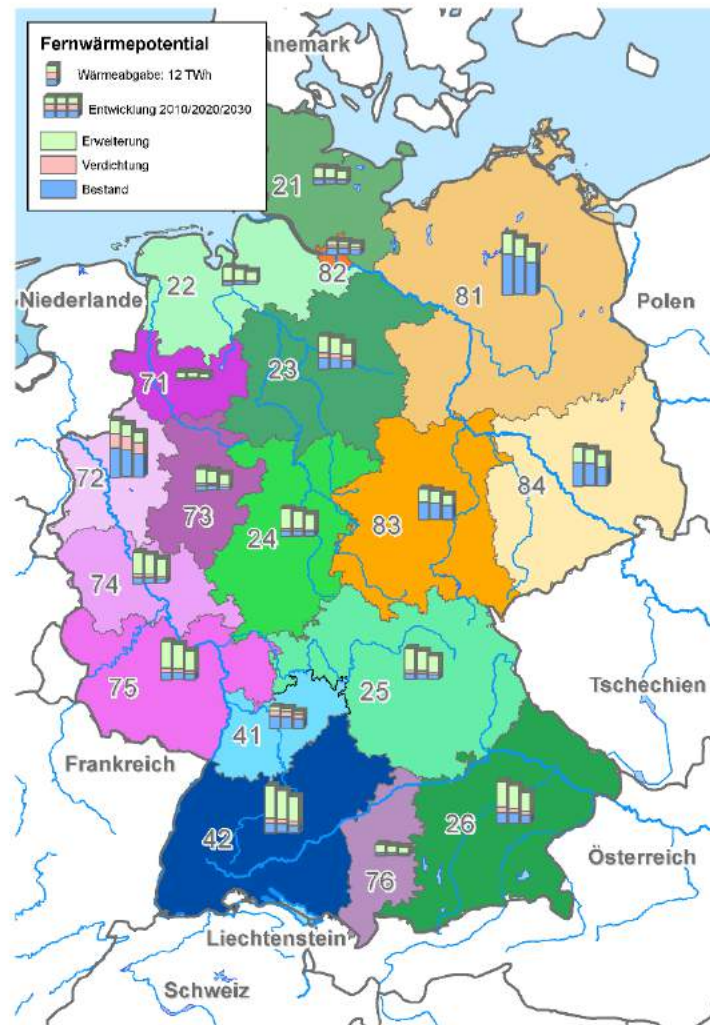


Abbildung 4-42: Entwicklung des Fernwärmepotenzials je Energieregion bis zum Jahr 2030 / FFE-01 12/

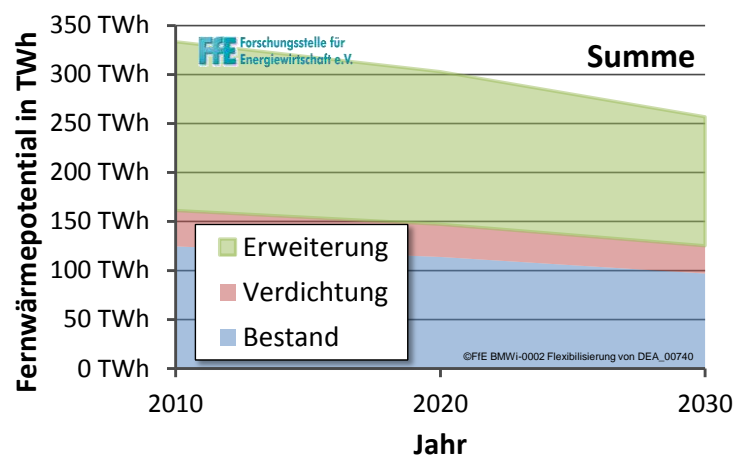


Abbildung 4-43: Entwicklung des gesamten Potenzials und Absatzes von Fernwärme bis zum Jahr 2030

4.1.7 Kraftwerke

Die Datengrundlage für konventionelle Kraftwerke hat einen wesentlichen Einfluss auf die Modellierung eines Energiesystems. Hierbei spielen sowohl die installierten Leistungen nach Kraftwerkstyp als auch Informationen zur Wärmeauskopplung bei KWK-Anlagen und darüber, ob es sich um ein Kraftwerk der öffentlichen Versorgung oder um ein Industriekraftwerk handelt eine wichtige Rolle. Die letzten beiden Informationen liegen für Deutschland und Österreich vor.

4.1.7.1 Bestandslisten

Deutschland: Der Kraftwerksbestand in Deutschland setzt sich aus den Kraftwerkslisten der Bundesnetzagentur (/BNETZA-02 15/ für 2015 und folgende, /BNETZA-15 14/ für 2014, /BNETZA-07 14/ für 2013 und /BNETZA-04 13/ für 2012) sowie den Zu- und Rückbaulisten /BNETZA-03 15/ zusammen. Zusätzlich werden in /BNETZA-02 15/ 3,31 GW nicht regionalisierte Kraftwerksleistung aus konventionellen Kraftwerken kleiner 10 MW ausgeschrieben. Um diesen Anteil nicht zu vernachlässigen, wird für eine regionalisierte Modellierung auf die Daten nach /BAFA-01 14/ zurückgegriffen, welche Stromerzeugungskapazitäten von 3,28 GW aus KWK-Anlagen kleiner 10 MW ausweisen. Durch eine Skalierung dieser Daten werden die installierten Kapazitäten um 854 MW reduziert, da es sich hierbei gemäß /DESTATIS-11 14/ um Anlagen der industriellen Eigenerzeugung handelt.

Österreich: In Österreich wird der Kraftwerksbestand nach den Listen der Österreichischen Energiewirtschaft /ÖEW-01 13/ und E-Control /ECON-03 13/ angenommen.

Europa: Für den europäischen Kraftwerksbestand kann auf die Kraftwerkslisten von Kraftwerkskarten, /KWKA-01 14/, Platts /PLA-01 14/ und /SOAF-01 14/ zurückgegriffen werden. Die Verknüpfung der Listen erlaubt eine Vervollständigung von Datenlücken.

4.1.7.2 Kraftwärmekopplungsanlagen

Aufbauend auf den Arbeiten in /FFE-01 12/ wurde die Datenbasis für KWK-Anlagen erweitert. Die Parameterzuweisung erfolgt dabei in erster Linie durch eine Verschneidung der Informationen aus /AGFW-01 13/, /BNETZA-15 14/ und /UBA-06 13/. Fehlende Daten wurden durch Einzelrecherchen oder durch Annahmen aufgrund vorhandener Parameter ergänzt. Zu den relevanten Informationen zählt, ob es sich um eine Gegendruck- oder Entnahmekondensationsanlage handelt und über welche Stromkennzahl die Anlage verfügt. In **Abbildung 4-44** ist der Anteil an der elektrischen Leistung nach Zuweisungsart und Anlagentyp gezeigt.

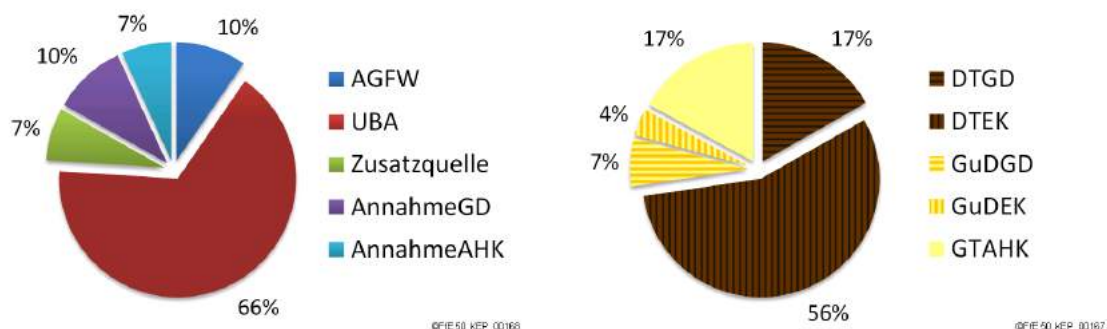


Abbildung 4-44: Anteil an der elektrischen Leistung der Zuweisungsart (links) und des Anlagentyps (rechts)

Für Österreich sind die thermischen Leistungen aus der Kraftwerksliste direkt gegeben oder es werden mittlere Stromkennzahlen angenommen. Die Zuweisung der Eigenschaft Entnahmekondensation wird für Österreich mit Hilfe der Bedingung $P_{el}/P_{th} > 1$ vorgenommen.

Heizwerke und thermische Speicher

Heizwerke stellen die Deckung der thermischen Last sicher und dienen der Besicherung von KWK-Anlagen. Es wird der Anteil der Heizwerke nach Energieträger und Netzregion nach /AGFW-03 10/ verwendet und die gesamte installierte Leistung auf die maximale regionale Last skaliert. Insgesamt werden 72,6 % der Heizwerke mit Gas, 10,1 % mit Steinkohle, 8,4 % mit Öl und 7,5 % mit Abfall befeuert. Die Wirkungsgrade der Heizwerke werden mit 80 % angenommen. Thermische Speicher werden nach /FFE-39 12/ berücksichtigt. Die installierten Ein- und Ausspeicherleistungen sowie Speicherkapazitäten sind in **Tabelle 4-15** aufgeführt.

Tabelle 4-15: Speicherkapazitäten und Ein- und Ausspeicherleistungen des Bestandes thermischer Speicher

Land	Speicherkapazität in MWh	Ein- und Ausspeicherleistung in MWth
Deutschland	22.539	2.403
Österreich	6.126	640

4.1.7.3 Industrieanlagen

Ein nicht zu vernachlässigender Anteil der Stromerzeugung (ca. 45 TWh im Jahr 2013 /DESTATIS-11 14/) stammt aus Kraftwerken, die einem Industriebetrieb zugeordnet werden können. Die FfE-Kraftwerksdatenbank im FREM wurde daher um Informationen bezüglich der Industriekraftwerke und des zugehörigen Wirtschaftssektors erweitert. In **Tabelle 4-16** ist eine Übersicht nach Sektoren und der Vergleich mit statistischen Daten dargestellt.

Tabelle 4-16: *Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe sowie im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erden nach /DESTATIS-11 14/ für das Jahr 2013 und installierte Leistungen nach FfE-Kraftwerksdatenbank¹²*

Wirtschaftszweig (WZ 2008)	Elektrizitätserzeugung (brutto - 2013) in GWh _{el}	Engpassleistung elektrisch (brutto) in MW _{el}	Installierte Leistung (netto) in MW _{el}
Quelle	/DESTATIS-11 14/	/DESTATIS-11 14/	FfE- Kraftwerksdatenbank
Insgesamt	44 891	9 733	8 598 (-12 %)
B Bergbau u.Gew. v. Steinen u. Erden	1 595	205	863,5 (+321 %)
05 Kohlenbergbau	1 368	160	
06 Gewinnung von Erdöl und Erdgas			863,5
08 Gew. v. Steinen u. Erden, sonst. Bergbau	78	17	
C Verarbeitendes Gewerbe	43 297	9 528	7 734 (-18 %)
10 H.v. Nahrungs- und Futtermittel	2 644	937	378,8 (-60 %)
13 H.v. Textilien	25	17	
16 H.v. Holz-, Flecht-, Korb- und Korkwaren (ohne H.v. Möbel)	2 117	571	13,5 (-97 %)
17 H.v. Papier, Pappe und Waren daraus	6 608	1 407	1127,63 (-19 %)
18 Druckgewerbe u. Vervielfältigung			22
19 Kokerei und Mineralölverarbeitung	6 715	1 435	
20 H.v. chemischen Erzeugnissen	15 685	3 061	3765 (+22 %)
21 Herstellung v. pharmazeut. Erzeugnissen			10
22 Herstellung v. Gummi- u. Kunststoffwaren			22,1
23 H.v. Glas und Glaswaren, Keramik, Verarb. v. Steinen u. Erden	274	61	
24 Metallherzeugung u. -bearbeitung	7 416	1 515	1641 (+8 %)
25 Herstellung von Metallernzeugnissen			26,5
29 Hrst. v. Kraftwagen u. Kraftwagenteilen			727,9

¹² Die Differenzen ergeben sich zum einen aus der Vernachlässigung von Kraftwerksblöcken kleiner 10 MW in der FfE-Kraftwerksdatenbank, da hier die Grundlage die BNetzA-Kraftwerksliste darstellt und diese nur Kapazitäten oberhalb 10 MW blockscharf veröffentlicht. In /DESTATIS-11 14/ beträgt die aufsummierte Engpassleistung dieser Kraftwerke 884 MW. Zum anderen werden brutto und netto Werte gegenübergestellt. Des Weiteren ist die Konsistenz zwischen den beiden Datensätzen bezüglich der Zuweisungslogik zu Wirtschaftszweigen nicht gegeben.

Mit dem Ziel, eine valide Grundlage für die spätere Modellierung der Industriekraftwerke zu schaffen, wurden drei Anreize für den Kraftwerksbetrieb an Industriestandorten identifiziert:

1. Bereitstellung von Prozessdampf und Fernwärme
2. Eigenstromerzeugung
3. Verfeuerung von Abfallprodukten aus Industrieprozessen (z. B. Gichtgas, Raffineriegas etc.)

Dabei wird die Eigenstromerzeugung und die Bereitstellung von Prozessdampf und Fernwärme in der Regel miteinander kombiniert. Diese Anreize wirken je nach Typ des Kraftwerks unterschiedlich und erfordern eine Differenzierung in Bezug auf dessen Abbildung im Optimierungsmodell, das in Kapitel 4.2.3 beschrieben wird.

Eine Aufschlüsselung nach Wirtschaftszweigen ist in **Tabelle 4-17** zu finden. Es ist zu beachten, dass es sich jeweils um Teilmengen handelt und daher ein einzelnes Kraftwerk auch mehreren Anreizgruppen zugeordnet werden kann.

Tabelle 4-17: *Anreizmechanismen für Industriekraftwerke – Auswertung der installierten Leistung (netto) der FfE-Kraftwerksdatenbank nach Wirtschaftszweigen*

Wirtschaftszweig (WZ 2008)	Anreiz: Industrielle Fernwärme (netto) in MW _{el}	Anreiz: Eigenstrom- versorgung (netto) in MW _{el}	Anreiz: Verfeuerung von Abfallprodukten (netto) in MW _{el}
B06 Gewinnung von Erdöl und Erdgas	770	802,2	61,3
C10 Hrst. von Nahrungs- und Futtermitteln	378,8	378,8	0
C16 Hrst.v.Holz-,Korb-,Korkwaren(ohne Möbel)	13,5	13,5	0
C17 Hrst. v. Papier, Pappe u. Waren daraus	1298,7	1302,13	0
C18 Druckgewerbe u. Vervielfältigung	22	22	0
C19 Kokerei und Mineralölverarbeitung	52	52	0
C20 Herstellung von chemischen Erzeugnissen	6116,1	4312,6	95,8
C21 Herstellung v. pharmazeut. Erzeugnissen	10	10	0
C22 Herstellung v. Gummi- u. Kunststoffwaren	22,1	22,1	0
C24 Metallerzeugung u. -bearbeitung	-	295,5	1951,5
C25 Herstellung von Metallerzeugnissen	26,5	26,5	0
C29 Hrst. v. Kraftwagen u. Kraftwagenteilen	727,9	727,9	0
Summe in GW_{el}	9437,6	7965,2	2108,6

Für einige Industrieunternehmen und -parks ist es rentabel, aufgrund des hohen Strombedarfs eigene Kraftwerke zu betreiben. Unternehmen, die keine Befreiung von der EEG-Umlage erhalten, da sie nicht als „stromintensive Industrie“ eingestuft werden, können durch den Betrieb eines Kraftwerks Abgaben sparen. Diese Abgaben setzen sich aus EEG-Umlage, Konzessionsabgabe, KWK-Aufschlag, §19-Umlage und der Offshore-Haftungsumlage zusammen und werden bei netzbezogenem Strom fällig. (Siehe Abbildung 4-45)

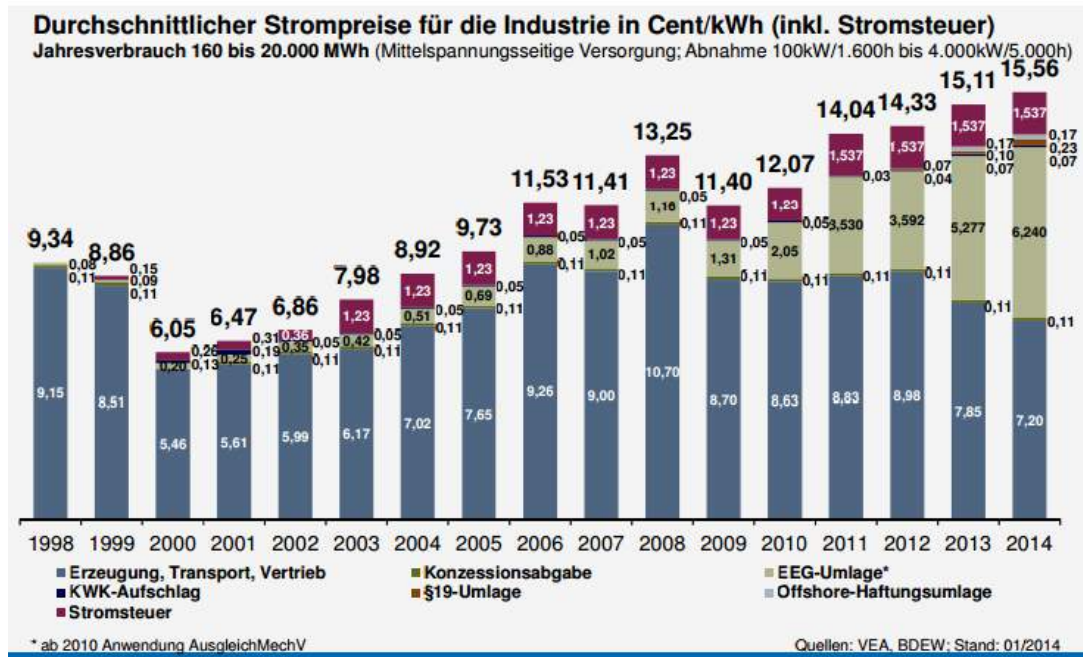


Abbildung 4-45: *Entwicklung und Zusammensetzung der durchschnittlichen Industriestrompreise in Deutschland seit 1998 (nach /BDEW-08 14/)*

Der Anreiz für Industrieanlagen, den Eigenstrombedarf zu decken, kann auf 83,6 € pro produzierter MWh im Jahr 2014 beziffert werden. Eine Auswertung nach /DESTATIS-11 14/ bezüglich des Erzeugungsverhaltens von Industriekraftwerken ergibt, dass die Kraftwerke zur Eigenstromerzeugung im verarbeitenden Gewerbe durchschnittlich mit 4500 Volllaststunden betrieben werden.

Einen weiteren Anreizmechanismus stellt die Verfeuerung von Restgasen oder –ölen aus Industrieprozessen, wie z. B. der Metallherstellung dar. So haben mit Gichtgas (Hochofen-Gas) betriebene Kraftwerke die Vorgabe, das bei der Produktion anfallende Gas stets verfeuern zu können. Eine Untersuchung historischer Erzeugungsdaten ergibt einen durchschnittlichen Wert von 4900 Volllaststunden für die Kraftwerke aus dem Wirtschaftszeit „Metallerzeugung und -bearbeitung“ nach /DESTATIS-11 14/.

4.1.8 Übertragungsnetz

Aufgrund der engen Verknüpfung von Bestands- und Zubaudaten wird in diesem Kapitel ein Überblick zur Datenbasis gegeben. Zudem wird die methodische Herangehensweise zur Ermittlung von Übertragungskapazitäten erläutert. Die Ableitung und Definition der Netzszenarien findet in Kapitel 4.3.4 statt.

4.1.8.1 Datenbasis

Das Übertragungsnetz und dessen Ausbau werden bereits in vielen Studien thematisiert. In Deutschland zählen dazu unter anderem die DENA-Netzstudie I /DENA-03 05/ und II /DENA-17 10/ sowie der jährlich erstellte Netzentwicklungsplan /NEP-01 13/. Für Österreich existiert ebenfalls ein Netzentwicklungsplan der APG /APG-01 13/.

Grund für den Netzausbaubedarf in Deutschland ist die immer stärkere räumliche Trennung zwischen Verbrauchs- und Erzeugungszentren. Dies geschieht u. a. durch den

verstärkt im Norden stattfindenden Ausbau der Windenergie und den Ausstieg aus der Kernenergie. Aus europäischer Perspektive soll die Ausweitung des europäischen Strommarktes vorangetrieben werden. Dabei sind eine verstärkte physikalische Kopplung der Marktgebiete und der Ausbau der erneuerbaren Energien wichtige Aspekte.

Für die vorliegende Studie wird kein gesonderter Netzausbaubedarf ermittelt. Vielmehr werden zwei Szenarien für den zu erwartenden Netzausbau von den deutschen und österreichischen Netzentwicklungsplänen sowie dem Ten-Year-Network-Development-Plan /ENTSOE 03-12/ der Entso-E abgeleitet. Dieses Vorgehen ist durch die detaillierteren Lastflussberechnungen der genannten Studien im Vergleich zu der Netzberechnung, wie sie in der vorliegenden Studie angewandt wird, motiviert. Die wichtigsten Charakteristika der zur Verfügung stehenden Quellen werden kurz beschrieben.

Der deutsche NEP

Der Netzausbau basiert in Deutschland im Wesentlichen auf dem Netzentwicklungsplan (NEP). Dieser wird seit 2012 von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) erstellt und von der BNetzA unter Beteiligung der Öffentlichkeit geprüft und genehmigt.

Darin werden drei Rahmenszenarien für einen Zeitraum von 10 Jahren ab Erstellungsjahr erstellt. Diese Szenarien beschreiben mögliche Entwicklungen der deutschen Energielandschaft, vornehmlich Kraftwerkspark- und Lastentwicklung. Wesentlicher Unterschied der Szenarien ist der Ausbaugrad der erneuerbaren Energien. Dieser reicht von „schwach“ (Szenario A) über „wie allgemein erwartet“ (Szenario B) zu „stark“ (Szenario C). Alle drei Szenarien bilden einen Szenarientrichter, welcher einen Teil der zu erwartenden Entwicklungen abbildet. Szenario B wird allgemein als am wahrscheinlichsten angenommen und deswegen um weitere 10 Jahre fortgeschrieben.

Mit Hilfe dieser Szenarien kann die zu erwartende Mehrbelastung der deutschen Hoch- und Höchstspannungsnetze im jeweiligen Zeitschritt bestimmt werden. Zur Vermeidung von kritischen Netzzuständen werden anschließend Netzausbaumaßnahmen festgelegt.

Das für den NEP verwendete Studiennetzmodell /BNETZA-14 14/ wurde von der BNetzA auf Anfrage bezogen und stellt aufgrund der detaillierten Ausweisung von Betriebsmitteldaten einen relevanten Teil der Eingangsdaten dar.

Der österreichische NEP 2013

Der österreichische NEP basiert auf dem APG – Masterplan 2020, welcher erstmals 2009 erstellt wurde und die Entwicklung der österreichischen und für Österreich relevanten Energiesysteme bis 2020 beschreibt. Auf der Basis von Studien wie der Dena Netzstudie II oder dem TYNDP, kommt der Masterplan zu dem Schluss, dass es durch das Zusammenspiel vom Ausbau hochvolatiler Windenergieerzeugung in den Nachbarstaaten mit der Aufstockung österreichischer Pumpspeicherwerke zu erheblichen Mehrbelastungen im österreichischen Verbundnetz kommt. Insbesondere werden die Grenzkuppelstellen und landesinternen Nord-Süd Verbindungen als problematisch identifiziert. Als Lösungsvorschlag werden im NEP jährlich dringende Netzausbaumaßnahmen diskutiert. Mit dem NEP 2014 sind es derzeit 45 genehmigte Projekte.

Der TYNDP

Das Äquivalent zu den NEP auf gesamteuropäischer Netzebene ist der sogenannte Ten Year Net Development Plan – TYNDP. Er wird alle 2 Jahre erstellt und deckt in der aktuellsten Version einen Zeitraum bis 2030 ab. In der Version von 2013 werden darin 112 auf Europa verteilte Investitionsvorschläge ausgewiesen, welche aus Sicht des Verbandes europäischer Übertragungsnetzbetreiber „ENTSO-E“ für den zukünftigen Netzbetrieb relevant sind. Das Szenario „EU2020“ wurde hierbei als minimales Szenario so gewählt, dass mindestens die EU-Vorgaben nach Treibhausgasemissionsminderung und Energieeffizienz erfüllt werden. Das „Szenario B“ basiert auf „optimistischeren“ Annahmen der jeweiligen Netzbetreiber der Staaten. Die Szenarien werden im sogenannten „Scenario Outlook and Adequacy Forecast“ /ENTSOE-03 12/ beschrieben. Für die finalen Berechnungen des Projektes wird das Monitoring Update des TYNDP 2013 verwendet, um zusammen der ENTSO-E Grid Map 2013 eine konsistente Datengrundlage zu bilden.

Die statischen Netzmodelle der Netzbetreiber

Eine direkte Veröffentlichung von Netzdaten durch ÜNBs stellt eine verlässliche Quelle zur Bildung von Netzmodellen dar. In /TNT-01 15/, /AMP-01 15/, /TNG-01 15/ und /APG-01 15/ werden die statischen Netzmodelle der ÜNBs in Deutschland und Österreich veröffentlicht. Für das Netzgebiet von 50Hertz Transmission lagen keine Daten zum Stand September 2015 vor.

Grenzüberschreitende Handelskapazitäten

Da insbesondere die Grenzkuppelstellen zumeist als Punkt-zu-Punkt Verbindungen ausgelegt sind, müssen die Netzbetreiber hier besonders darauf achten, dass die Leitungsauslastungen, beispielsweise durch zu große Handelsvolumina, nicht überschritten werden. Aus diesem Grund werden die sogenannten **NTCs – „Net Transfer Capacities“** von den Netzbetreibern bestimmt. Diese sind ein Maß für die zwischen einzelnen Ländern oder Ländergruppen handelbaren Leistungen, bei denen die Netzsicherheit nicht gefährdet ist. Sie werden so bestimmt, dass die gehandelte Energiemenge im von beiden Seiten prognostizierten Netzzustand auch bei Betriebsmittelausfällen noch übertragen werden kann, um eine Erfüllung der geschlossenen Verträge zu garantieren.

Hierzu führen die beteiligten Netzbetreiber unter gegenseitigem Austausch auf Basis von Prognosedatensätzen Lastflussberechnungen durch. Ausgehend von dem ermittelten Basisfall wird sukzessive die Erzeugung im eigenen Netzgebiet erhöht und im benachbarten reduziert, um mögliche Fahrplanabweichungen aufgrund unterschiedlicher Erzeugungspreisentwicklungen zu simulieren. Aus den sich einstellenden Leistungsflüssen, bei denen das n-1 Kriterium gerade noch erfüllt ist, werden dann schließlich unter Berücksichtigung der „Transmission Reliability Margin“ (TRM) die NTCs festgelegt und anschließend für den grenzüberschreitenden Handel freigegeben /ENTSOE-01 01/.

Einen großen Einfluss hierauf haben Ringflüsse. Die regenerativen Erzeugungsprognosen sind in den Datensätzen zur NTC-Bestimmung enthalten. Beispielsweise drängt in Starkwindsituationen der deutsche Windstrom aus dem Norden verstärkt über die Grenzen und fließt als Ringstrom in den Westen und Süden

Deutschlands. Somit verringert er die zulässige Transfersteigerung (ΔE) durch konventionelle Kraftwerke im Grenzbereich. Dies erhöht die Lastflüsse über die Grenzkupplstellen bereits im Basisfall und die ausweisbaren NTCs sinken. Dieser Zusammenhang ist in **Abbildung 4-46** für die gesamtdeutschen NTCs dargestellt.

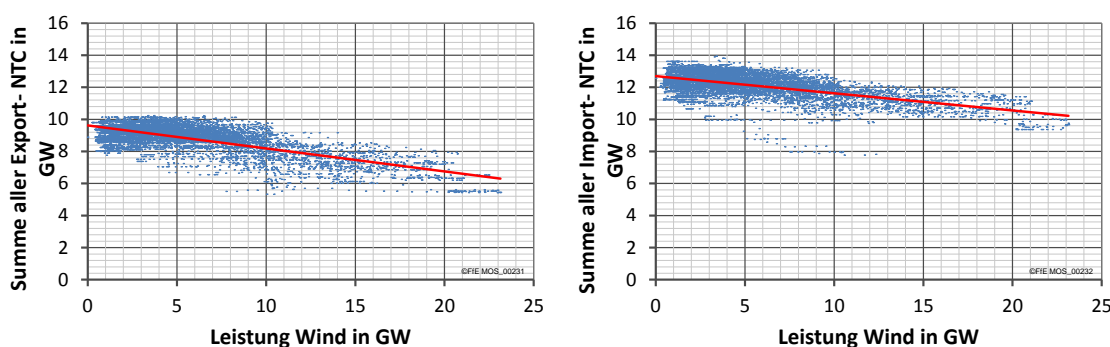


Abbildung 4-46: *Verfügbare Export- und Import NTC des Jahres 2012.*

Quellen: NTC: /Entsoe-01 14/; Windeinspeisung /EEX-01 12/

In der CWE-Region (Central-Western-Europe) wurde 2015 vom NTC-basierten Verfahren auf das Flow-Based-Market-Coupling umgestellt. Dieses Verfahren erlaubt es, den sicheren Bereich des Netzbetriebs im Handel besser auszunutzen zu können. In /BMU-10 12/ wird geschätzt, dass dadurch die Handelsflüsse um 20 bis 30 % ansteigen werden. In den Szenarien in Kapitel 4.3.4 werden daher die NTCs der Jahre vor 2015 mit Ausnahmen von HGÜ-Leitungen für Simulationsjahre ab 2015 mit einem Faktor von 1,2 multipliziert.

4.1.8.2 Bestimmung der Transferkapazitäten

Für die Gebiete Deutschland, Österreich und restliches Europa liegen die zur Verfügung stehenden Daten zum bestehenden Netz und Netzausbau in unterschiedlicher Qualität vor. In den folgenden Abschnitten werden die Grundlagen zur Ableitung der Transferkapazitäten auf Basis physikalischer Kenngrößen beschrieben und anschließend die verwendete Methodik zur Bestimmung der LTC in jedem der Gebiete erläutert.

Grundlagen

Die maximale Leistung, die eine Leitung transportieren kann, hängt von der Dauerstrombelastbarkeit der Leiter ab. Diese maximal übertragbare Scheinleistung wird als **thermische Grenzleistung** S_{th} bezeichnet und berechnet sich aus der Nennspannung U_n , dem Bemessungsstrom I_r und der Anzahl der Leiter n .

$$S_{th} = \sqrt{3} \cdot n \cdot U_n \cdot I_r \quad (4-5)$$

Diese thermische Grenzleistung stellt in der Hochspannung nicht den alleinigen Planungsgrundsatz dar, da hierbei weder die Stabilität der Übertragung noch mögliche Leitungsausfälle berücksichtigt werden. Durch die Leiterinduktivitäten (Kapazitäts- und Induktivitätsbelag durch die Leiteranordnung) weist jeder Leiter einen spezifischen Blindleistungsbedarf auf, der neben einer verringerten Übertragungsleistung zu Spannungsunterschieden führt.

Der kapazitive Anteil dieser Blindleistung ist dabei unabhängig vom Belastungszustand, sondern hängt nur vom Kapazitätsbelag C' , der Leitungslänge l und Nennspannung ab:

$$Q_C = \omega \cdot C' \cdot l \cdot U_n^2 \quad (4-6)$$

Der induktive Anteil hingegen steigt mit steigender Belastung bzw. steigendem Leiterstrom und ist zusätzlich abhängig vom Induktivitätsbelag der Leitung L' :

$$Q_L = 3 \cdot \omega \cdot L' \cdot l \cdot I^2 \quad (4-7)$$

Der gesamte Blindleistungsbedarf berechnet sich aus diesen beiden Komponenten:

$$Q = Q_L - Q_C \quad (4-8)$$

Sind bei einer bestimmten Belastung kapazitiver und induktiver Anteil gleich groß, hat die Leistung keinen Blindleistungsbedarf. Diese Leistung wird als **natürliche Leistung** bezeichnet.

$$P_{nat} = U_n \cdot I_{nat} = \frac{U_n^2}{Z_w} \quad (4-9)$$

Z_w bezeichnet dabei den sog. Wellenwiderstand, der von der Geometrie der Leiteranordnung abhängt. Für die Hochspannung liegt die natürliche Leistung bei ca. 35 – 40 % der thermischen Grenzleistung.

Im Normalbetrieb wird eine Freileitung mit einer höheren als der natürlichen Leistung betrieben (*übernatürlicher Betrieb* /TUG-02 12/). In diesem Belastungszustand wirkt die Leitung induktiv. Durch Blindleistungskompensationsanlagen muss der zusätzliche Blindleistungsbedarf ausgeglichen werden.

Die physikalische Transportkapazität einer Leitung im normalen Netzbetrieb wird im Folgenden als **LTC – „Line Transfer Capacity“** bezeichnet und hängt für jede Leitung von der maximalen thermischen Grenzleistung ab.

Der typische Regelbetriebspunkt einer Leitung liegt mit 0,5 etwas oberhalb der natürlichen Leistung. Dadurch ist kein zusätzliches Blindleistungsmanagement aufgrund der Übertragung notwendig. In Realität kann es auch zu einer Überschreitung des Regelbetriebspunktes kommen, wodurch sich die Leitung in einem übererregten Betrieb befindet. Der damit verbundene überproportionale Anstieg des Blindleistungsbedarfs ist jedoch zu kompensieren. Aus Sicherheitsgründen wird jedoch versucht, den übererregten Betrieb zu vermeiden. Aus diesem Grund wird für die Studie davon ausgegangen, dass die Leitungen bis maximal 50 % ihrer thermischen Kapazität beansprucht werden. Zusätzlich wird ein Abschlag von 5 % für die Übertragung von Blindleistung angenommen. Somit ergibt sich die verwendete LTC zu:

$$LTC = 0,9 \cdot 0,5 \cdot S_{th} \quad (4-10)$$

Deutschland

Zur Abschätzung der LTCs zwischen Regionen kann auf die Betriebsmitteldaten des Stuenetzmodells /BNETZA-14 14/ zurückgegriffen werden. Für eine exakte Regionalisierung der Start- und Endpunkte sowie zur Validierung wird dieser Datensatz mit den Netzmodellen der ÜNBs verschnitten.

Die maximal übertragbare Scheinleistung eines aus drei Leitern bestehenden Stromkreises einer Hochspannungsleitung berechnet sich aus gegebenen Betriebsmitteldaten wie folgt:

$$S_{\text{Leitung}} = 3S_{\text{Leiter}} = 3U_s I_r = \sqrt{3} U_n I_r \Rightarrow S_{\text{max}} = \sqrt{3} U_n I_r \quad (4-11)$$

Wobei U_s der Betrag der Spannung zwischen Leiter und Erde, U_n die sog. verkettete Nennspannung, φ der Phasenwinkel zwischen Strom und Spannung und I_r der zulässige Bemessungsstrom eines Leiters ist ($I_r = I_{\text{Leitenseil}} \cdot n_{\text{Leitenseile/Leiter}}$).

Als Berechnungsbeispiel wird hier ein Stromkreis der Leitung „Krümmel-Lüneburg“ herangezogen

$$\begin{aligned} U_n &= 380.000 \text{ V} \\ I_r &= 2720 \text{ A} \end{aligned} \quad (4-12)$$

Daraus ergibt sich:

$$S_{\text{max}} = 1,79 \text{ GVA} \quad (4-13)$$

Dies entspricht der maximalen Dauerscheinleistung, welche die Leitung im Idealfall zwischen zwei Punkten transportieren könnte. Nach oben beschriebener Rechnung kann nun die zugehörige LTC ausgewiesen werden.

$$LTC = 0,5 \cdot 0,9 \cdot S_{th} = 0,805 \text{ GW} \quad (4-14)$$

Es sei an dieser Stelle noch einmal explizit erwähnt, dass es sich hierbei um einen Stromkreis der Trasse handelt. Die Gesamtleistung der auf diese Weise berechneten Systeme hängt immer von der Anzahl der auf einer Trasse verbauten Stromkreise ab. Die gesamte LTC zwischen zwei Regionen wird als Summe der LTCs der Einzelleitungen berechnet. Die LTCs zwischen den 20 deutschen Netzregionen, inklusive Offshore-Gebiete, konnten durch Aggregation aller die Regionsgrenzen überschreitenden Transportkapazitäten errechnet werden.

Österreich

Für Österreich wird eine Aufteilung in acht Netzregionen, analog zum Vorgehen in /ESEA-01 11/, vorgenommen. Die Bestimmung der LTCs erfolgt nach den obigen, für Deutschland aufgeführten Formeln. Die Betriebsmitteldaten zu den einzelnen Leitungen werden durch das statische Netzmodell des österreichischen Netzbetreibers APG /APG-1 15/ bereitgestellt.

Europa

Das Studiennetzmodell enthält in der Regel für das restliche europäische Netz nur reduzierte Informationen über die Übertragungsleitungen. Die bestehenden LTCs für das Jahr 2013 werden zunächst anhand der ENTSO-E Gridmap bestimmt /Entso-E-01 13/. Hierzu werden die grenzüberschreitenden Verbindungen in Abhängigkeit von der Spannungsebene mit einem LTC-Faktor beaufschlagt. Die Leitungskapazitäten werden in Abhängigkeit von der Spannungsebene und der Anzahl der Stromkreise mit den Kennwerten von /EEN-02 11/ angenommen.

Tabelle 4-18: Kennwerte der natürlichen Leistung gängiger Leitertypen /EEN-02 11/

Spannung	Leitertyp	Pnat	Spannung	Leitertyp
220 kV	Al/St 240/40 2er Bündel	180 MW	220 kV	Al/St 240/40 2er Bündel
380 kV	Al/St 240/40 4er Bündel	600 MW	380 kV	Al/St 240/40 4er Bündel

Hieraus ergeben sich die LTCs für den Bestand. Für zukünftig geplante Projekte wird der TYNDP genutzt. Darin werden im „Table of Projects“ /ENTSOE 04-12/ Investitionsvorschläge ausgewiesen. Diese beinhalten neben einer Beschreibung auch Abschätzungen, wie sich das jeweilige Projekt auf die Übertragungskapazität der jeweils betroffenen Grenzkuppelstellen auswirken wird. Aus einer Analyse sämtlicher gelisteter Projekte ergeben sich die Zuwächse der Übertragungskapazitäten.

Sonderfall: HGÜ - Verbindungen

HGÜ Leitungen stellen sowohl On- als auch Offshore Punkt zu Punkt Verbindungen dar und sind somit nicht als Teil des vermaschten Systems zu sehen. Bei einem Leitungsausfall müssen sie keine zusätzliche Last aufnehmen. In der Realität wird deshalb fast immer die gesamte Übertragungsleistung eines HGÜ-Systems als NTC zur Auktion angeboten. Damit gilt für die im NEP beschriebenen HGÜ-Korridore sowie die nach ENTSO-E Gridmap bestehenden HGÜ-Leitungen, dass die LTC gleich der thermischen Dauerleistung ist.

Sonderfall: Kuppelkapazitäten zwischen Deutschland, Österreich und dem europäischen Ausland

Auf der Aggregationsebene von Ländern kann der Datensatz des TYNDP aufgrund der mangelnden Notwendigkeit einer hohen räumlichen Auflösung verwendet werden. In Deutschland und Österreich wird hingegen eine Regionalisierung in Form von 20 (DE) bzw. 8 (AT) Netzregionen gewählt. Um die bestehenden Verbindungen und die dazugehörigen Netzknoten den richtigen Netzregionen zuordnen zu können, werden nach Gridmap existierende Verbindungen in den Datensätzen der ÜNBs nachvollzogen. Diese enthalten analog zu dem Datensatz der BNetzA die zur Berechnung des LTCs notwendigen spezifischen Betriebsmitteldaten und eine exakte regionale Zuweisung. Für den Fall, dass eine Leitung aufgrund unvollständiger Datensätze nicht dokumentiert ist, wird auf die Daten der BNetzA oder der Gridmap zurückgegriffen.

Zusätzlich werden die historisch ausgewiesenen grenzüberschreitenden Handelskapazitäten (NTCs) genutzt. Sie werden verwendet, um die berechneten LTCs mit einem Verfügbarkeitsfaktor zu belegen. Damit wird berücksichtigt, dass Netzrestriktionen im deutsch-österreichischen Marktgebiet nur vereinfacht und in den Nachbarländern aufgrund der uninodalen Abbildung nicht dargestellt werden können.

4.2 Modellumgebung ISAaR

Für die Erstellung des integrierten Simulationsmodells zur Anlageneinsatz- und -ausbauplanung mit Regionalisierung wurden die Energiesystemmodelle aus /FFE-01 12/, /FFE-02 12/, /BEER-01 12/, /FFE-06 12/, /STECK-01 12/ der FfE weiterentwickelt. Das entwickelte Modell wird in seinem vollen Umfang mit den Bestandteilen „Optimierungsmodell“ und „Datenbankstruktur“ als Integriertes Simulationsmodell zur Anlageneinsatz- und -ausbauplanung mit Regionalisierung, kurz ISAaR bezeichnet.

Zunächst werden die grundsätzlichen Anforderungen an ISAaR diskutiert, die sich zum einen aus der Nachvollziehbarkeit der Datengrundlage und zum anderen aus den Analysen der Einsatzoptionen ergeben. Für das Optimierungsmodell ist eine Vielzahl von Eingangsdaten notwendig, die sich je nach Szenario ändern können. Um die Ergebnisse und die Eingangsdaten für eine Berechnung nachvollziehbar ablegen zu können, wurde eine normalisierte Datenbankstruktur erstellt, deren Aufbau in Abschnitt 4.2.2 erläutert wird. Eine Beschreibung des Optimierungsmodells findet sich in Abschnitt 4.2.3. Abschließend werden Validierungsergebnisse für das Wetterjahr 2012 vorgestellt.

4.2.1 Anforderungen

Grundsätzlich soll es mit dem Modell möglich sein, den Ausbau und Einsatz von Anlagen der Energieversorgung aus Systemsicht zu bestimmen und gleichzeitig aus Akteurssicht zu bewerten. Auch aus Akteurssicht liegt der Fokus der Untersuchungen auf dem Gesamtsystem und nicht auf der Optimierung einzelner Prosumenten oder der Portfoliooptimierung. Der Unterschied zwischen der System- und Akteursbetrachtung liegt darin, dass bei letzterer Steuern und Abgaben für den Einsatz der Bestandteile des Energiesystems berücksichtigt werden. Als Optimierungsansatz wurde hierfür die lineare Optimierung gewählt. Zur Identifikation der weiteren Anforderungen haben sich die vier folgenden Punkte als besonders relevant herausgestellt, die nachfolgend genauer beschrieben werden:

- Welche Einsatzoptionen sollen mit dem Modell abgebildet werden und welche davon sind sinnvoll abzubilden?
- Welche zeitliche und räumliche Auflösung ist abzubilden?
- Was ist der notwendige Detaillierungsgrad technischer Restriktionen?
- Wie kann das Modell neben einer mathematischen Beschreibung in Form einer Optimierung auch über ein Datenhandling verfügen, das es erlaubt, flexibel und nachvollziehbar auf verschiedenste Eingangsdaten zugreifen zu können?

4.2.1.1 Abzubildende Einsatzoptionen

In Kapitel 3 wurden die Einsatzoptionen für Speicher aus System- und Akteurssicht vorgestellt. Da im Rahmen von MOS ISAaR nicht die Optimierung einzelner Prosumenten oder eine Portfoliooptimierung beinhalten soll und auch keine knotenscharfen Netzbetrachtungen durchgeführt werden, verbleiben die folgenden Einsatzoptionen:

- Frequenzhaltung

- Primärregelleistung
- Sekundärregelleistung
- Minutenreserve
- Momentanreserve (Rückgang der Schwungmasse)
- Ausgleich des erkannten Prognosefehlers
- Lastglättung
- Bereitstellung gesicherter Leistung

Bis auf die Bereitstellung gesicherter Leistung decken sich diese Einsatzoptionen aus System- und Akteurssicht.

Die Betrachtungen aus Kapitel 3 zur Frequenzhaltung zeigen, dass es in den letzten Jahren zu einer Drittelung der Kosten für die Leistungsvorhaltung gekommen ist. Dies ist zum einen auf Anpassungen im regulatorischen Rahmen und eine Zunahme des Angebots zurückzuführen. Bereits heute sind Batteriespeicher konkurrenzfähig am Primärregelleistungsmarkt einzusetzen, wie die Analysen in /PEL-01 16/ zeigen. Allein aufgrund der starken Kostensenkungen der Batterien ist daher von einem deutlichen Erlösrückgang auf dem PRL-Markt auszugehen, weshalb auch Branchenexperten dazu raten, Investitionsentscheidungen für diesen Business-Case zu überdenken /PÖYR-01 16/. Auch wenn die Erlöse für die Leistungsvorhaltung sinken, so könnte es durchaus sein, dass hohe Erlöse bzw. Kosten durch einen vermehrten Abruf der Regelleistung zu erwarten sind. Auch hier stellt sich jedoch eine deutliche Senkung der Abrufraten ein. Zudem kann die Bereitstellung negativer Regelleistung in einem linearen Optimierungsmodell nur unzureichend abgebildet werden /PFEI-01 15/. Aus den aufgeführten Gründen wird darauf verzichtet, den Regelleistungsmarkt bzw. die Kosten durch Regelleistung in ISAaR zu modellieren.

Insbesondere in Zeiten geringer Residuallast und in Zeiten, in denen sich der Großteil der Kraftwerke in Teillast befindet, bieten Speicher die Möglichkeit, den erkannten Prognosefehler als zusätzliche Flexibilitätsoption auszugleichen. Dadurch können die technischen Anforderungen an Kraftwerke reduziert werden. Die Entwicklung in den letzten Jahren hat jedoch gezeigt, dass am Stunden-Intraday-Handel der gewichtete mittlere Intraday-Preis im Mittel nicht signifikant vom Day-Ahead-Preis abweicht. Bislang besteht also in der Regel ausreichend Flexibilität am Intraday-Markt, um den erkannten Prognosefehler auszugleichen. In Anbetracht dessen, dass immer mehr Grundlastkraftwerke (Kernkraft und Braunkohle) aus dem Markt gehen und damit alleine durch den sich ändernden Kraftwerkspark das Flexibilitätsangebot für den Intraday-Markt steigen wird, ist - bis auf wenige Ausnahmen - nicht mit hohen Kosten für den kurzfristigen Ausgleich des erkannten Prognosefehlers zu rechnen. Des Weiteren schreitet die europäische Marktkopplung, auch auf dem Intraday-Markt, immer weiter voran und es kann von kontinuierlich verbesserten Prognosen der Erneuerbaren ausgegangen werden. Zwar sind auf dem viertelstündlichen Intraday-Markt deutliche Preisschwankungen innerhalb einer Stunde zu erkennen, allerdings wird auch hier davon ausgegangen, dass dies nur ein temporärer Effekt ist, der sich durch die Steigerung der Liquidität am viertelstündlichen Intraday-Markt reduzieren wird.

Damit verbleiben noch die Lastglättung und die Bereitstellung gesicherter Leistung als abzubildende und mittels des Optimierungsmodells zu erfassende Einsatzoptionen übrig.

4.2.1.2 Detaillierungsgrad der technischen Restriktionen

Bereits in Abschnitt □ wurde im Rahmen der Diskussion um die Abbildung des Intraday-Handels erwähnt, dass der Anteil der Grundlastkraftwerke immer weiter zurückgeht. Darüber hinaus werden bestehende Anlagen immer weiter flexibilisiert. Es kommt der weitere Ausbau der Kuppelkapazitäten und die europäischen Marktkopplung hinzu, wodurch sich im Optimierungsmodell eine Ganzzahligkeitsbedingung immer einfacher durch die Regelung von immer mehr Anlagen umgehen lässt. Damit weicht das Ergebnis einer Modellierung, die mit Hilfe von Ganzzahligkeit technische Restriktionen detaillierter abbildet, immer weniger von einer Modellierung ab, die auf eine linearisierte Abbildung der Ganzzahligkeit setzt. Dies motiviert zur Verwendung eines linearen Optimierungsmodells.

4.2.1.3 Zeitliche Auflösung

Die zeitliche Auflösung wird durch die Zeitkonstanten der abzubildenden technischen Eigenschaften der Anlagen und Wetterbedingungen bestimmt. Aufgrund der Betrachtung des Energiesystems kommt es zu einer Glättung verschiedener Aspekte, wie der Schwankung der Wind- und PV-Einspeisung, und damit zu einer Glättung des Verlaufs der Residuallast. Für Energiesystembetrachtungen wird hierfür in der Regel eine zeitliche Auflösung von einer Stunde verwendet, um auch Leistungsspitzen ausreichend abbilden zu können. Die Verwendung von Typtagen ist nach /GEN-01 12/ nicht geeignet, da sich der Erzeugungsgang von Windkraft kaum typisieren lässt.

4.2.1.4 Räumliche Auflösung

Mit ISAaR soll die Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr dargestellt werden können. Zur Berücksichtigung regionaler Unterschiede der Verfügbarkeit von Speicheroptionen und von Netzrestriktionen wird Deutschland in 18 Netzregionen entsprechend /DENA-17 10/ unterteilt, die über das Stromnetz miteinander verbunden sind. Österreich wird in 8 Zonen in Anlehnung an die Studie Super-4-Micro-Grid /ESEA-01 11/ aufgeteilt. Für die Untersuchungen ist der europäische Stromhandel auf Landesebene mit einzubeziehen. Fernwärmenetze werden ebenfalls in einer räumlichen Auflösung von Netzregionen modelliert, wobei in Deutschland zusätzlich zwischen industriellen Fernwärmenetzen und Fernwärmenetzen der öffentlichen Versorgung unterschieden wird. Darüber hinaus soll es für weitere Untersuchungen über MOS hinaus auch möglich sein, andere Aggregationsstufen zu wählen.

4.2.1.5 Datenhandling

Die Eingangsdaten bilden das Rückgrat der Optimierungsrechnung, da diese für die Aussagekraft und Qualität der Ergebnisse entscheidend sind. Aufgrund der Vielschichtigkeit der notwendigen Eingangsdaten, wie wirtschaftliche Parameter, Anlagenkenngrößen und verschiedenste Lastgänge sollte die Verwaltung der Daten in einer Datenbank stattfinden. Die Datenbankstruktur sollte dabei einen hohen Grad an Flexibilität mit sich bringen, damit das Energiesystem ohne Einschränkungen abgebildet werden kann. Dementsprechend wird eine relationale Datenbank gewählt, die eine normalisierte Ablage erlaubt und damit eindeutige Beziehungen zwischen verschiedenen Tabellen schafft. Hierdurch wird die Wartung vereinfacht und die Konsistenz der Daten gewährleistet.

4.2.2 Datenbankstruktur

An der FfE existiert seit einigen Jahren das FREM (vgl. Kapitel 4.1), in dem jegliche Art von Energiesystemdaten gesammelt, aggregiert und modelliert werden. Dementsprechend wird die Datenverwaltung von ISAaR in das FREM eingebettet. Hierdurch ist es möglich, die im FREM modellierten Daten, wie sich ändernde Ausbauleistungen Erneuerbarer Energien oder neue Verbrauchsentwicklungen dynamisch in die Szenarienerstellung einzubinden. Einen Überblick über die für ISAaR erstellte Datenbankstruktur gibt **Abbildung 4-47**. Sie besteht aus insgesamt vier Ebenen:

- Energiesystem: grundlegende Definitionen von Energieträger-IDs, technischen Komponenten und den daraus resultierenden Prozess-IDs, sowie verknüpfende Tabellen zur Bildung von Baumstrukturen
- Grundlagendaten: Daten zu Anlagenbeständen (Kraftwerke, Speicher, Netze,..), technischen und wirtschaftlichen Parametern (Brennstoffkosten, Wirkungsgrade,...), sowie Zeitreihen (thermische und elektrische Lastgänge, installierte Leistung je Jahr)
- Szenariendefinition: Kombination der Daten zu rechenfähigen Subsznarien und Beschreibung der Szenarien
- Ergebnisverwaltung: Verwaltung von relevanten Berechnungsergebnissen und Informationen zur Zusammensetzung der Berechnungsläufe

Zwischen der Szenariendefinition und der Ergebnisverwaltung stehen noch die Verknüpfung der einzelnen Szenarien zum gesamten Eingangsdatensatz und die eigentliche Optimierung. Dieser Teil ist in **Abbildung 4-47** grau dargestellt. In der Regel wird über die grafische Bedienoberfläche eine Auswahl an Szenarien getroffen, die anschließend aus der Datenbank abgerufen und für die Optimierung aufbereitet werden. Nach dem Modellaufbau erfolgt die Lösung mittels CPLEX und im Nachgang die Ergebnisübergabe an die Datenbank.

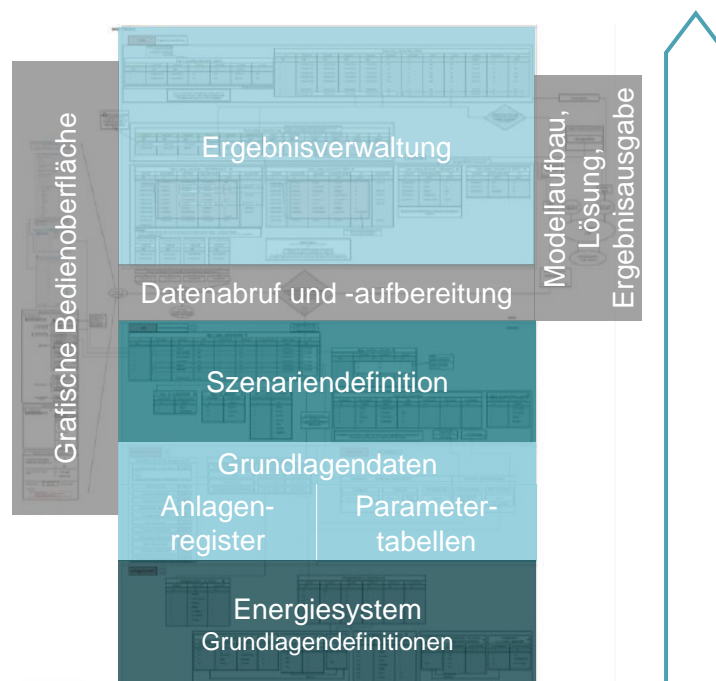


Abbildung 4-47: Struktureller Aufbau von ISAaR

4.2.2.1 Energiesystem

In dem Energiesystem-Schema finden sich die Grundlagendefinitionen, über die das gesamte Energiesystem beschrieben werden kann. Somit beinhaltet dieses Schema die Tabellen, durch deren Kombination alle Bestandteile des Energiesystems beschrieben werden können. Die Kombination der Tabellen wird als Prozessmodell bezeichnet. Den Prozessen sind in den Grundlagendaten-Schemata technische und wirtschaftliche Parameter zugeordnet. In /FFE-37 15/ wird dieser Ansatz genutzt und auf die Anwendbarkeit im Kontext von Netzberechnungen eingegangen.

Ein Prozess wird durch den/die Input-Energieträger, eine technische Komponente, den/die Output-Energieträger und bei Bedarf durch die Prozesseigenschaft(en) beschrieben. Er besteht also aus 3+1 Bestandteilen. Eine schematische Darstellung des Prozessmodells ist in **Abbildung 4-48** gegeben.

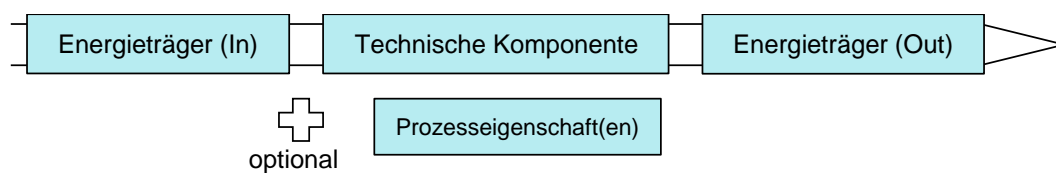


Abbildung 4-48: *Prozessmodell*

Eine technische Komponente ist eindeutig definiert und beschreibt die verbaute Anlagentechnik, wie z. B. chemischer Stromspeicher oder Gasturbine. Die anderen drei Bestandteile können einzeln oder in Kombination auftreten. Dies erhöht die Anzahl der notwendigen Freiheitsgrade zur Beschreibung von Anlagen des Energiesystems. Als Beispiel ist an dieser Stelle eine KWK-Anlage anzuführen. Sie besitzt die Energieträger (Out) „Strom“ und „Wärme“.

Eine optionale Kenngröße stellt die Prozesseigenschaft dar. Sie wird benötigt, wenn bei gleicher Zusammensetzung eines Prozesses dennoch unterschiedliche technische Ausprägungen dieses Prozesses zu berücksichtigen sind. Beispielsweise ist bei der KWK zwischen Entnahmekondensations- und Gegendruckanlagen zu unterscheiden. Im Gegensatz zur technischen Komponente beeinflusst die Prozesseigenschaft jedoch nicht die In- und Output-Energieträger. Im Rahmen der Modellierung ist sie jedoch notwendig, damit beispielsweise eine technologische Ausprägung, wie die 700 °C-Technologie, bei der Zuweisung von Parametern berücksichtigt werden kann.

Durch eine Eltern-Kind-Zuweisung von Prozessen kann eine Baumstruktur gebildet werden, wie sie in **Abbildung 4-49** exemplarisch gezeigt ist. Dadurch ist es möglich, Parameter auf unterschiedlichen Detaillierungsebenen zu definieren und konsistent den Anlagen zuzuweisen.

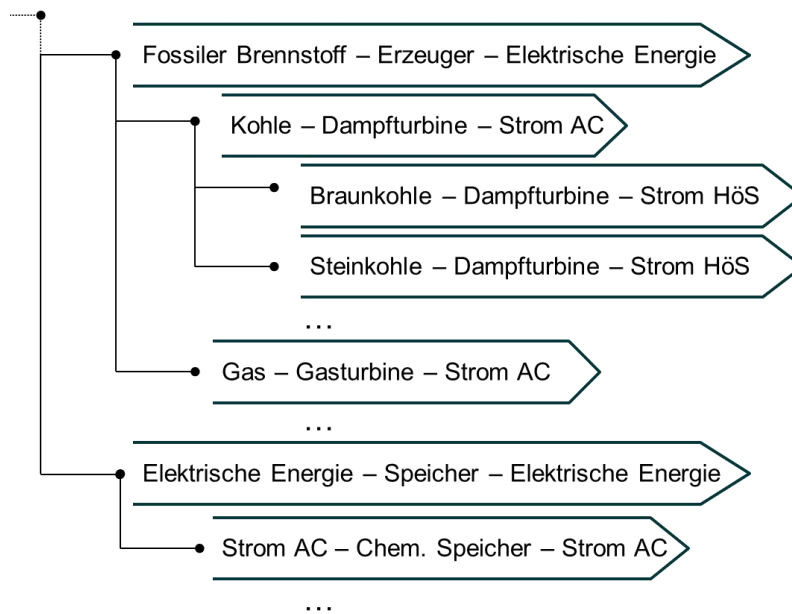


Abbildung 4-49: Ausschnitt der Prozessbaumstruktur

Neben der Zuweisung von Parametern wird das Prozessmodell auch dazu verwendet, um Instanzen zu aggregieren und zu gruppieren. Für die Modellbildung ist dies von Vorteil, wenn für einen bestimmten Ober-Prozess und alle Unterprozesse eine spezifische Randbedingung gelten soll. Dies trifft beispielsweise bei Entnahmekondensationsanlagen zu, die dem Ober-Prozess „KWK-Kraftwerke“ zugeordnet sind.

4.2.2.2 Anlagenregister und Parametertabellen

Zur Ablage von Eingangsdaten erfolgt eine Klassifizierung der Daten. Zum einen existieren anlagenscharfe Daten, die in dem jeweiligen Element-Schema bzw. Anlagenregister abgelegt werden. Zum anderen existieren Daten mit einem räumlichen Bezug und Daten, die einem Prozess zugeordnet werden. Letztere werden in den Parametertabellen des Szenarien-Schemas abgelegt.

Element-Schemata

Für einige Elemente des Energiesystems, wie beispielsweise Kraftwerke, sind Listen zum Bestand sowie Zu- und Rückbau vorhanden. Diese Rohdaten werden in dem jeweiligen Element-Schema abgelegt und aufbereitet. Die Aufbereitung ist notwendig, um die Tabellen in ein rechenfähiges Format zu übertragen und Prozesse zuzuweisen. Der letzte Schritt ist notwendig, um eine Klassifizierung des Anlagentyps durchführen zu können. Neben der Zuweisung der Prozess-ID sind für die spätere Parameterzuweisung die geografische Lage und das Inbetriebnahmejahr von besonderer Bedeutung.

Szenarien-Schema

Das Szenarien-Schema beinhaltet alle regionalisierten und prozessbezogenen Daten, die für die Erstellung eines Szenarios verwendet werden können. Das bedeutet, dass hier zum Beispiel verschiedene Zeitreihen für den Ausbau Erneuerbarer Energien oder Erzeugungs- und Verbraucherlastgänge hinterlegt sind. Genauso können für die technischen oder wirtschaftlichen Parameter eines Prozesses mehrere Ausprägungen

und damit Szenarien vorhanden sein. Die Zuweisung der Daten des Szenarien-Schemas zu einzelnen Anlagen des Element-Schemas erfolgt mit Hilfe eines dynamischen Zuweisungsalgorithmus über den Prozess, die Region und das Jahr.

4.2.2.3 Definition von Szenarien

Die Verknüpfung der einzelnen Tabellen in den Grundlagschemata führt zur Definition eines Szenarios, das über die grafische Bedienoberfläche ausgewählt werden kann. Erst diese Aufbereitung erlaubt eine flexible Zusammenführung von Anlagendaten und Parameterwerten zu einem Gesamtszenario.

Das Schaubild in **Abbildung 4-50** zeigt in der Mitte die Tabelle „Szenarienliste“, in der die Subszenarien verwaltet werden. Subszenarien ergeben sich aus der Auswahl von Anlagen oder Parametern aus den unterschiedlichen Schemata der Grundlagendaten. Die Menge aller ausgewählter Subszenarien definiert dann das Gesamtszenario, das als Eingangsdatensatz des zu berechnenden Modells verwendet wird.

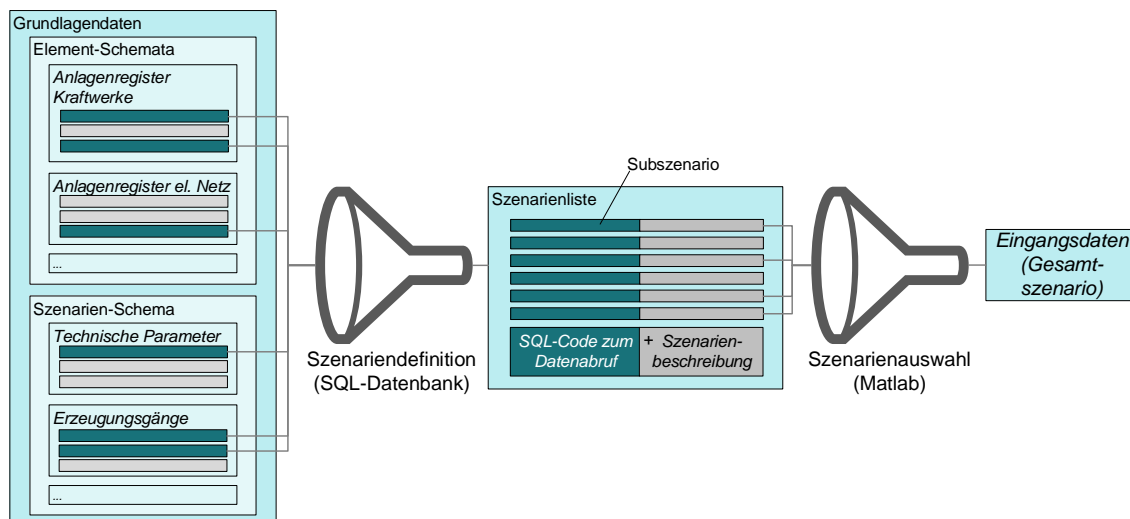


Abbildung 4-50: Stufen der Definition eines Szenarios

4.2.2.4 Ergebnisverwaltung

Aufgrund der Vielzahl an verschiedenen Eingangsszenarien ist es notwendig, die Auswahl der Eingangsdaten bereits durchgeführter Optimierungsberechnungen nachvollziehbar zu dokumentieren. Gleiches gilt für die Berechnungsergebnisse. Mit der Ergebnisverwaltung ist es also möglich, die Eingangsdaten einer bereits durchgeführten Berechnung zu reproduzieren und Duplikate von Berechnungsläufen zu vermeiden. Des Weiteren erlaubt die eindeutige Zuweisung von Berechnungs-IDs eine sichere Ergebnisübergabe zwischen zwei Berechnungsläufen.

4.2.3 Optimierungsmodell

Im Rahmen des Energiesystemmodells ISAaR wird ein lineares Optimierungsproblem für die mathematische Beschreibung des Energiesystems aufgestellt, das mithilfe von CPLEX gelöst wird. Die lineare Optimierung (LP) ist die Maximierung oder Minimierung einer linearen Zielfunktion unter Berücksichtigung einer oder mehrerer Nebenbedingungen. Die Zielfunktion in ISAaR stellt eine Kostenfunktion dar, die zu minimieren ist. Das optimale Ergebnis zeichnet sich damit durch die geringsten

Systemgesamtkosten für die Strom- und Wärmebereitstellung im betrachteten Modellgebiet aus.

4.2.3.1 Nomenklatur und Aufbau

Um den Bogen von der mathematischen Betrachtungsweise zu einer energiewirtschaftlichen Sicht zu schlagen, wird die in **Abbildung 4-51** dargestellte Nomenklatur zur Modellbeschreibung eingeführt.

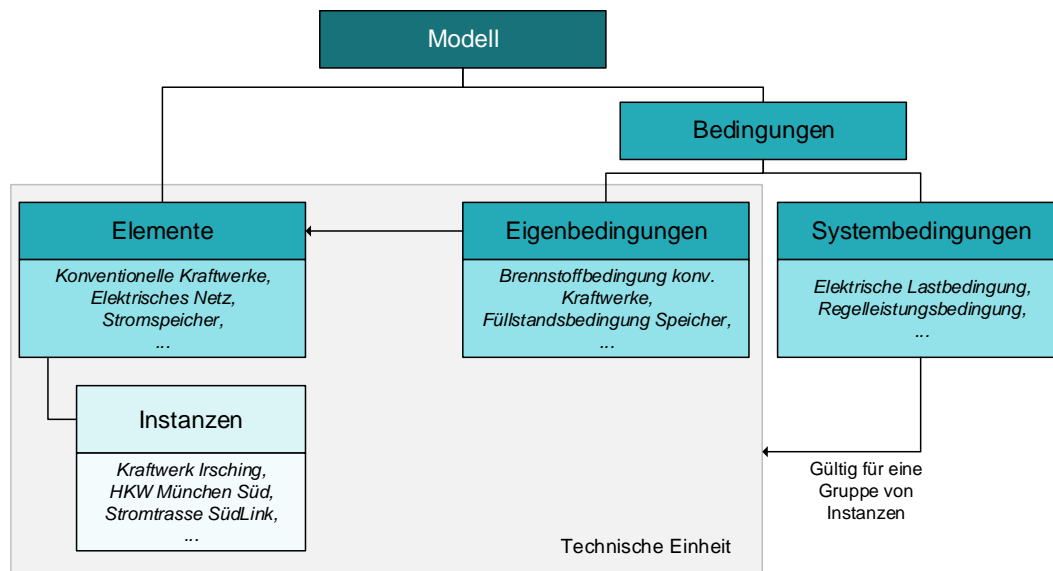


Abbildung 4-51: Nomenklatur der Komponenten des Energiesystemmodells

Grundsätzlich lässt sich ISAaR aus Elementen und Bedingungen beschreiben. Elemente sind Gruppen von Instanzen, die sich durch ein ähnliches technisches Verhalten auszeichnen. Beispielsweise besteht das Element „Konventionelle Kraftwerke“ aus den Instanzen „Kraftwerk Irsching“ oder „Kraftwerk Schwarze Pumpe“. Bei Instanzen handelt es sich um einzelne Anlagen oder aggregierte Anlagendaten (z. B. alle PV-Anlagen in einer bestimmten Netzregion). Während Eigenbedingungen das Verhalten von Elementen definieren, gelten Systembedingungen für mehrere Elemente oder Gruppen von Instanzen verschiedener Elemente.

Abbildung 4-52 zeigt die in ISAaR abgebildeten Elemente und die Kopplungen zwischen den Systembedingungen Strom, Wärme und Gas. Es wird zwischen Bestands- und Zubau-elementen unterschieden. Zubau-elemente sind noch nicht existierende und ungeplante Anlagen, die im Rahmen der Optimierung zugebaut werden könnten, um die Systemgesamtkosten zu reduzieren. Eine Beschreibung der einzelnen Elemente findet sich in Abschnitt 4.2.3.3.

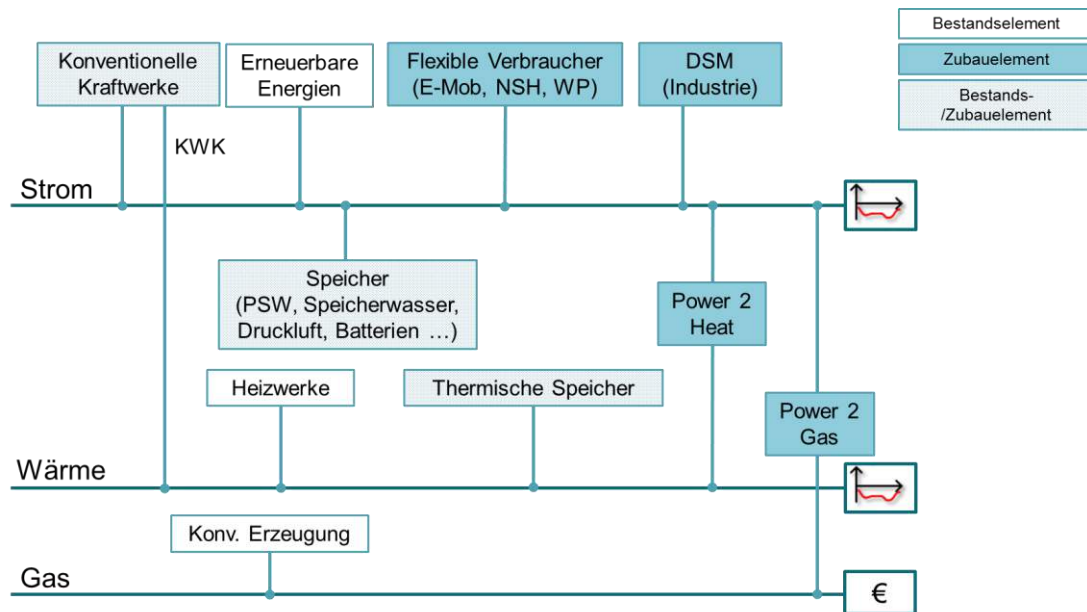


Abbildung 4-52: *Elemente und Kopplung zwischen den Systembedingungen Strom, Wärme und Gas in ISAaR*

Klassische Strom- zu Strom-Speicher bestehen teilweise aus bereits vorhandenen Pumpspeicherkraftwerken, zusätzlich können jedoch Speicher hinzugebaut werden. Damit handelt es sich um ein Beispiel für ein Bestands- und Zubaeuelement. Der Verbrauch von Strom und Wärme wird durch die jeweiligen Systembedingungen abgebildet. Die Wasserstoffschiene wird durch eine konstante Vergütung – äquivalent zur konventionellen Erzeugung aus dem Dampfreformationsprozess – abgebildet. In den beiden nachfolgenden Kapiteln werden die Modellierungsansätze der einzelnen Elemente und Systembedingungen erläutert.

4.2.3.2 Systembedingungen

Der Strom- und Wärmeverbrauch in den deutsch-österreichischen Netzregionen, bzw. im europäischen Umland, wird in Form von Lastbedingungen innerhalb der einzelnen Regionen berücksichtigt. Auf der Wärmeseite wird zusätzlich zwischen der Last der industriellen und der öffentlichen Fernwärme unterschieden. Bei der industriellen Fernwärmelast werden nicht näher spezifizierte Gas-Heizwerke als Alternative zu den Industrie-KWK-Kraftwerken angenommen. Die öffentliche Fernwärmebedingung beinhaltet die in Kapitel 4.1.7 definierten thermischen Speicher und Heizwerke.

Im Gegensatz zum Wärmeverbrauch existiert für die Kopplung zwischen den elektrischen Regionen ein Netz. Innerhalb einer Region gilt das Prinzip „Kupferplatte“. Dies bedeutet, dass jede Instanz mit einem elektrischen/thermischen Output/Input zur Deckung der Last beitragen kann. Eine Überdeckung ist nicht möglich.

4.2.3.3 Elemente und Eigenbedingungen

Einen wesentlichen Einfluss auf die Ergebnisse von Energiesystemmodellen haben die Modellierungsansätze für die im Modell abgebildeten Elemente. Durch Eigenbedingungen kann bestimmt werden, wie die Variablen einer Instanz miteinander verknüpft sind und damit, wie die verschiedenen Elemente im System wirken. Im

Nachfolgenden werden die zentralen Ansätze der Modellierung für die verschiedenen Elemente dargestellt. Für die Investitionen der betrachteten Zubauoptionen wird eine Verzinsung von 7 % angesetzt. Die im Optimierungsjahr anfallenden Kosten sind annuitätische Werte.

Konventionelle Kraftwerke

Aufgrund ihrer zentralen Rolle im Energiesystem und der vielfältigen Anlagentechnik wird im Rahmen dieser Studie besonders Wert auf eine realistische Modellierung verschiedener Kraftwerkstypen gelegt.

Kraftwerke verursachen durch ihren Brennstoffverbrauch, CO₂-Emissionen und Betrieb Kosten, die in der Zielfunktion berücksichtigt werden. Die Höhe dieser Posten wird durch verschiedene Eigenbedingungen modelliert, wie z. B. die Verknüpfung von Brennstoffverbrauch und elektrischem Output über den Wirkungsgrad. Weitere Gleichungen der Kraftwerksmodellierung sind die Bedingungen zur Beschreibung des Teillastverhaltens und der linearisierten positiven Laständerungsvariablen nach /WEB-01 04/. Zur Bepreisung von Anfahrvorgängen werden pro Anfahrvorgang betriebsäquivalente Kosten für Brennstoffverbrauch und variable Betriebskosten angenommen.

Für die Kraftwerke mit einer thermischen Ausgangsleistung wird der Ansatz nach Sun /SUN-01 13/ gewählt. Dieser ermöglicht die Unterscheidung zwischen Entnahmekondensations- und Gegendruckanlagen, wobei die Entnahmekondensationsanlagen über einen frei disponiblen Anteil elektrischer Leistung verfügen.

Wie in Kapitel 4.1.7 beschrieben, können Anreize für Industriekraftwerke identifiziert werden. Der Anreiz „Deckung einer Industrie-Fernwärmelast“ wird durch eine Wärme-Systembedingung für die relevanten KWK-Industriekraftwerke gesetzt. Die „Verfeuerung von Abfallprodukten“ wird für die entsprechenden Kraftwerke als Must-Run Block nach ihren durchschnittlichen Volllaststunden modelliert. Die Abgabenbefreiung bei „Deckung der elektrischen Last eines Industriebetriebs“ wird in Form einer Vergütung in Höhe von 83,6 €/MWh für den Anteil der installierten Leistung berücksichtigt, der sich aus dem Verlauf eines typischen Industrielastprofils, skaliert auf die typischen Volllaststunden der Industrieanlage, ergibt. Eine Gutschrift können nur jene Kraftwerke erhalten, deren Anreiz sich nicht aus der Verfeuerung von Abfallprodukten ergibt und welche nach der FfE-Kraftwerksdatenbank über ein elektrisches Werksnetz zur Einspeisung verfügen. Hinzu kommt der in /PEL-01 16/ beschriebene Anteil kleiner KWK-Anlagen, die mindestens mit ihrer Minimalleistung in das Netz einspeisen.

Der **Zubau** neuer Kraftwerkskapazitäten wird unter Verwendung der Zubaubedingung nach /KUH-01 11/ ermöglicht. Als Zubauoption stehen Gaskraftwerke zur Verfügung.

Erneuerbare Energien

PV, Wind, Biomasse und Laufwasser werden als unflexible Erzeuger berücksichtigt. Lediglich Wind und PV können im Rahmen der Optimierung bis auf die Hälfte ihrer Erzeugungsleistung abgeregelt werden.

Strom zu Strom-Speicher

Die bestehenden Strom zu Strom-Speicher setzen sich aus Pumpspeicherkraftwerken (PSW) mit und ohne natürlichen Zufluss zusammen. Neben der Speicherfüllstandsgleichung, welche die Entwicklung des Speicherfüllstands in Abhängigkeit zu Ein- oder Ausspeisungen beschreibt, wird durch weitere Eigenbedingungen das Verhalten von PSW mit natürlichem Zufluss beschrieben. Da der natürliche Zufluss als Eingangsgröße in stündlicher Auflösung gegeben ist, wird festgesetzt, dass die Gesamtmenge des Zuflusses einer Woche auch innerhalb einer Woche wieder ausgespeichert werden muss. Des Weiteren darf die Ausspeicherung über einen Tag den Zufluss eines Tages um nicht mehr als 50 % übersteigen /HEC-01 15/.

Als **Zubauoptionen** stehen Lithium-Ionen-Batterien, diabate und adiabate Druckluftspeicher und PSW zur Verfügung. Das Verhältnis von Kapazität zur Leistung wird durch die Optimierung bestimmt, wobei technologietypische Grenzwerte gesetzt sind. Die Bedingungen zum Zubau von Speicherleistung und -kapazität sind analog zur Zubaubedingung der Kraftwerke aufgebaut.

Saisonale Speicher

Saisonale Speicher werden wie die PSW mit natürlichem Zufluss modelliert, allerdings ohne Berücksichtigung der Speicherfüllstandsbedingung, da keine Einspeicherleistung vorhanden ist. Eine genauere Beschreibung ist in /HEC-01 15/ zu finden.

Flexible Verbraucher

Der Verbrauchsgang der funktionalen Speicher „Nachtspeicherheizungen“, „Wärmepumpen“ und „Elektromobilität“ stellt ein Flexibilisierungspotenzial dar. Im Rahmen der Modellierung werden vier Zeitreihen in Form von Eigenbedingungen zur Beschreibung dieses Potenzials berücksichtigt:

Tabelle 4-19: *Zeitreihen zur Modellierung der flexiblen Verbraucher*

Zeitreihe	Definition
Unflexibler Lastgang	Historischer Lastgang
Bedarfsgang	Spätestmöglicher Zeitpunkt des Strombezugs
Anschlussleistungsgang	Nutzbare Anschlussleistung aller sich am Netz befindlichen Geräte
Kapazitätsgang	Nutzbare Speicherkapazität aller verfügbaren Geräte

Wird keine Flexibilisierung durchgeführt, so sieht die elektrische Lastbedingung den unflexiblen Lastgang als Verbraucher. Um eine Flexibilisierung zu ermöglichen, wird eine „Flex-Variable“ eingeführt, deren Wert zwischen 0 % (keine Flexibilisierung) und 100 % (Flexibilisierung des gesamten Potenzials) liegen kann. Die Flexibilisierungskosten werden durch diese Variable im Kostenvektor repräsentiert. Bei einer Flexibilisierung von 50 % gilt, dass 50 % des unflexiblen Lastgangs als Verbrauch anfallen, während die anderen 50 % durch den Bedarfsgang abgebildet sind. Dieser kann zum spätmöglichsten Zeitpunkt gedeckt werden oder – analog zu einem klassischen Speicher – durch die Entladung von zuvor eingespeicherter Energie. Hier kommt die

Speicherfüllstandsbedingung für den flexibilisierten Anteil zum Einsatz, wobei der Kapazitätsgang und der Anschlussleistungsgang die beschränkenden Größen darstellen.

Lastflexibilisierung in der Industrie / Demand-Side-Management (DSM)

Bei der Modellierung der Lastflexibilisierung in der Industrie wird zwischen den stromintensiven Prozessen und Querschnittstechnologien unterschieden. Zudem sind die stromintensiven Prozesse in die Einsatzarten „Lastverschiebung“ und „Produktionsausfall“ unterteilt.

Die Kosten für eine DSM-Instanz des Typs „stromintensive Prozesse“ setzen sich zum einen aus einmaligen Investitionen für die Erschließung und zum anderen aus variablen Kosten bei Abruf (Produktionsausfall) zusammen. Für die Lastverschiebung fallen keine Kosten für den Abruf an. Allerdings ist die Einsatzhäufigkeit dieser Variante gemäß der technoökonomischen Kenndaten aus Teilbericht 2 (/FFE-05 16/) auf vier Abrufe innerhalb eines Tages und 140 Abrufe in einem Jahr beschränkt. Die Bilanz aller Ein- und Ausspeichervorgänge über einen Tag muss stets ausgeglichen sein.

Der Lastgang von Querschnittstechnologien kann innerhalb von 12 Stunden einmal angepasst werden und innerhalb eines Jahres werden maximal 500 Abrufe zugelassen. Für diesen DSM-Typ werden variable Kosten von null Euro angesetzt. Wie bei stromintensiven Prozessen fallen jedoch Investitionen für die Erschließung an.

Power2Heat

Power2Heat ermöglicht eine Sektorenkopplung zwischen Strom und Wärme. Daher besitzt eine Power2Heat-Instanz einen elektrischen Input und einen thermischen Output, welche über den Wirkungsgrad gekoppelt sind.

Der **Zubau** von Power2Heat-Leistung erfolgt analog zu den konventionellen Kraftwerken mit Hilfe einer Zubaubedingung.

Thermische Speicher

Thermische Speicher werden analog zu den elektrischen Speichern modelliert und können in den Fernwärmenetzen der öffentlichen Versorgung zugebaut werden. Für den **Zubau** mittels Zubaubedingung findet auch hier eine gesonderte Bepreisung von Einspeicherleistung und Speicherkapazität statt.

Heizwerke

Der Brennstoffbedarf von Heizwerken ergibt sich aus dem Wirkungsgrad und thermischen Output. Neben den Brennstoffkosten werden die CO₂-Zertifikatskosten in der Kostenfunktion berücksichtigt.

Power2Gas

Die Kopplung des Stromsektors an den Gassektor wird im Modell durch den Elektrolyseprozess als **Zubau**option abgebildet. Eine Methanisierung und anschließende Einspeicherung in das Erdgasnetz ist nicht Bestandteil der Untersuchung. Stattdessen wird eine Vergütung von 40 €/MWh_{th} für den erzeugten Wasserstoff angesetzt. Dieser Wert bildet die Opportunitäten, die sich aus einer Produktion durch Dampfpreformation ergeben würden, ab.

4.2.4 Validierung

Für die Validierung des Modells wurden Einsatzplanungen in verschiedenen Varianten für das Vergleichsjahr 2012 im deutschen Marktgebiet durchgeführt. Die verschiedenen Varianten unterscheiden sich darin, ob nur Deutschland unter Berücksichtigung der historischen vortägigen Handelsflüsse (Cross-Border-Schedules, CBS) nach /ENTSOE-01 14/ modelliert wird oder eine Modellierung im europäischen Verbundsystem stattfindet. Für die Berechnung mit fixierten CBS wurden zusätzlich die Varianten „ohne“ und „mit Anreizen“ gerechnet. „Mit Anreizen“ bedeutet hierbei, dass für Industriekraftwerke Erlöse für vermiedenen Strombezug (vgl. Abschnitt 4.1.7) und für KWK-Anlagen die Einspeisung in Fernwärmenetze über die thermische Systembedingung berücksichtigt werden.

In **Abbildung 4-53** sind die Energiemengen der einzelnen Erzeugertypen für die verschiedenen Szenarien den Werten aus /BMWI-02 15/ gegenübergestellt.

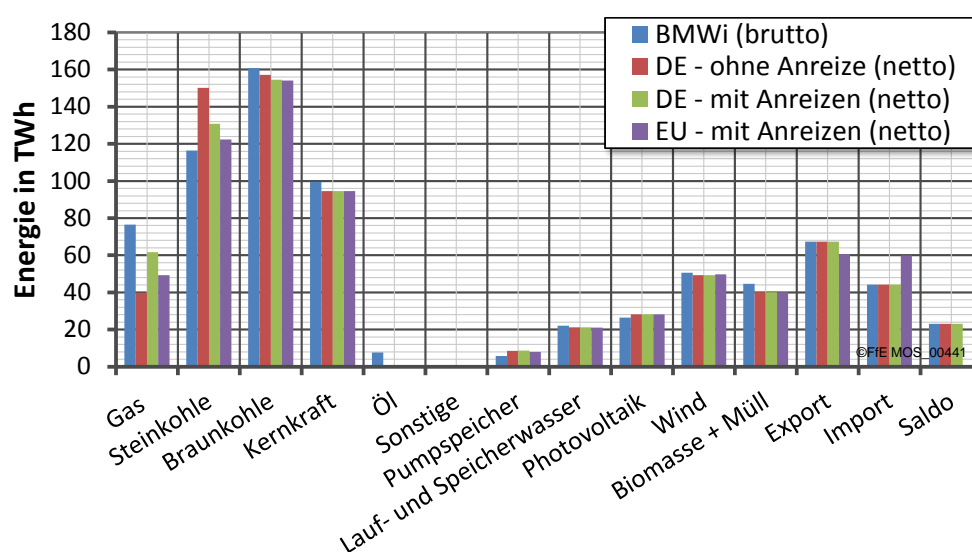


Abbildung 4-53: Vergleich von Simulationsergebnissen und Daten aus /BMWI-02 15/

Auffällig ist, dass die Stromproduktion mit den Energieträgern Gas und Öl in der Regel unterschätzt wird und die Produktion aus Steinkohle dieses Delta in etwa ausgleicht. Kernkraft- und Braunkohlekraftwerke liegen geringfügig unter den historischen Daten, was auch auf den Unterschied zwischen Brutto- und Netto-Produktion zurückzuführen ist. Für Speicher ist besonders relevant, dass Pumpspeicherkraftwerke im Modell fast die doppelte Wälzarbeit als nach /BMWI-02 15/ verrichten. Hierfür kann eine Reihe von Gründen angeführt werden. Zum einen waren die Regelleistungspreise 2012 für die Erlösgenerierung von großer Bedeutung, sie werden zum Bedienen von Kraftwerksrampen eingesetzt und mussten in der Regel Netzentgelte bezahlen. In den Validierungsrechnungen wurden diese drei Aspekte jedoch nicht berücksichtigt.

Bei der EU-Berechnung ist eine deutliche Abweichung der Im- und Exporte zu verzeichnen. Exporte werden über- und Importe werden unterschätzt. Eine genauere Betrachtung hierzu erfolgt mittels **Abbildung 4-54**. Dort sind die Ergebnisse der Im- und Exporte aus dem Modell mit den vortägigen Handelsflüssen (Cross-Border-Schedules) verglichen. Herauszustellen ist die Abweichung von mehr als 10 TWh zum tschechischen Marktgebiet. Eine Erklärung hierfür kann die im Modell angenommene implizite Marktkopplung sein, die 2012 noch nicht bestand. Zusammen mit den

mittleren Leitungskapazitäten zwischen beiden Marktgebieten, die rund 3 GW betragen, kann dies zu deutlichen Abweichungen führen.

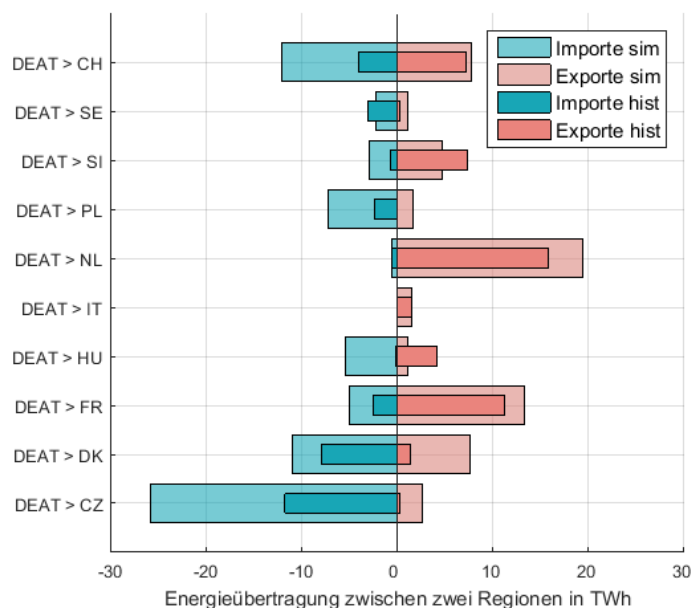


Abbildung 4-54: Vergleich der Im- und Exporte aus dem Modell mit den historischen Cross-Border-Schedules nach /ENTSOE-01 14/

Unter anderem liegen aufgrund des 20 TWh geringeren Exportsaldos die mittleren Strompreise in der EU-Berechnung mit 41,85 €/MWh um knapp 1 €/MWh unterhalb der historischen Preise. Das Bestimmtheitsmaß der Strompreise liegt bei einem R^2 von 0,61. Dies liegt vor allem an den Abweichungen bei hohen und besonders niedrigen Preisen, wie sie auch in **Abbildung 4-55** bei dem Vergleich der simulierten und historischen Strompreisjahresdauerlinie zu erkennen sind.

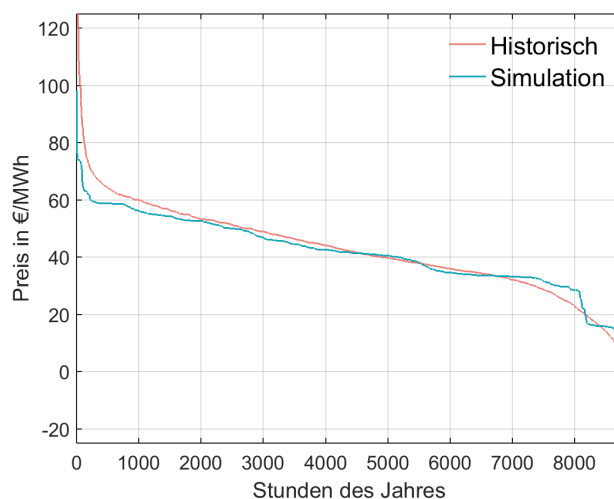


Abbildung 4-55: Strompreisdauerlinien für das Jahr 2012

Es ist nicht das Ziel den heutigen Markt mit dem Modell detailliert abzubilden, sondern ein Modell zu schaffen, das es ermöglicht, eine Speicherbewertung ab dem Jahr 2020 durchzuführen. Daher werden in dem Modell einige zu erwartende Entwicklungen, wie die Umsetzung der impliziten Marktkopplung, antizipiert. Es wurden Gründe genannt, aus denen sich die Abweichungen erklären lassen können. Genauere Untersuchungen hierzu sind nicht Bestandteil des Projektes.

4.3 Szenariorahmen

Die für eine Berechnung notwendigen Eingangsdaten sind vielschichtig und entsprechend der Vielzahl der berücksichtigten Elemente komplex. Wie in den vorangegangenen Kapiteln beschrieben, steht hinter den zentralen Systemkomponenten ein Datenaggregations- und -aufbereitungsprozess. Für Elemente des Energiesystems, deren Entwicklung nur schwer prognostizierbar sind, wurden Szenarienräume gebildet. Im Rahmen dieser Studie handelt es sich dabei um das Übertragungsnetz und die elektrische Last. Des Weiteren werden im nachfolgenden die wichtigsten Kenngrößen des Szenariorahmens zu den Erneuerbaren Energien, der thermischen Last, der Entwicklung des Kraftwerksparks und den Steuern und Abgaben aus Akteurssicht beschrieben.

4.3.1 Erneuerbare Energien

Wie in Kapitel 4.1.4 erläutert, ist die Entwicklung der erneuerbaren Energieträger Wind und PV aufgrund der politischen Zielsetzung und der vorhandenen Potenziale von zentraler Bedeutung. In **Abbildung 4-56** sind die Ausbauziele bezüglich der installierten Leistung von Wind- und Solarenergie abgebildet.

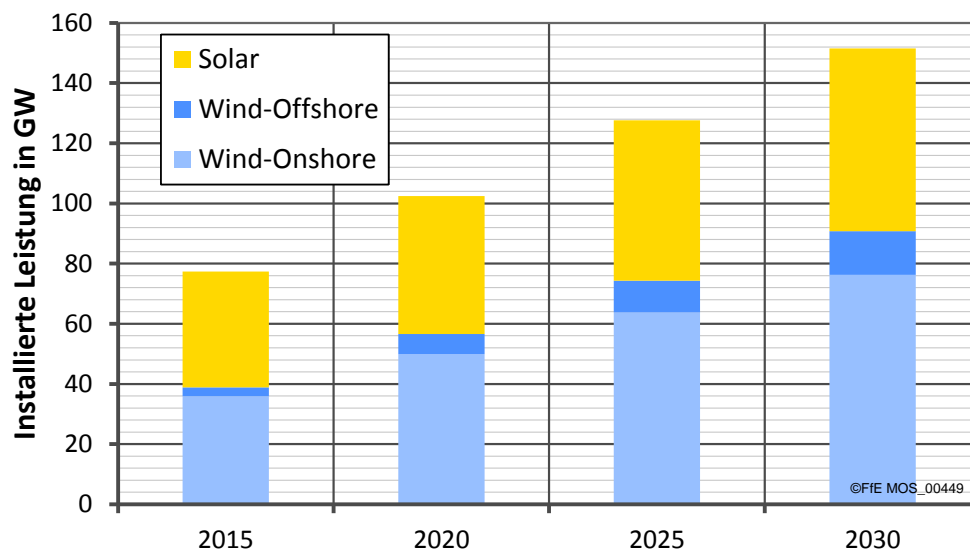


Abbildung 4-56: *Entwicklung der installierten Leistungen für Wind und Solar in Deutschland*

Interessant ist der Vergleich dieser installierten Leistungen mit der daraus erzeugten Energiemenge. Diese ist maßgeblich vom Wirkungsgrad der PV-Module und dem verbauten Anlagentyp bei den WEA abhängig. Daher ist in **Tabelle 4-20** eine Übersicht zur Entwicklung der installierten Leistungen und der erzeugten Energiemengen, die sich mit den Wetterdaten des Jahres 2012 ergeben hätten, dargestellt.

Tabelle 4-20: *Übersicht zu den im Modell angesetzten installierten Leistungen und Energiemengen der Erneuerbaren Energien unter Berücksichtigung des Wetterjahres 2012 in Deutschland*

	Installierte Leistung in GW		Energie in TWh	
	2015	2030	2015	2030
Wind-Onshore	36	76,3	61	185
Wind-Offshore	3	14,5	12	58
PV	38,5	60,7	33	52
Abfall	1,5	1,5	3,7	3,7
Biomasse	6,7	7,7	39	45,7
Laufwasser	3	3	20	20
Summe:	88,7	163,7	168,7	364,4

23 % des Zuwachses der aus Erneuerbaren Energien gewonnenen Energiemenge ist dem Offshore Wind zuzuschreiben. Der größte absolute Zuwachs findet jedoch bei Onshore-Wind statt und ist hier sowohl auf eine Erhöhung der installierten Leistungen, als auch auf die steigende Zahl der Volllaststunden zurückzuführen. Während im Jahr 2015 durchschnittliche Volllaststunden von 1692 Stunden auftraten, wird sich dieser Wert v. a. durch die Installation höherer Nabenhöhen auf 2436 Stunden im Jahr 2030 vergrößern. In Österreich ist der Zubau der Erneuerbaren Energien in erster Linie von Wind, mit einem Zuwachs der Energiemenge von 145 % gegenüber 2015 auf 17,6 TWh, getrieben. Für die europäische Betrachtung sind die Zuwächse gegenüber 2012 hinsichtlich der installierten Leistungen in **Abbildung 4-57** und der erzeugten Energiemenge in **Abbildung 4-58** dargestellt.

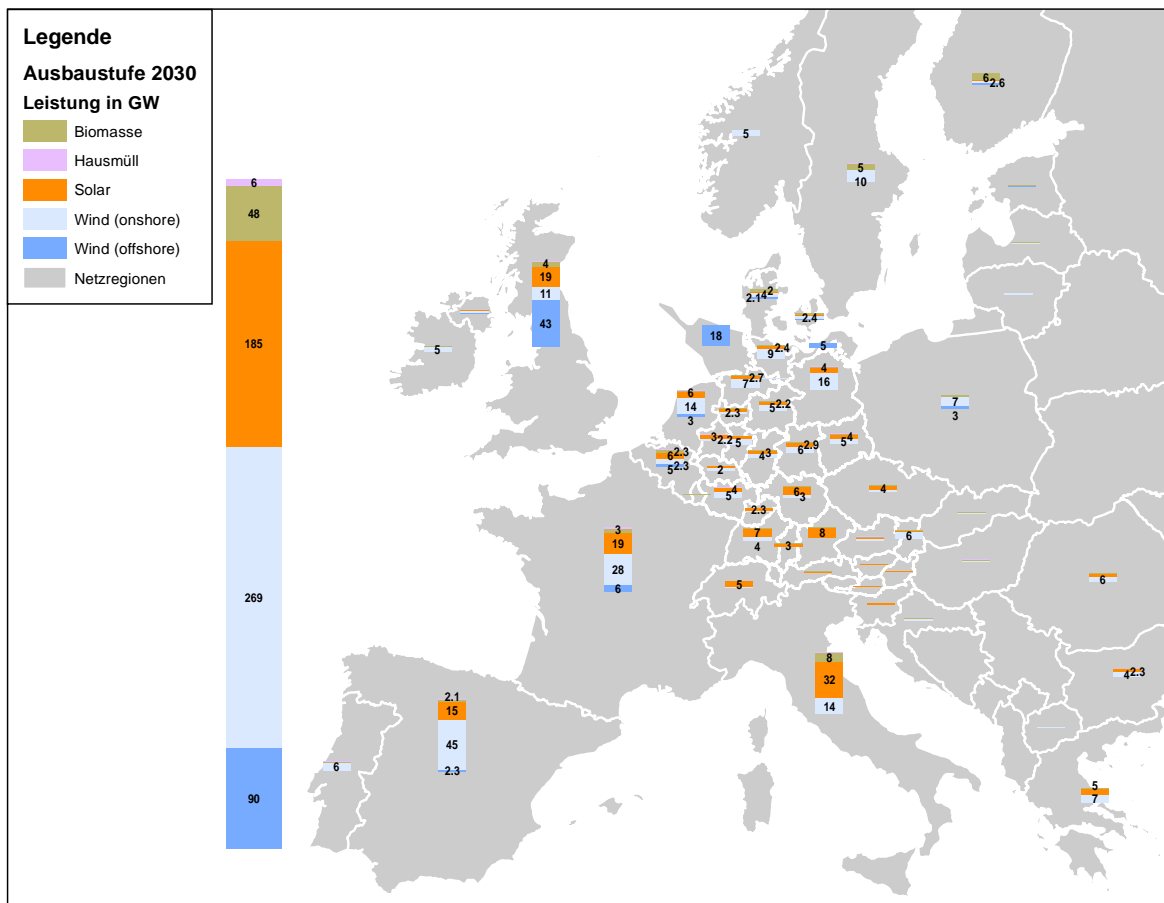
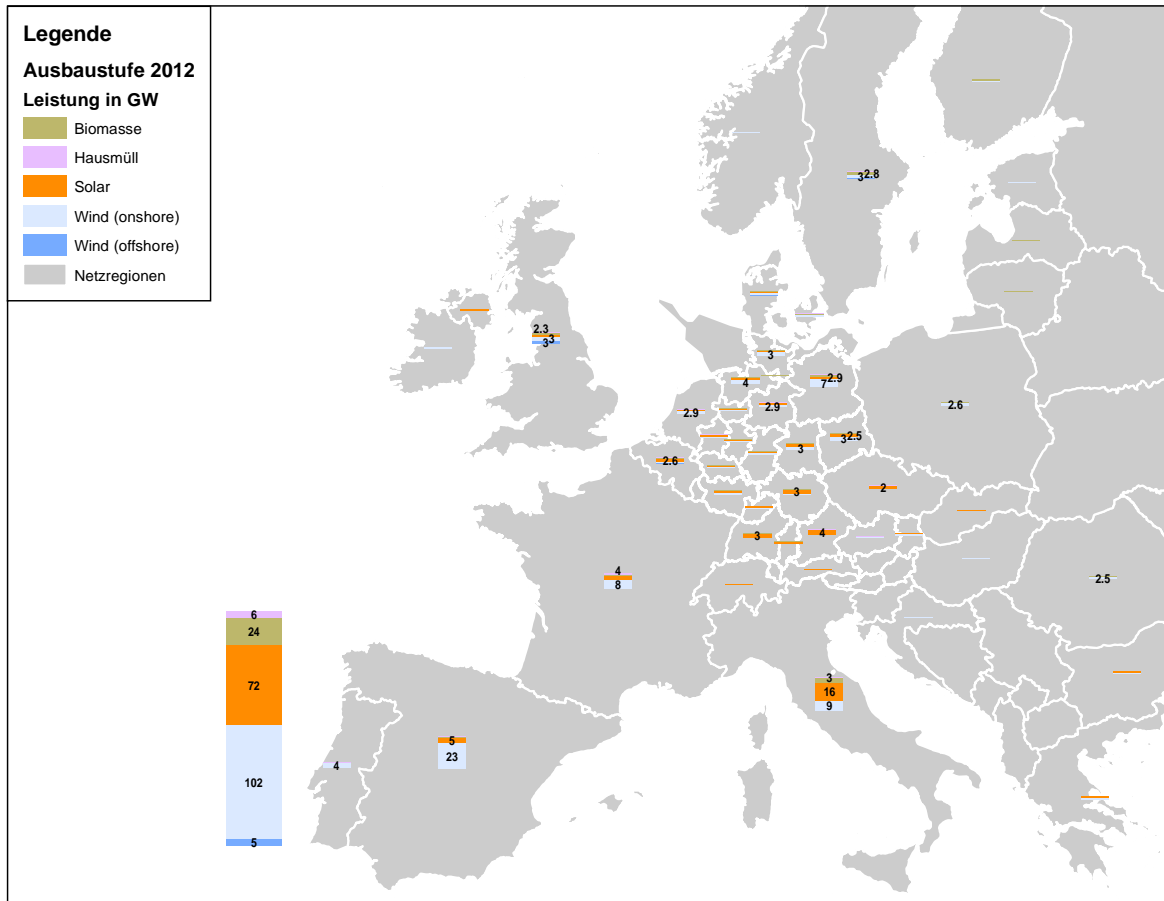


Abbildung 4-57: Entwicklung der installierten Leistung je Netzregion.

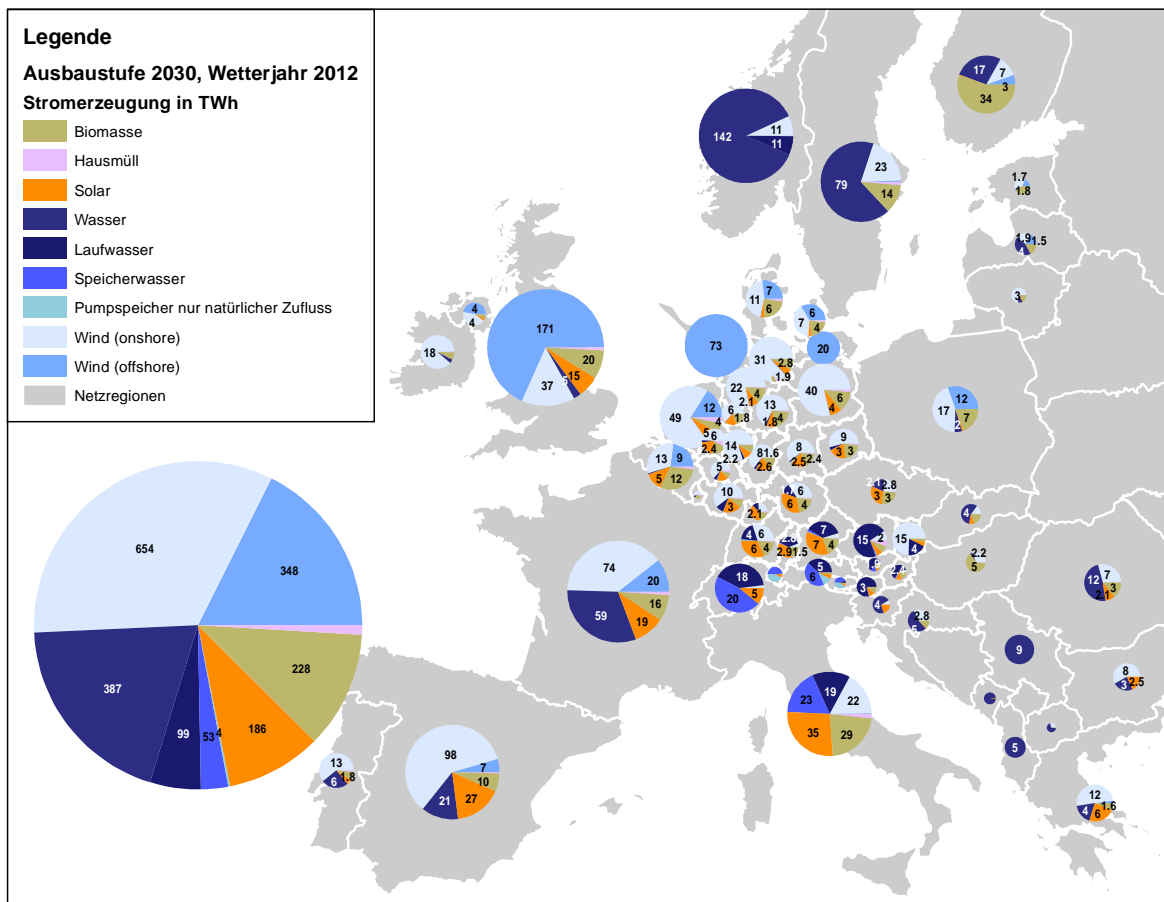
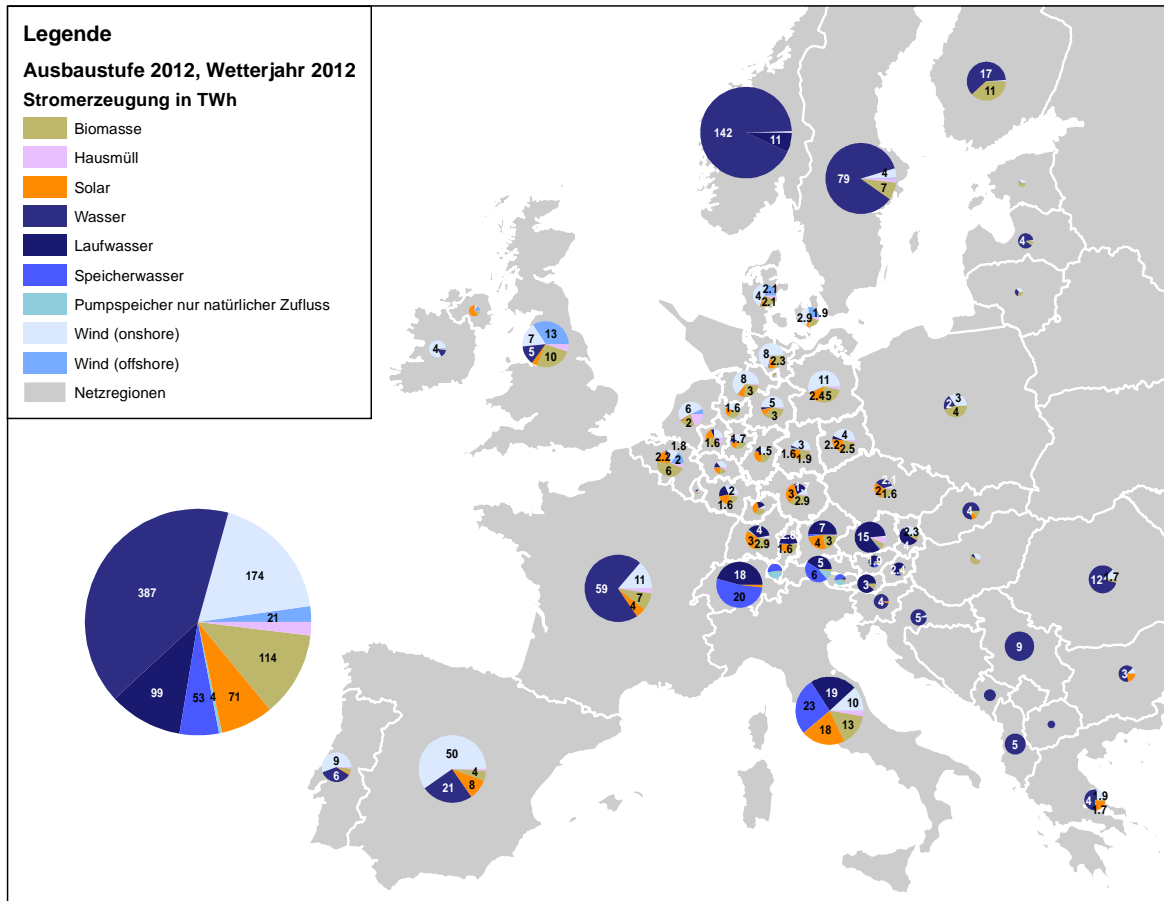


Abbildung 4-58: Entwicklung der regenerativen Stromerzeugung je Netzregion.

4.3.2 Last

Während Energieeffizienzmaßnahmen zur Senkung des Verbrauchs beitragen und eine politische Zielgröße im Kontext der Energiewende darstellen, sind gegenläufige Entwicklungen nicht zu vernachlässigen. Beispielsweise bringt trotz der zunehmenden Entkopplung ein steigendes Wirtschaftswachstum auch einen höheren Stromverbrauch mit sich. Zudem führt der Trend zur Elektrifizierung /EUREL-01 15/ zu einer umfassenderen Nutzung elektrischen Stroms anstelle alternativer Energieträger. Vor diesem Hintergrund werden im Nachfolgenden die in Kapitel 4.1 beschriebenen Datenquellen zu zwei elektrischen Lastszenarien und einem thermischen Lastszenario gebündelt.

Der thermische und elektrische Verbrauch setzt sich, wie in Kapitel 4.1.5 und 4.1.6 beschrieben, aus den einzelnen Lastgängen der verschiedenen Sektoren und Regionen zusammen. Für die **thermische Last** wird davon ausgegangen, dass durch Nachverdichtung der Fernwärmeabsatz in Deutschland bei 63 TWh (Öffentliche Versorgung) bzw. 56 TWh (Industrie) und in Österreich bei 23 TWh konstant bleibt. Im Gegensatz zur thermischen Last wird auf Seiten der **elektrischen Last** für Deutschland und Österreich zwischen zwei Entwicklungsszenarien unterschieden: Dem Szenario „Forschungsverbund“ und dem Szenario „NEP“. Das im Rahmen des Forschungsverbundes durch das IER /IER-02 14/ entwickelte Szenario repräsentiert eine Charakteristik, die von starken Effizienzgewinnen ausgeht und zu einer Reduktion um 8 % gegenüber dem Verbrauch im Jahr 2015 führt. In Anlehnung an den Netzentwicklungsplan /NEP-01 14/ und unter Berücksichtigung der regionalisierten Entwicklungen in den einzelnen Verbrauchssektoren wurde das Szenario „NEP“ entwickelt, welches eine Verbrauchssteigerung um 2 % bis zum Jahr 2030 antizipiert. Die Steigerung ist auf die Erhöhung des österreichischen Verbrauchs nach /AEA-01 10/ zurückzuführen. Der Verbrauch in Deutschland bleibt in Summe nahezu konstant (+0,5 %), wobei sich durch Entwicklungen innerhalb der Sektoren die Lastgänge verändern. Dazu zählt ein Rückgang des Verbrauchs aus Nachtspeicherheizungen und eine Erhöhung des Verbrauchs von elektrischen Straßenfahrzeugen und Wärmepumpen. Der Vergleich der beiden Szenarien ist in **Abbildung 4-59** dargestellt.

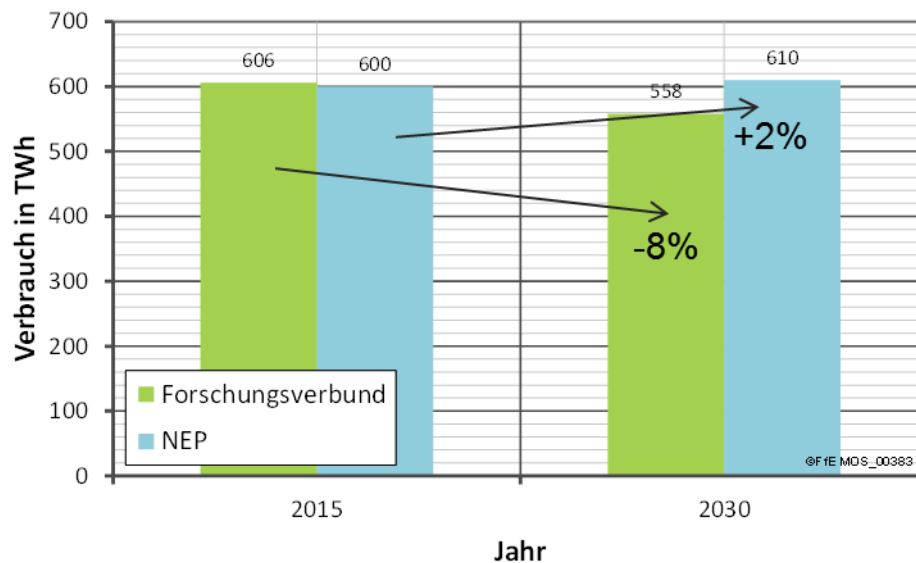


Abbildung 4-59: Elektrischer Verbrauch im deutsch-österreichischen Marktgebiet für das Szenario „Forschungsverbund“ und „NEP“ im Vergleich

Ein weiteres Unterscheidungsmerkmal der beiden Szenarien ist die Jahreshöchstlast. Im Szenario „Forschungsverbund“ liegt sie bei 79,5 GW und im Fall „NEP“ bei 85,3 GW.

Für die betrachteten europäischen Länder wird eine Steigerung der Last um 4 % nach ENTSO-E berücksichtigt (Siehe **Abbildung 4-60**). Es werden keine Szenarien für das europäische Ausland gebildet.

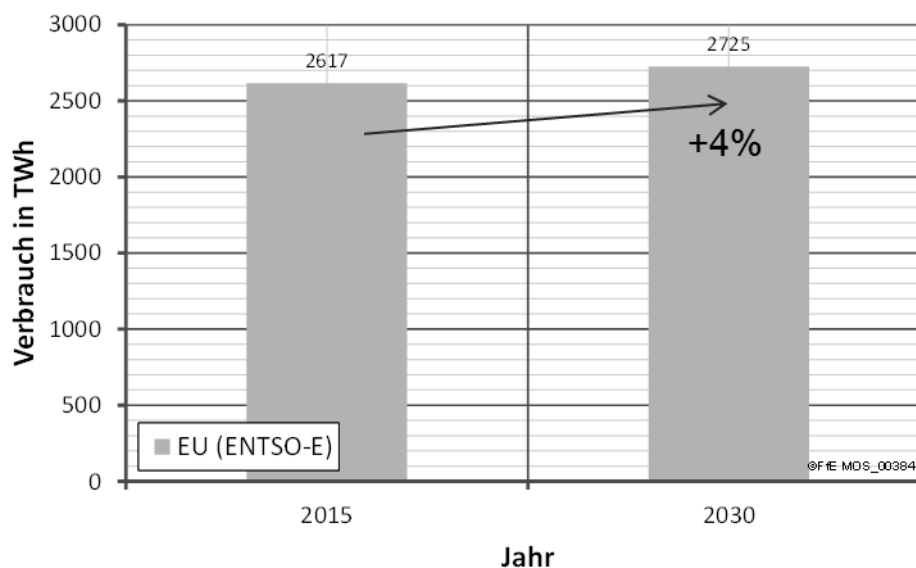


Abbildung 4-60: Elektrischer Verbrauch in den berücksichtigten europäischen Nachbarländern nach ENTSO-E

Die regionale Verteilung der Verbrauchsentwicklung nach Sektoren ist für das Szenario „Forschungsverbund“ in **Abbildung 4-61** und für das Szenario „NEP“ in **Abbildung 4-62** dargestellt.

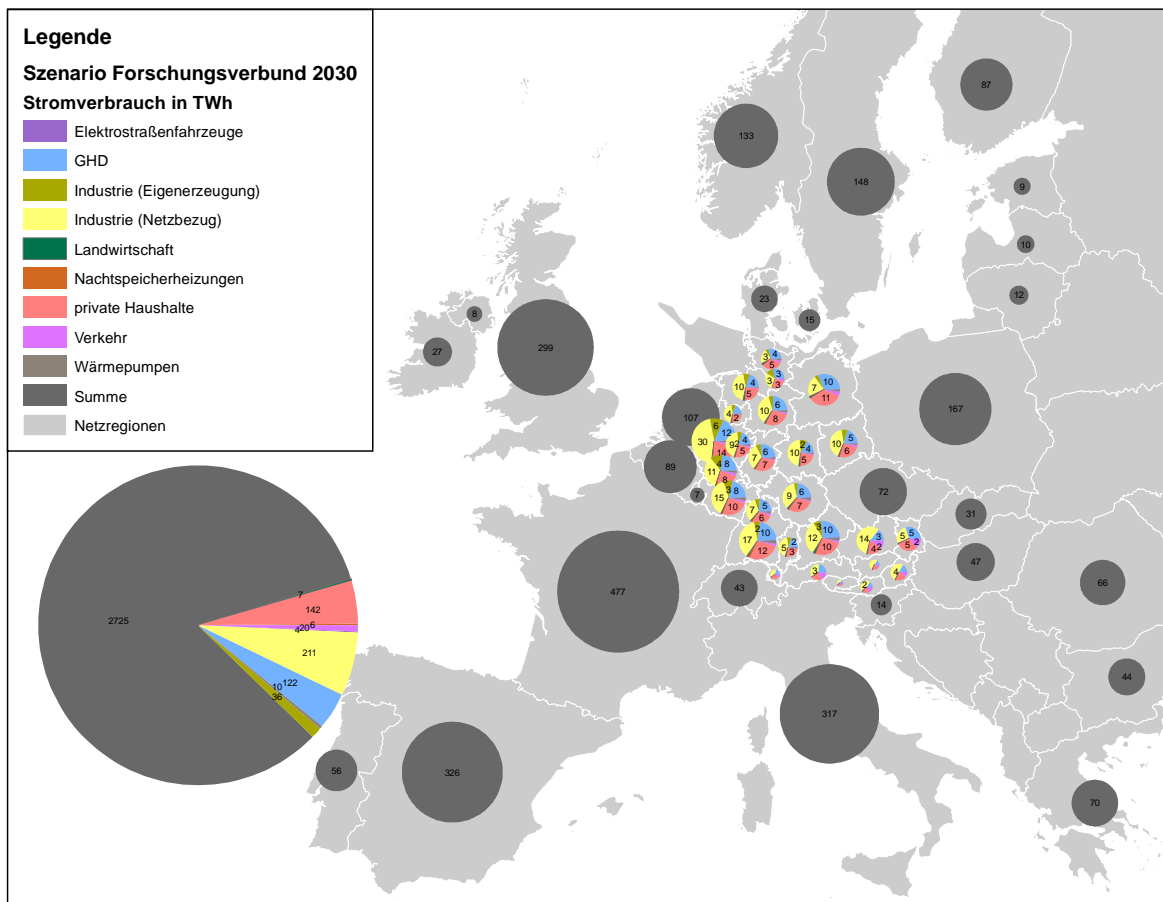
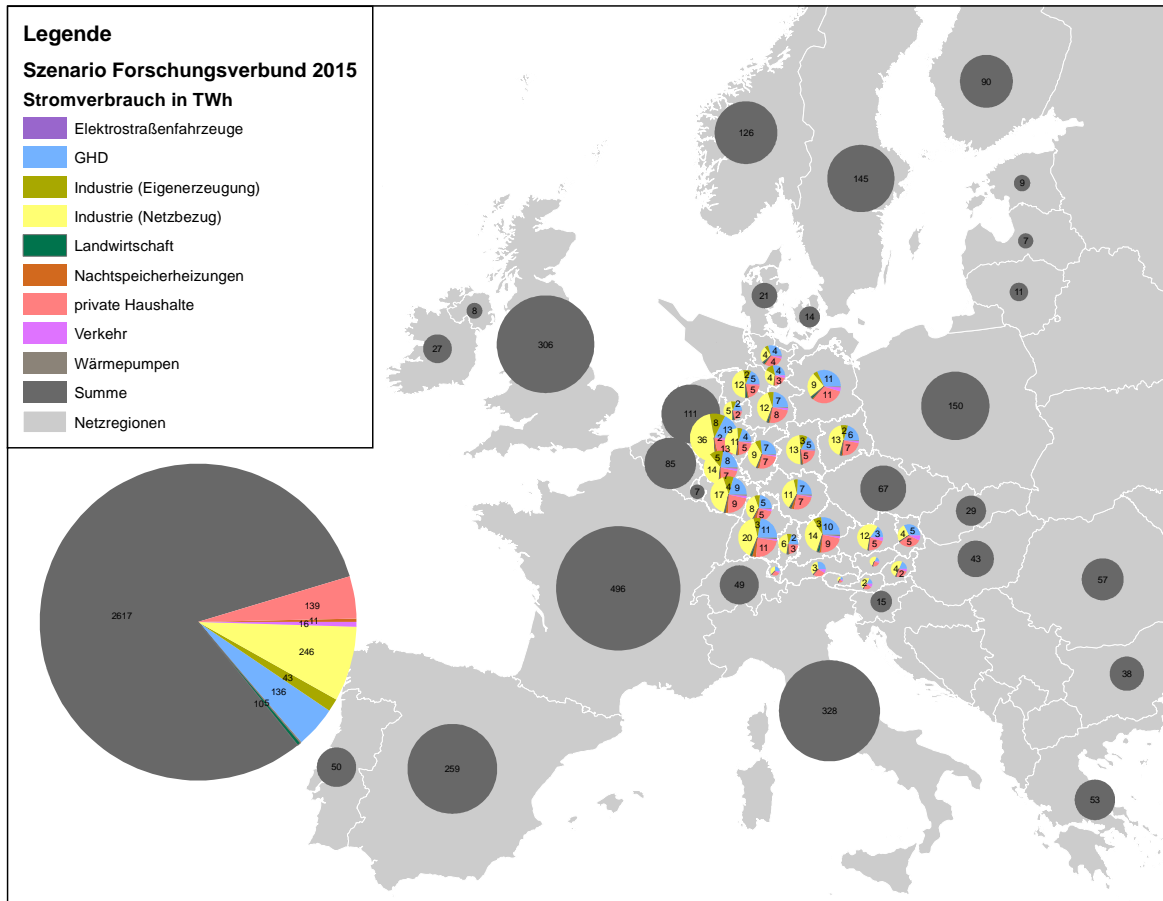


Abbildung 4-61: Entwicklung des Stromverbrauchs im Szenario „Forschungsverbund“.

4.3.3 Kraftwerke

Die zukünftige Entwicklung der installierten konventionellen Erzeugungskapazitäten wird im Kraftwerksszenario abgebildet. Das Kraftwerksszenario unterscheidet sich in der Detailtiefe zwischen dem deutsch-österreichischen Marktgebiet und den anderen berücksichtigten europäischen Ländern. Zunächst werden die Entwicklungen der installierten Leistungen für beide Fälle beschrieben. Anschließend erfolgt eine Beschreibung der verwendeten Kraftwerksparameter und zuletzt eine Darstellung der sich ergebenden Merit Order des Kraftwerksparks.

4.3.3.1 Bestandsentwicklung in Deutschland und Österreich

Zu- und Rückbauanlagen werden entsprechend ihres Inbetriebnahmejahres bzw. des Jahres der Außerbetriebsetzung zum Stand November 2015 berücksichtigt. Des Weiteren wird der Bestand für die Zukunft durch die Annahmen zur Lebensdauer und des Retrofits der Kraftwerke bestimmt.

Die Modellierung von Retrofits ist auch notwendig, weil das Inbetriebnahmejahr einiger Kraftwerke länger zurück liegt als ihre technische Lebensdauer. Daraus resultiert zum einen eine fehlerhafte Parameterzuweisung und zum anderen liegt kein Anhaltspunkt für die Außerbetriebnahme vor. Um diesem Problem zu entgegnen, wird für die betroffenen Kraftwerke angenommen, dass nach Ablauf der Lebensdauer eine Retrofit-Maßnahme vorgenommen wurde, welche die Lebensdauer um die Hälfte der Nutzungsdauer verlängert hat. Dementsprechend wird auch von modernisierten technischen Kenndaten ausgegangen.

Um die installierten thermischen Erzeugungskapazitäten bis zum Jahr 2030 konstant zu halten, wird zum einen für alle Bestands-Industrieanlagen ein ständiger Retrofit durchgeführt. Zum anderen wird für die öffentliche Fernwärmeversorgung angenommen, dass Braun- und Steinkohle-KWK-Anlagen durch Gasturbinen mit Abhitzeessel (prinzipiell wären auch Gas-BHKWs, oder deutlich teurere GUD-Anlagen möglich) mit gleich großer thermischer Leistung ersetzt werden. Da der Zubau zusätzlicher elektrischer Erzeugungskapazitäten ein Optimierungsergebnis darstellt, sollen diese im Bestand nur über die anlagentypische, mittlere Stromkennzahl an die thermische Leistung gekoppelt werden.

Die Entwicklung der installierten Kraftwerksleistungen im deutsch-österreichischen Marktgebiet im Verhältnis zur Jahreshöchstlast ist in **Abbildung 4-63** dargestellt. Dieser Darstellung liegen die Kraftwerksverfügbarkeiten, die in /UENB-01 12/ zur Berechnung der gesicherten Leistung verwendet werden, zugrunde. Ab dem Jahr 2017 überwiegt die Außerbetriebnahme alter Blöcke gegenüber den Neubauprojekten konventioneller Kraftwerke. Im Jahr 2020 liegt im deutsch-österreichischen Marktgebiet eine Lücke von 23 GW zwischen maximal verfügbarer konventioneller Kraftwerksleistung und Jahreshöchstlast nach NEP vor. Bis zum Jahr 2030 wächst diese Lücke auf 45 GW an.

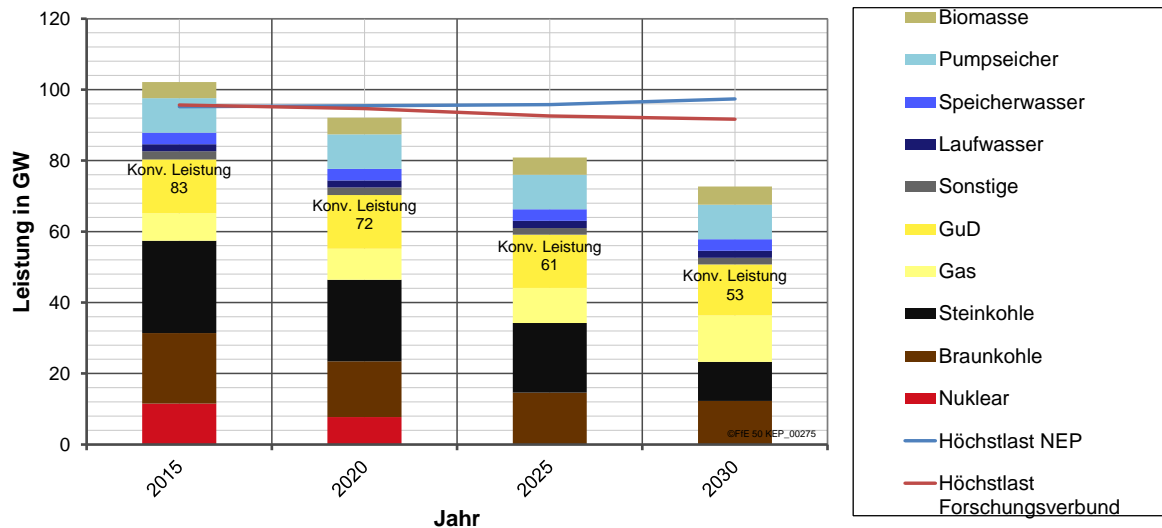


Abbildung 4-63: *Entwicklung des Kraftwerksparks nach Energieträgern im deutsch-österreichischen Marktgebiet*

4.3.3.2 Bestandentwicklung in Europa

Das Hauptaugenmerk der im Rahmen dieser Studie durchgeführten Modellierung liegt auf dem deutsch-österreichischen Marktgebiet. Die Abbildung des europäischen Auslands ist insofern von Nöten, um ein valides Umfeld für die sehr detaillierte Betrachtung im Inland zu gewährleisten. Es war ein „Nicht-Ziel“ der Studie, ein eigenes Szenario für die Entwicklung des Kraftwerksbestandes für ganz Europa zu erstellen. Mit dem Ziel, in dieser Hinsicht ein realistisches Bild für das europäische Ausland zeichnen zu können, steht die Konsistenz von Kraftwerkspark und Last im Mittelpunkt.

Hierfür kann auf die Daten nach SOAF (Scenario Outlook & Adequacy) /SOAF-01 14/ zurückgegriffen werden. Allerdings liegen nur Informationen zur installierten Leistung nach Brennstofftyp vor. Für eine ausreichend detaillierte Modellierung werden mindestens Informationen zum Kraftwerkstyp (z. B. GuD/Gas) und dem Inbetriebnahmejahr benötigt. Daher werden für den Bestand der Kraftwerke, ausgehend von /PLA-01 14/, Kraftwerks-Cluster abhängig vom Kraftwerkstyp und vom Zeitraum der Inbetriebnahme gebildet. Diese Cluster werden auf die zukünftigen Lasten nach SOAF skaliert. Die Altersklassen der Cluster sind in **Tabelle 4-21** dargestellt.

Tabelle 4-21: *Kraftwerks-Cluster im europäischen Ausland*

Altersklasse	Zeitraum des Inbetriebnahmejahr	Jahr für die Parameterzuweisung
1	Bis 1980	1980
2	1981–1995	1988
3	1996–2005	2000
4	Ab 2006	2010

In Altersklasse 1 wird das Parameterjahr 1980 angenommen, da davon auszugehen ist, dass viele Kraftwerke, die dieser Klasse zugeordnet werden, bereits einen Retrofit erhalten haben. Eine genauere Modellierung ist aufgrund der fehlenden Informationen zu Anlagenmodernisierungen nicht möglich.

In Altersklasse 4 wird für jede Ausbaustufe vereinfachend das Parameterjahr 2010 angenommen. Der Zubau in den einzelnen Altersklassen ist sowohl von dem Prozess des Kraftwerks, als auch von der Ausbaustufe und dem Land abhängig. Zunahmen der Kapazitäten werden durch einen Zubau in der jüngsten Altersklasse und Abnahmen der Kapazitäten durch den Rückbau in der ältesten vorhandenen Altersklassen berücksichtigt. Die Entwicklung des Bestands innerhalb einzelner Altersklassen wird mit Hilfe der SOAF-Prognose modelliert. Die hierbei getroffenen Annahmen bezüglich der Zusammensetzung der Altersklassen sind in **Abbildung 4-64** dargestellt.

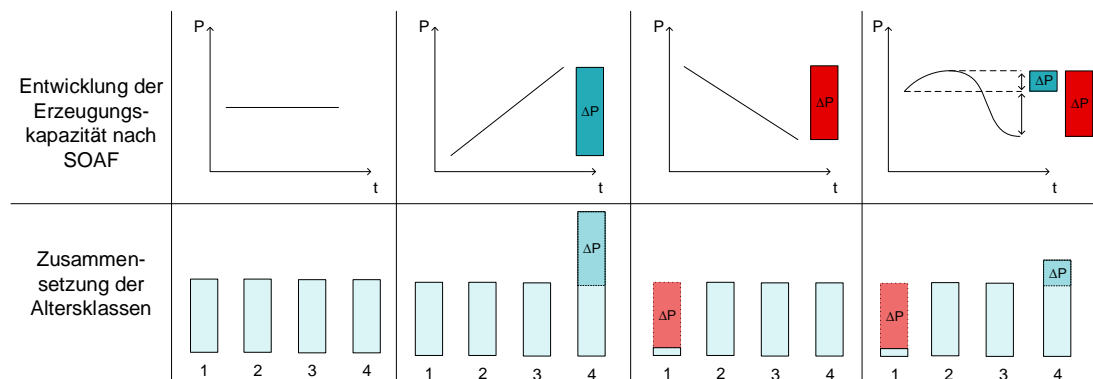


Abbildung 4-64: *Entwicklung von Erzeugungskapazitäten nach SOAF und deren Abbildung im verwendeten Altersklassen-Schema*

Eine zunehmende Erzeugungskapazität wird durch einen entsprechenden Zuwachs in Altersklasse 4 abgebildet. Bei einer sinkenden installierten Leistung wird der Wert der ältesten vorhandenen Altersklasse verringert. Aufgrund der Unterscheidung nach Prozessen und Ländern kann der Rückbau teilweise auch in den Klassen 2 und 3 stattfinden (in Abbildung 4-64 nicht dargestellt).

Um im Rahmen der Modellierung keine allzu großen virtuellen Kraftwerksblöcke entstehen zu lassen, wird ab einer installierten Leistung von 2,1 GW pro Kraftwerkscluster eine Aufsplittung in sieben Blöcke vorgenommen. Deren Parameterjahre variieren um ± 3 Jahre um das in Tabelle 4-21 dargestellte Jahr für die Parameterzuweisung. Unter Berücksichtigung dieser Maßnahme lässt sich zum einen das Teillastverhalten von Kraftwerken im europäischen Ausland annähern. Zum anderen wird die Blockstruktur der Merit-Order für das europäische Ausland aufgeweicht, was ebenfalls ein reales Verhalten darstellt.

Die für Europa aufsummierte Entwicklung der konventionellen Kraftwerke nach Altersklassen ist in **Abbildung 4-65** beschrieben. Es wird angenommen, dass eine Zunahme von Erzeugungskapazitäten, die laut SOAF dem Typ „Erdgas“ zuzuordnen sind, durch einen Zubau von GuD-Kraftwerken erfolgt.

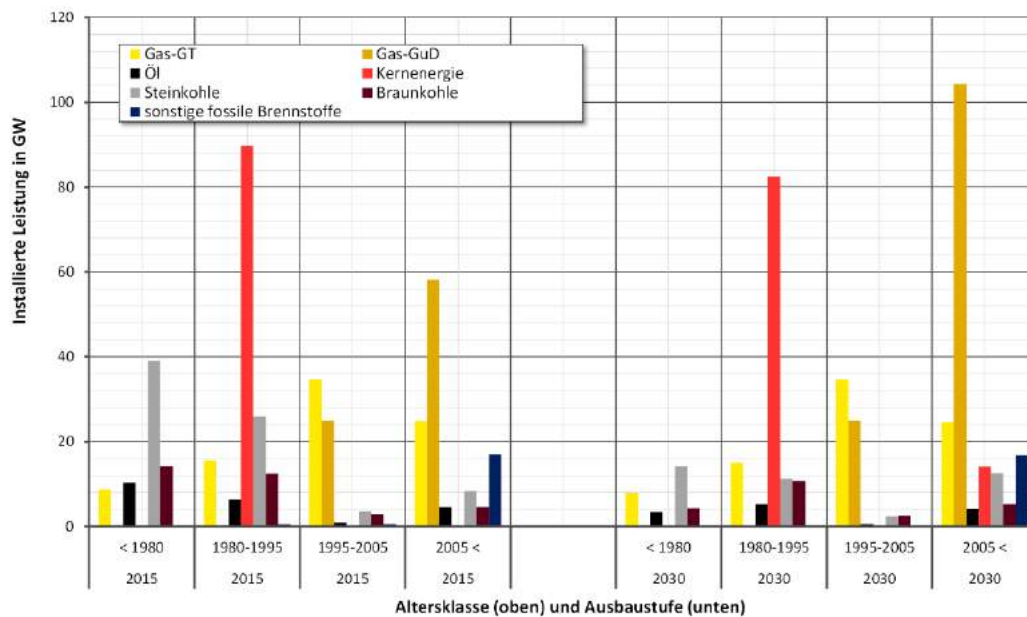


Abbildung 4-65: *Entwicklung des Bestands europäischer konventioneller Kraftwerke, außer Deutschland und Österreich, nach Altersklassen für die Ausbaustufen 2015 und 2030*

Eine ähnlich detaillierte Aufschlüsselung der Kraftwerke nach Industrie und KWK, wie im deutsch-österreichischen Marktgebiet, erfolgt nicht. Es wird ausschließlich die elektrische Last berücksichtigt.

4.3.3.3 Kraftwerkparameter

Neben den Erzeugungskapazitäten fließt eine Vielzahl von technischen und wirtschaftlichen Parametern in das Berechnungsmodell ein. Hierzu zählen beispielsweise:

- Wirkungsgrad
- Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten
- Lebensdauer
- Emissionsfaktoren
- Stromkennzahlen
- Verfügbarkeiten

Wirkungsgrad

Die technologischen Entwicklungen für Braunkohle, Steinkohle, Gas und GuD-Kraftwerken werden /FFE-01 12/ entnommen. Für Kern- und Ölkraftwerke werden die Daten aus /EWI-01 14/ verwendet. Für KWK-Anlagen ohne Entnahmekondensationsturbine wird der maximale Wirkungsgrad mit einem vom Energieträger abhängigen Koeffizienten multipliziert (GuD: 0,646; Kohle/Öl: 0,686).

Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten

Zur Vergleichbarkeit von Szenarien sind in der Regel die Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten ausschlaggebend. Diese verbrauchsabhängigen Kosten orientieren sich für das Basisszenario am Rahmenszenario des Netzentwicklungsplanes NEP2015 /ÜNB-03 14/ und gehen von einem Anstieg der CO₂-Zertifikatspreisen bis zum Jahr 2030

zur Einhaltung der politischen CO₂-Emissionsziele aus. Für das Jahr 2015 werden aktuelle Zertifikatspreise (Stand: 11.04.2015) verwendet. Eine Übersicht zu diesen Daten ist in **Tabelle 4-22** zu finden.

Tabelle 4-22: *Brennstoffpreise und CO₂-Zertifikatspreise (linear interpoliert falls nötig)*

Energieträger	2015	2020	2025	2030	Quelle
Erdgas in € ₂₀₁₄ /MWh _{th}	27	27	27	28	/ÜNB-03 14/
Steinkohle in € ₂₀₁₄ /MWh _{th}	9,8	10,2	10,6	10,6	/ÜNB-03 14/
Braunkohle in € ₂₀₁₄ /MWh _{th}	1,5	1,5	1,5	1,5	/ÜNB-03 14/
Uran in € ₂₀₁₄ /MWh _{th}	3,6	3,3	3,3	3,3	/EWI-01 14/
Öl in € ₂₀₁₄ /MWh _{th}	55,2	57,2	59,2	61,3	/ÜNB-03 14/
CO ₂ -Zertifikatspreise in € ₂₀₁₄ /t	7,01	14	21	26	/ÜNB-03 14/

Lebensdauer

Für die Entwicklung des Kraftwerksbestands ist die Lebensdauer der unterschiedlichen Kraftwerkstypen entscheidend. In **Tabelle 4-23** ist die im Rahmen dieser Studie verwendete Lebensdauer nach /EWI-01 14/ dargestellt.

Tabelle 4-23: *Lebensdauer für Kraftwerkstypen /EWI-01 14/.*

Kraftwerkstyp	Lebensdauer
Gasturbine	25
Gas- und Dampfturbine	30
Steinkohle-Dampfturbine	45
Braunkohle-Dampfturbine	45
Sonstige	25

Die Verwendung unterschiedlicher Ansätze für die Lebensdauer von Kraftwerken hat einen wesentlichen Einfluss auf die Entwicklung der zukünftig installierten Leistungen. Einflussfaktoren auf eine verkürzte Lebensdauer sind beispielsweise die Häufigkeit der Laständerungsvorgänge, Anfahrvorgänge, Lastgradienten oder die Volllaststunden. Das exakte Betriebsverhalten der Kraftwerke ist jedoch ein Ergebnis der Optimierungsberechnung. Die hier dargestellte Lebensdauer ergibt sich bei einem typischen Anlagenverhalten, das auf den technologischen Restriktionen der Kraftwerkstypen basiert. Im Rahmen der Modellierung werden diese Eigenschaften berücksichtigt, um die angenommenen Lebensdauern zu gewährleisten. Eine Beschreibung des Modellierungsansatzes für Kraftwerke ist in Kapitel 4.2.3 zu finden.

Emissionsfaktoren

Wie die Lebensdauer der Kraftwerke werden auch die Emissionsfaktoren aus /EWI-01 14/ entnommen. Sie sind in Tabelle 4-24 aufgeführt.

Tabelle 4-24: *Emissionsfaktoren nach /EWI-01 14/.*

Energieträger	Emissionsfaktor in tCO ₂ /MWh _{th}
Gas	0,201
Steinkohle	0,201
Braunkohle	0,335

Verfügbarkeiten

Als Verfügbarkeiten werden die in /FFE-03 16/ hergeleiteten Verfügbarkeiten angewendet. Falls keine historischen Daten vorhanden sind, wird die Verfügbarkeit als konstanter Wert nach /EWI-01 14/ angenommen.

Strom- und Stromverlustkennzahlen für KWK-Anlagen

Stromkennzahlen werden entweder anlagenscharf aus der FFE-Kraftwerksdatenbank entnommen, oder eine mittlere Stromkennzahl nach /AGFW-02 14/ abhängig vom Anlagentyp angenommen. Nach /AGFW-03 05/ liegt die Stromverlustkennzahl, die zur Beschreibung von Entnahmekondensationsanlagen wichtig ist, zwischen 0,1 und 0,2. Für die Studie wird ein Wert von 0,15 angenommen.

4.3.4 Übertragungsnetz

Aufgrund des Konsultations- und Genehmigungsverfahrens im Planungsprozess sowie bereits heute vorhandenen Verzögerungen bei einzelnen Projekten ist nicht gesichert, dass der Netzausbau entsprechend der in der Einleitung erwähnten Pläne verwirklicht wird. Dies ist die Grundlage für die Erstellung des Szenarios A. Es weist einen um etwa 5 Jahre verlangsamten Netzausbau gegenüber den Zielen der Netzentwicklungspläne aus. In Szenario B+ werden hingegen die Ausbauziele bis 2024 erreicht und für die Jahre danach unbestätigte NEP-Maßnahmen mit berücksichtigt. Die Charakteristika der Szenarien für das Übertragungsnetz sind in Tabelle 4-25 einander gegenübergestellt und werden nachfolgend genauer beschrieben.

Tabelle 4-25: *Charakteristika der Netzszenarien*

	Bestand	Zubau Szenario A	Zubau Szenario B+
DE/AT	Netzmodelle der TSOs	NEP mit + 5 Jahren Verspätung beim Bau der geplanten Vorhaben	NEP „On Time“ bis 2025 Unbestätigte Maßnahmen werden zum Jahr 2030 zugebaut
EU	ENTSO-E Grid Map	Geplante Maßnahmen nach TYNDP + 5 Jahre	Geplante Maßnahmen nach TYNDP
DE/AT → EU	NTCs des Jahres 2012	Historische NTCs (2012) als relative Verfügbarkeit neuer Leitungen Steigerung der NTCs um 20 % für Berechnungen nach 2015	

Allen Szenarien ist gleich, dass bestehende und zugebaute Übertragungskapazitäten der grenzüberschreitenden Verbindungen mit einer zeitabhängigen Verfügbarkeit belegt werden, die sich am NTC des Jahres 2012 orientiert. Dem liegt zugrunde, dass im Jahr 2012 die Bestimmung der freigegebenen grenzüberschreitenden Handelskapazitäten

entsprechend dem NTC Verfahren erfolgte. Mittlerweile wurde allerdings das Flow-Based-Market-Coupling eingeführt. In /BMU-10 12/ wird geschätzt, dass dadurch die Handelsflüsse um 20 bis 30 % ansteigen werden. Zur Berücksichtigung der Umstellung auf das Flow-Based-Market-Coupling werden daher die NTCs mit Ausnahmen von HGÜ-Leitungen für die Jahre ab 2015 mit einem Faktor von 1,2 multipliziert.

Szenario A

Es wird angenommen, dass es beim geplanten Netzausbau zu erheblichen Verzögerungen kommt. Dabei wird für jedes Projekt von einer Verzögerung von pauschal 5 Jahren ausgegangen. Dies betrifft gleichermaßen die Projekte des NEP-Szenarios B 2024 und die des TYNDP. Lediglich die im EnLAG ausgewiesenen Projekte werden als planmäßig fertiggestellt angenommen.

Durch oben genannte Verzögerung wird auch die Fertigstellung des im NEP beschriebenen HGÜ Korridors A in die Jahre 2024 (Rheinland - Süddeutschland) bzw. 2027 (Niedersachsen - Rheinland) gelegt. Korridor C wird in den Jahren 2027 und 2028 fertiggestellt. Die Korridore B und D werden nicht realisiert. Damit werden die HGÜ-Verbindungen in Deutschland erst nach dem Kernkraftwerksausstieg oder im Fall der Korridore B und D vorerst nicht vor 2030 fertiggestellt. Die durch den Kernkraftwerksausstieg wegfallende Leistung im Süden Deutschlands kann also nicht zum Zeitpunkt der Abschaltung der Kraftwerke durch HGÜ-Punkt zu Punkt Verbindungen kompensiert werden.

Szenario B+

Das Szenario B+ stellt ein mittleres Szenario bis in das Jahr 2024 dar. Es wird angenommen, dass die Standardprojekte und ausgewiesenen Grenzkuppelstellen des NEP Szenarios B 2024 planmäßig fertiggestellt werden. Gleiches gilt für die Projekte des TYNDP.

Für die HGÜ-Korridore wird angenommen, dass insbesondere Korridor A und C zum frühestmöglichen Termin (Laut NEP 2019 - 2024) realisiert wird, um die wegfallende Erzeugung aus den Kernkraftwerken Philippsburg (2019) und Gundremmingen (2017) kompensieren zu können. Der erste Abschnitt des Korridors D wird für das Jahr 2022 als realisiert angenommen. Dieser wird laut aktuellem BNetzA-Datensatz zum Jahr 2034 nochmals verstärkt, sowie um eine weitere Verbindung bis zur Ostsee nach NEP-Szenario B 2034 erweitert. Mit dem Anspruch, durch die Szenarien einen Szenarienraum aufzuspannen, der möglichst zuverlässig die zukünftige Entwicklung des Netzes bis zum Jahr 2030 beinhaltet, wird dieses Szenario erweitert und damit als „B+“ gekennzeichnet. Es werden jene Maßnahmen des NEP-Zubaunetzes, die nach Wunsch der ÜNBs bis zum Jahr 2030 realisiert werden sollen, für das Jahr 2030 als umgesetzt angenommen. Für die vorherigen Jahre werden keine Projekte aus dem NEP-Zubaunetz berücksichtigt. Damit stellt das Szenario B+ für das Jahr 2030 ein Maximalszenario dar.

Diese Annahme ist zudem damit zu begründen, dass die Daten des NEP 2015 für die installierten Leistungen der Windenergieanlagen eine Diskrepanz zu den in NEP 2014 angenommenen Daten aufweisen. Während im NEP 2014 im Szenario B für das Jahr 2034 97 GW /NEP-01 14/ installierte Erzeugungskapazitäten aus Wind (On- und Offshore) angegeben werden, sind es im NEP 2015 /BNETZA-13 14/ für das Jahr 2035 bereits 107 GW. Selbst bei einer Fortschreibung des Wind-Zubaus in NEP 2014 bis ins

Jahr 2035 wird dieser Wert um 7 GW unterboten. Die Untersuchungen hinsichtlich des Netzausbaubedarfs zeigen, dass der Ausbau der Winderzeugung einen wesentlichen Treiber darstellt. Des Weiteren zeigen die Ergebnisse der Windkraftmodellierung in Kapitel 4.1.4.1 höhere Volllaststunden als im NEP angenommen werden.

4.3.5 Steuern und Abgaben

Die Darstellung eines akteursorientierten Einsatzes von Speichern und Flexibilitätsoptionen basiert auf der Berücksichtigung von zusätzlichen Steuern und Abgaben, die für Akteure beim Bezug von Strom aufzubringen sind. Durch die Belegung der Strombezugsvariablen bestimmter Akteure mit Zusatzkosten wird das Verhalten der Akteure simuliert und dabei berücksichtigt, dass die Akteure im System nicht nur den simulierten Großhandelspreis sehen, sondern zusätzlich noch Steuern und Abgaben. Für die akteursoptimierte Simulation wurden deshalb verschiedene Szenarien für Steuern und Abgaben erstellt. Sie basieren jeweils auf den Steuern und Abgaben, die heute existieren und für die Akteure im System gelten. Eine Prognose für zukünftige Entwicklungen wird nicht vorgenommen. In Sensitivitätsrechnungen werden diese anschließend im Rahmen der gesetzlichen Bestimmungen variiert. Für die Akteure ergeben sich daher, je nach Technologie, unterschiedliche Kosten.

Im Allgemeinen gilt, dass klassische Speicher nicht von der Zahlung der EEG-Zulage betroffen sind (siehe EEG §37 Abs. 4), weshalb sich geringere Kosten im Vergleich zu Endverbrauchern wie Power-to-Heat ergeben. Die Kosten für Pumpspeicher liegen bei 2,85 €/MWh, während für Power-to-Heat-Elemente Kosten von 113,66 €/MWh angenommen werden, da letztere als Endverbraucher gelten und somit keine Vergünstigungen erhalten. Eine Variation der Kosten in den Sensitivitätsanalysen ergibt sich beispielsweise aus der Annahme, dass für alle Akteure eine Reduzierung der Netznutzungsentgelte auf 20 % gilt. Zudem wird angenommen, dass die Technologie Power-to-Heat ebenfalls von der Zahlung der EEG-Zulage befreit wird, wodurch sich Kosten ergeben, die im Bereich der Kosten für klassische Speicher wie Batteriespeicher liegen.

Für die Berechnungen aus Akteurssicht wird das Basisszenario „NASA30K“ verwendet. Als Szenarien für die Steuern und Abgaben werden die heute gültigen Belastungen (H) und drei Sensitivitäten (H*, S1 und S2) hiervon betrachtet:

- H Steuern und Abgaben, wie sie heute gültig sind.
- H* Wie H, nur die Netzentgelte werden für Power2Heat-Anlagen um 20 % reduziert und eine Befreiung von der EEG-Zulage angenommen.
- S1 Wie H*, aber mit Abgaben für Pumpspeicher, wie sie sich ergeben würden, wenn die gleichen Abgaben wie für Industrieunternehmen nach /BDEW-04 14/ zu zahlen wären.
- S2 Wie S1, aber ohne Reduktion der Netzentgelte für Pumpspeicher.

Mit H* soll beurteilt werden, wie sich die gängigen Stellschrauben auf den Power2Heat-Ausbau und -Einsatz auswirken. Mit den Sensitivitäten S1 und S2 soll untersucht werden, wie sich ein verringerter Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken auf den Einsatz und Ausbau der anderen Funktionalen Speicher auswirkt. Die Höhe der Steuern und Abgaben sind dem Teilbericht 2 bzw. /BDEW-14 14/ entnommen und sind je Szenario für Pumpspeicher und Power2Heat-Anlagen in **Tabelle 4-26** aufgeführt.

Tabelle 4-26: *Belastungen durch Steuern und Abgaben nach Szenario*

Szenario	Pumpspeicher	Power2Heat
H	2,85 €/MWh	113,66 €/MWh
H*	2,85 €/MWh	26,26 €/MWh
S1	10,89 €/MWh	26,26 €/MWh
S2	35,89 €/MWh	26,26 €/MWh

4.3.6 Zusammenfassung

Die Kombination der beschriebenen Entwicklungen der Systemelemente Erneuerbare Energien, Last, Kraftwerke und Übertragungsnetz führt zur Definition der betrachteten Szenarien. Die zentralen Unterschiede ergeben sich zum einen aus der Last, die nach **Forschungsverbund** im Jahr 2030 einen um ca. 50 TWh geringeren Verbrauch gegenüber **NEP** in DE/AT ausweist. Zum anderen aus dem Netzszenario, für das beispielsweise im **Szenario B+** im Jahr 2030 zusätzliche Übertragungskapazitäten von 7 GW (verteilt auf fünf Netzprojekte) gegenüber **Szenario A** angenommen werden.

Ein weiteres Unterscheidungsmerkmal der Szenarien sind die zu optimierenden Zubauoptionen. So kann jedes der obigen Szenarien mit der Referenz-Option **R** „alleiniger Kraftwerkszubau“ und einmal mit der Option **SA** „Kraftwerks- und Speicherausbau“ simuliert werden. Aus der Option **SA** ergibt sich der Mehrwert von Speichern in Deutschland und Österreich je Netzregion. In **Tabelle 4-27** sind die Szenarien und ihre Merkmale, nach denen sie sich unterscheiden, zusammengefasst. Diese Nomenklatur wird für die nachfolgenden Beschreibungen von Berechnungsergebnissen beibehalten.

Tabelle 4-27: *Übersicht und Abkürzungsverzeichnis zu den Szenarien*

Last	Netz	Optimierte Zubauoptionen	2015	2020	2025	2030	Zusatz
NEP	Szenario A	R (=Kraftwerkszubau)	NAR15	NAR20	NAR25	NAR30	-N -K
NEP	Szenario B+	R	NBR15	NBR20	NBR25	NBR30	-N -K
Forschungsverbund	Szenario A	R	FAR15	FAR20	FAR25	FAR30	-N -K
Forschungsverbund	Szenario B+	R	FBR15	FBR20	FBR25	FBR30	-N -K
NEP	Szenario A	SA (=Kraftwerks- und Speicherausbau)	NASA15	NASA20	NASA25	NASA30	-N -K
NEP	Szenario B+	SA	NBSA15	NBSA20	NBSA25	NBSA30	-N -K
Forschungsverbund	Szenario A	SA	FASA15	FASA20	FASA25	FASA30	-N -K
Forschungsverbund	Szenario B+	SA	FBSA15	FBSA20	FBSA25	FBSA30	-N -K

Zusätzlich wird ein K bzw. N angehängt, um zwischen der Variante „Kupferplatte“ – also ohne Berücksichtigung von Netzrestriktionen im deutsch-österreichischen Marktgebiet - und „Netzregionenscharf“ für die elektrische Last zu unterscheiden.

Darüber hinaus werden die beiden Szenarien „geringe Belastungen“ und „mittlere Belastungen“ durch Steuern und Abgaben für das Basisszenario „NASA30K“ für die Berechnungen aus Akteurssicht verwendet.

4.4 Anwendung von ISAaR

Damit ein möglicherweise vorliegendes Ungleichgewicht zwischen aktuers- und systemoptimiertem Ausbau und Einsatz von Speichern herausgearbeitet werden kann wird ISAaR von mehreren Standpunkten aus angewendet. Ein Überblick hierzu ist in Abbildung 4-66 gegeben.

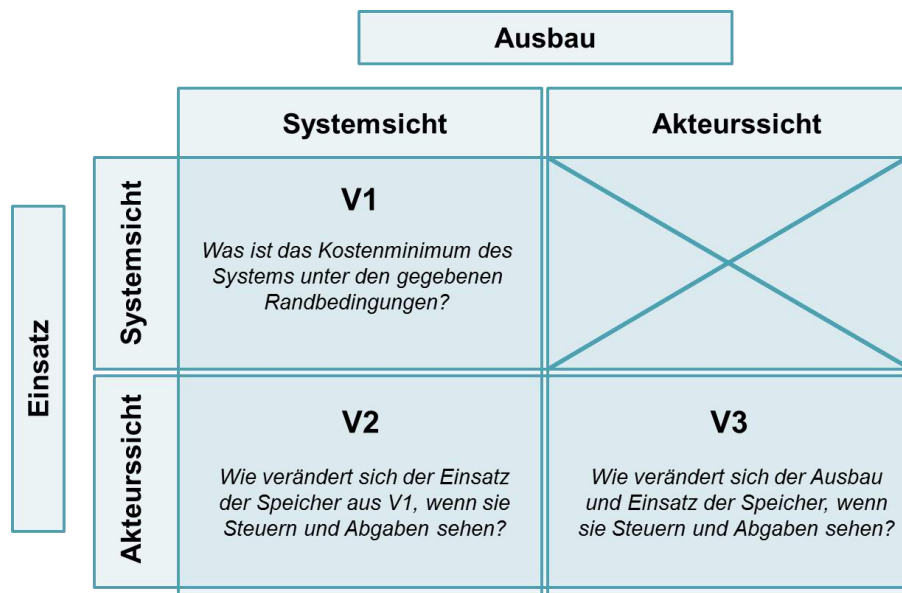


Abbildung 4-66: Anwendungsvarianten der ISAaR in MOS2030

Insgesamt ergeben sich vier Anwendungsvarianten der ISAaR. Für die Bewertung aus Systemsicht dient Variante 1 (V1). Dort wird der Ausbau- und Einsatz aus Systemsicht optimiert, um für das jeweilige Szenario den kostengünstigsten Speicherausbau zu bestimmen. Für die Betrachtungen aus Akteurssicht ergeben sich drei Variationen, wobei eine davon (V1*) nur eine Abwandlung von V1 darstellt, da in dieser der Einsatz aus V1 verwendet und nachträglich mit Steuern und Abgaben belegt wird. In V2 wird untersucht, wie sich der Einsatz der Speicher verändert, wenn der Ausbau aus V1 übernommen wird, der Einsatz der Speicher jedoch mit Steuern und Abgaben belegt wird. V3 stellt die reine Sichtweise der Akteure dar. Der Ausbau- und Einsatz werden beide unter Berücksichtigung von Steuern und Abgaben durchgeführt. Variante 4, der Ausbau aus Akteurssicht und Einsatz aus Systemsicht, wird nicht betrachtet. Zwar ist diese Sichtweise vor dem Hintergrund der aktuellen Entwicklung bei privaten Batteriespeichern, die aus Akteurssicht zur Eigenstromnutzung gekauft werden, dann aber zur Erfüllung von Förderbedingungen auch systemdienlich eingesetzt werden müssen, ebenfalls von Interesse. Für die Beantwortung der Kernfragen der Studie konnte hieraus jedoch kein Mehrwert generiert werden.

Insgesamt ergibt sich also eine Berechnungsvariante zur Bewertung des Mehrwertes von Speichern aus Systemsicht und drei weitere (V1*, V2, V3) aus Akteurssicht. Aus dem Vergleich der Ergebnisse der verschiedenen Varianten lassen sich Rückschlüsse auf den Hebel von Steuern und Abgaben ziehen.

Für die Anwendung des Modells ist zu berücksichtigen, dass die Rechenzeit des Modells einen limitierenden Faktor darstellt. Aus diesem Grund ist der Ablauf der Szenariorechnungen in zwei Schritte unterteilt. Zunächst erfolgt eine europaweite

Marktsimulation, aus der für den zweiten Modelllauf die Im- und Exporte in das deutsch-österreichische Marktgebiet als feste Vorgabe übernommen werden. Der Ausbau und Einsatz Funktionaler Speicher wird dann mit diesen fixierten Im- und Exporten für das Kupferplatten- bzw. Netzregionenszenario bestimmt.

4.4.1 Ausbau und Einsatz aus Systemsicht

Im Fokus der Betrachtung dieser Arbeit steht das Jahr 2030. Die Ergebnisse der Simulation für dieses Jahr werden im Folgenden vorgestellt. Zusätzlich werden die Ergebnisse der simulierten Stützjahre (2020 und 2025) diskutiert.

Dem Vorgehen zur Bewertung des volkswirtschaftlichen Nutzens des Ausbaus von Speichern liegt keine Optimierung des Gesamtsystems aus Kraftwerken, Netzen und Speichern zugrunde. Es werden vielmehr die aktuellen Entwicklungen im Bereich des Kraftwerksparks und des Netzausbaus in Szenarien berücksichtigt und dazu eine Optimierung des Speicherzubaus durchgeführt. Ziel des Vorgehens ist es, einen Rahmen aufzuspannen, aus dem der Mehrwert von Speichern in der Zukunft abgeleitet werden kann. Zentrale Ergebnisse stellen daher die Auswirkungen des Speicherzubaus und -einsatzes auf die Systemelemente, die sich daraus ergebenden Systemgesamtkosten, die Schattenpreise für Strom oder Wärme und die CO₂-Emissionen dar. Einige Speicheroptionen verfügen nur über ein begrenztes Potenzial. Welcher Anteil dieses Potenzials genutzt wird, stellt ein weiteres Ergebnis der Optimierungsrechnungen dar. Die regionale Verteilung von Erzeugungseinheiten und Verbrauchszentren – sowohl auf thermischer, als auch auf elektrischer Seite – führt zu regional verschiedenen Anreizen für den Speicherausbau. Diese Komponente wird im Nachfolgenden ebenfalls Berücksichtigung finden.

4.4.1.1 Gesicherte Leistung als Anreiz zum Ausbau von Speichern

Zunächst soll geklärt werden, ob bei den verwendeten Eingangsdaten für das Simulationsmodell ein Anreiz zum Speicherausbau aufgrund des Bedarfs an gesicherter Leistung besteht. Hierfür wird eine Betrachtung der residualen Last und der Residuallast 2.0 durchgeführt. Die Residuallast 2.0 berücksichtigt im Gegensatz zur Residuallast auch noch den Exportsaldo. Liegt die Residuallast 2.0 für mehrere Stunden oberhalb der gesicherten Leistung, die sich aus den konventionellen Kraftwerken bei einer durchschnittlichen Verfügbarkeit von 90 % und den PSW, sowie Speicherwasserkraftwerken bei 80 % ergibt, so kann dies einen Zubau von Kraftwerkskapazitäten oder Speichern zur Folge haben. In **Abbildung 4-67** ist das Verhältnis von gesicherter Leistung zur Residuallast im Jahr 2030 dargestellt.

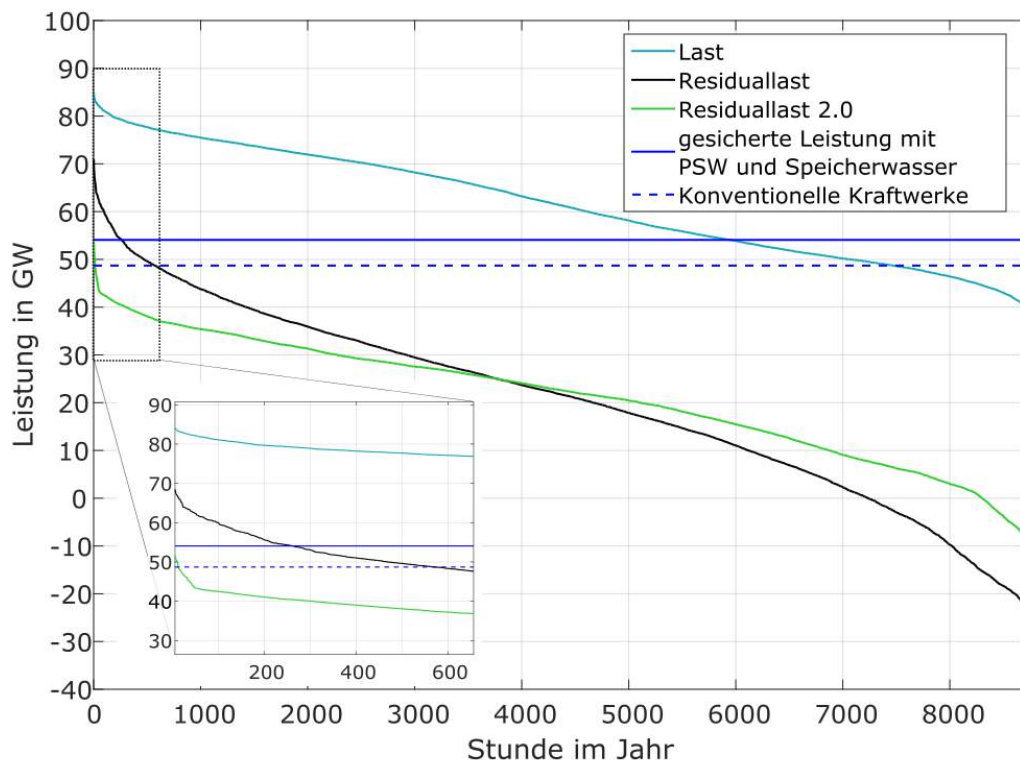


Abbildung 4-67: Vergleich der installierten Leistung mit Last, Residuallast und Residuallast 2.0 im Szenario NASA30N in Deutschland

In 1502 Stunden des Jahres liegt die Residuallast unter null. Die Residuallast 2.0 liegt 12 Stunden oberhalb der gesicherten Leistung der konventionellen Kraftwerke. Zu diesen Zeiten ist zudem davon auszugehen, dass die modellierten Verfügbarkeiten innerhalb der Optimierung höher sind, als die hier aus Darstellungsgründen vereinfacht abgebildeten Verfügbarkeitswerte der konventionellen Kraftwerke /FFE-03 16/.

Wie in der obigen Abbildung zu sehen, wird **keine zusätzliche konventionelle Kraftwerkskapazität** zur Deckung der Residuallast 2.0 benötigt. Die Berechnungen aller Szenarien und Jahre zeigt, dass ein Zubau von Gaskraftwerken nicht zur Verringerung der Systemgesamtkosten beiträgt. Damit ist zudem gezeigt, dass die Bereitstellung gesicherter Leistung keinen Treiber für den Speicherzubau darstellt. Die verbleibenden zu bewertenden Einsatzoptionen sind die Lastglättung und, unter Berücksichtigung der modellbedingten Einschränkungen, die Integration von Erneuerbaren Energien.

4.4.1.2 Speicherzubau

Zur Lastglättung und Integration von Erneuerbaren Energien erweisen sich die Technologien „Demand-Side-Management“, „Power2Heat“, „Thermische Speicher“ und die Flexibilisierung von Verbrauchern auf Haushaltsebene als besonders systemdienlich. Je nach Jahr und Szenario unterscheiden sich Leistung und Kapazität teilweise deutlich. In **Abbildung 4-68** sind die Ergebnisse des Szenarios NASA-N für die Jahre 2020, 2025 und 2030 dargestellt. Bei den hier abgebildeten Werten handelt es sich um Optimierungsergebnisse, welche aus Kostensicht die optimale Zusammensetzung von Energiespeichern im Gesamtsystem in Deutschland und Österreich beschreiben.

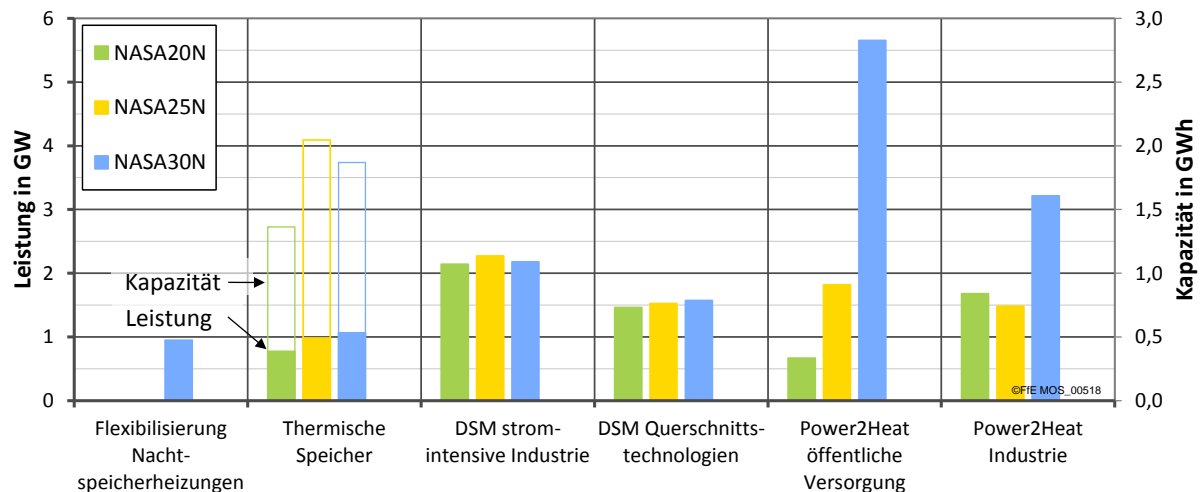


Abbildung 4-68: Elektrische Einspeicherleistungen für die Jahre 2020, 2025 und 2030 in Deutschland und Österreich; Bei den Ergebnissen für thermische Speicher handelt es sich um thermische Leistungen und Kapazitäten.

Besonders hervorzuheben ist, dass in allen Jahren das vollständige Demand-Side-Management-Potenzial erschlossen wird. Genutzt werden die Lastverschiebung in der stromintensiven Industrie und die Abschaltung von Lasten bei der Industrie mit Querschnittstechnologien. Die Zuschaltung von Lasten ist nicht systemdienlich und auch die Einsatzoption „Produktionsausfall“ in der stromintensiven Industrie wird aufgrund der hohen Kosten für einen Abruf (300 €/MWh) nicht genutzt. Die Flexibilisierung der Nachtspeicherheizungen findet für 14 % des gesamten Potenzials statt. Allerdings führt diese Technologie nur im Jahr 2030 zu einer Verringerung der Systemgesamtkosten, in den vorherigen Jahren kann sie nicht wirtschaftlich betrieben werden.

Zudem erweist sich die Kopplung mit dem Wärmesektor zur Nutzung weiterer Flexibilitäten aus Systemsicht als sehr nützlich. Der Ausbau von thermischen Speichern und von Power2Heat in den Fernwärmenetzen der Industrie bzw. der öffentlichen Versorgung ist nicht nur darauf zurückzuführen, sondern auch auf die Vorteile, die mit einer flexibleren Betriebsweise der KWK einhergehen. Power2Heat ermöglicht die Integration und zeitliche Verschiebung von günstig erzeugtem Strom in den Wärmesektor, wo sich in Abhängigkeit zum zeitlichen Verlauf des Wärmebedarfs und dem Einsatz der KWK-Kraftwerke Opportunitäten ergeben, die einen systemdienlichen Ausbau und Einsatz dieser Technologien begünstigen. Das durchschnittliche Verhältnis der Speicherkapazität zur Einspeicherleistung der thermischen Speicher liegt für die hier dargestellten Ergebnisse im Bereich von 1,8 bis 2,1. Dies zeigt, dass eine Verschiebung über mehrere Tage auf der Wärmeseite unter den zugrunde liegenden Annahmen keinen Anreiz darstellt. Ein wesentlicher Treiber für den Ausbau von Power2Heat und thermischen Speichern stellt hingegen der Anteil Erneuerbarer Energien am Stromverbrauch dar.

Bei gleichbleibender Erzeugung aus Erneuerbaren Energien weisen die Szenarien „FASA“ eine um 8 % geringere Last als die Szenarien „NASA“ (Ergebnis in Abbildung 4-68) aus. Hieraus ergeben sich im Jahr 2030 für das Szenario FASA30N deutliche Unterschiede bezüglich der zugebauten Einspeicherleistung von Power2Heat

(+2,3 GW) und Wärmespeichern (+1,8 GW). Zur Einordnung des durch Power2Heat erschlossenen Fernwärmepotenzials ist eine Betrachtung der von Power2Heat umgesetzten Energiemengen relevant. Für das Jahr 2030 werden in **Abbildung 4-69** die Szenarien „FASA“ und „NASA“ verglichen.

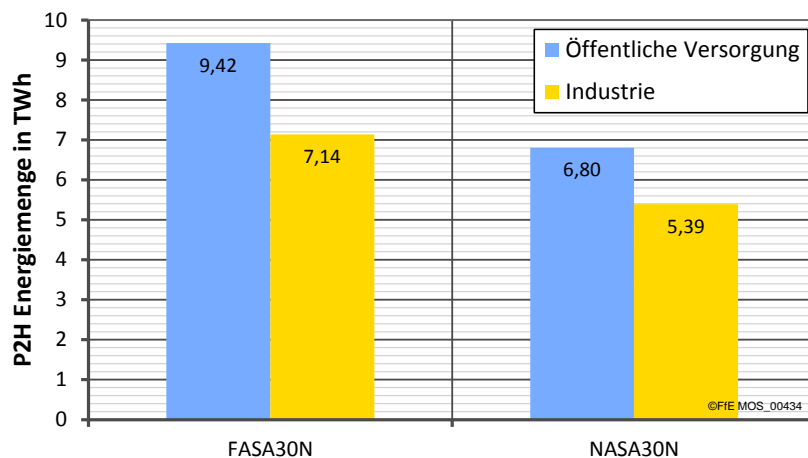


Abbildung 4-69: Umgesetzte elektrische Energiemenge Power2Heat im Jahr 2030 in Deutschland und Österreich

Im Jahr 2030 werden durch Power2Heat 13,5 % (FASA) bzw. 10 % (NASA) des Fernwärmebedarfs gedeckt. Auf Seiten der öffentlichen Versorgung werden Volllaststunden von ca. 1250 Stunden erreicht, während auf Seiten der industriellen Fernwärmeversorgung 1700 bis 1900 Volllaststunden erreicht werden. Dies ist u. a. auf die stark saisonale Ausprägung des Fernwärmeprofiles der öffentlichen Versorgung zurückzuführen.

Kosteneinsparungen

Für eine konsistente Bewertung der Gesamtsystemkosten sind die berücksichtigten Kostenbestandteile relevant. Die Systemkosten ergeben sich aus den annuitätischen Investitionen für den Zubau von Funktionalen Energiespeichern sowie aus den Strom- und Wärmebereitstellungskosten, in die Brennstoffkosten, CO₂-Zertifikatskosten, Anfahrkosten und variable Betriebskosten eingehen. Die Veränderung dieser Summe in Abhängigkeit vom Szenario („ohne Speicherzubau“ vs. „mit Speicherzubau“) liefert einen Indikator hinsichtlich des Mehrwerts von Speichern im Gesamtsystem. In **Abbildung 4-70** sind für beide Lastszenarien die Ergebnisse eines Berechnungslaufes ohne Speicherzubau („R“) den Ergebnissen mit Speicherzubau („SA“) gegenübergestellt.

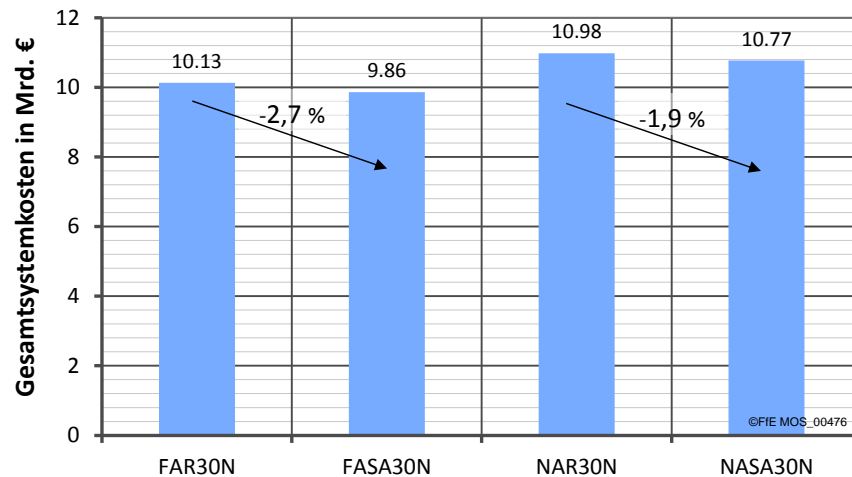


Abbildung 4-70: *Jährliche Gesamtsystemkostenreduktion durch den Speicherausbau in Deutschland und Österreich im Jahr 2030*

Wie in der obigen Abbildung zu sehen ist, kann der Speicherausbau die Gesamtkosten um bis zu 270 Mio. € im Jahr 2030 drücken. Sowohl die absolute Reduktion, als auch die relative Reduktion der Kosten in den Szenarien geringerer Last („FAR“ / „FASA“) – und damit auch einem höheren Anteil von EE-Strom am Verbrauch – fällt in allen Jahren höher aus, als in den Szenarien „NAR“ / „NASA“. Zu beachten ist an dieser Stelle, dass dies mit einem deutlich höheren Speicherausbau in den FASA-Szenarien einhergeht.

Dieser Zusammenhang ermöglicht die Quantifizierung der These, dass bei einem höheren Anteil EE die Bedeutung von Speicheroptionen für ein kosteneffizientes Energiesystem zunimmt. Die entsprechenden Ergebnisse sind in **Abbildung 4-71** dargestellt.

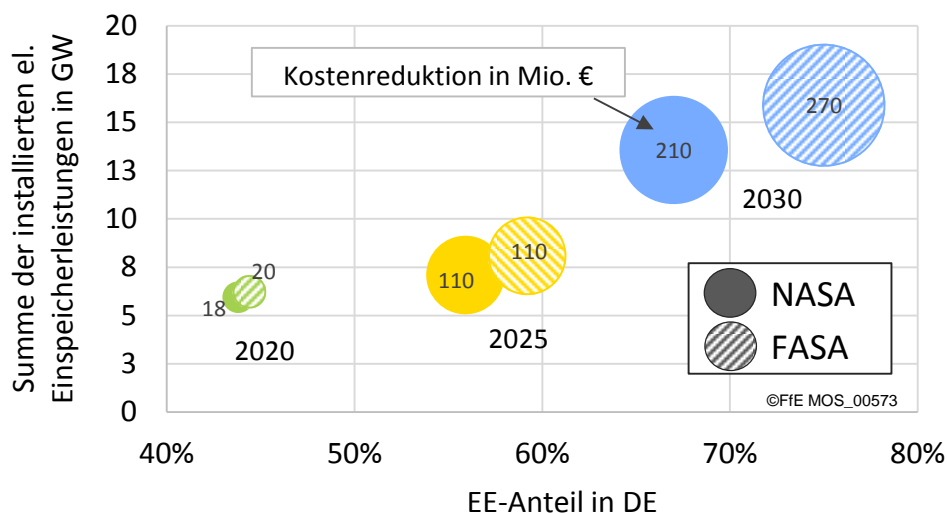


Abbildung 4-71: *Absolute Kostenreduktionen der Szenarien NASA und FASA in Abhängigkeit zum EE-Anteil und der installierten el. Einspeicherleistung aller Speicheroptionen*

Einfluss von Speicherausbau auf den Großhandelsstrompreis

Der Speichereinsatz kann zu starken Veränderungen des Strompreises führen. Die Größe der Veränderung ist dabei abhängig von der installierten Speicherkapazität und -leistung. Schon in /DENA-08 14/ konnte gezeigt werden, dass sich die Erlösmöglichkeiten für Speicher bei Einbringung eines fiktiven 2-GW-Speichers bereits um 50 % verringern würden. Unter diesem Aspekt ist die Untersuchung des zukünftigen Strompreises mit und ohne Speichereinsatz von großem Interesse. In **Abbildung 4-72** sind die Jahresdauerlinien für die Szenarien „NAR30K“ und „NASA30K“ abgebildet. Im Gegensatz zu den bereits betrachteten Szenarien handelt es sich hierbei um ein K-Szenario. Dies bedeutet, dass im deutsch-österreichischen Marktgebiet keine Netzrestriktionen berücksichtigt werden, was der aktuellen Marktausgestaltung zur Strompreisbildung entspricht.

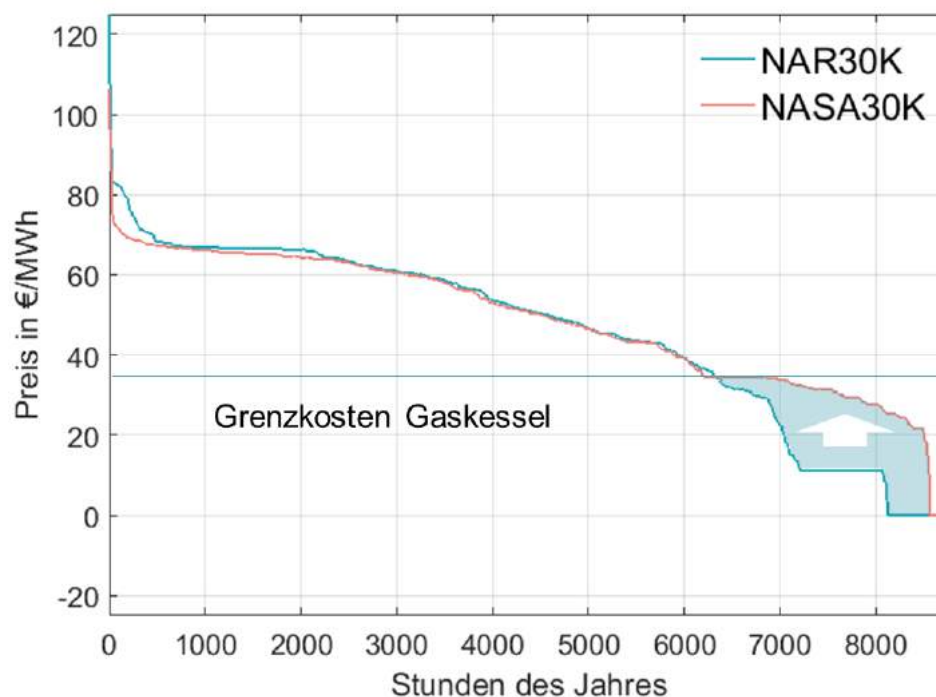


Abbildung 4-72: *Strompreisjahresdauerlinie für das deutsch-österreichische Marktgebiet in den Szenarien NAR30K (ohne Speicher) und NASA30K (mit Speicher)¹³*

Strom- zu Strom-Speicher führen im Allgemeinen zu einer Absenkung hoher und Erhöhung niedriger Preise und somit zu einer Abflachung der Jahresdauerlinie. Da diese Speichertechnologien in dem Ergebnis des Szenarios NASA30K nicht zugebaut werden, ist die Verringerung der hohen Preise (Stunde 0 bis 500) auf den Einfluss des DSM zurückzuführen. Zu einem geringen Teil führt das DSM auch zu einer Anhebung der niedrigen Preise (ab Stunde 6300). Die Hauptursache für die Erhöhung der Jahresdauerlinie ab Stunde 6300 liegt jedoch bei Power2Heat. In 2460 Stunden im Jahr sind die Strompreise geringer als die Grenzkosten eines Gaskessels, welche oftmals die Opportunitäten für den Power2Heat-Einsatz darstellen.

¹³ In diesem Szenario zugebaute Leistungen: 678 MW_{th} thermische Speicher, 3760 MW DSM, 4904 MW Power2Heat (öffentliche Versorgung) und 2816 MW Power2Heat (Industrie)

Grundsätzlich ist bei der Betrachtung von Strompreisjahresdauerlinien zu berücksichtigen, dass hinter jedem dargestellten Zeitschritt eine residuale Last steht, die zu diesem Preis gedeckt werden muss. Zu Zeiten hoher Preise ist für gewöhnlich auch eine hohe Last im System. Um einen mittleren Strompreis zu errechnen, muss daher eine entsprechende Gewichtung vorgenommen werden. Im Szenario NASA30K liegt der lastgewichtete mittlere Strompreis bei 49,2 €/MWh, während dieser im Szenario NAR30K 47,6 €/MWh beträgt. Auch wenn es bei dem lastgewichteten Strompreis zu einer Erhöhung von 1,6 €/MWh im Durchschnitt kommt, sinken die Gesamtsystemkosten für die Strom- und Fernwärmebereitstellung.

Für die Berechnungen mit der Auflösung von Netzregionen wird für die Betrachtung des Einflusses des Speicherausbau nicht die Jahresdauerlinie, sondern eine Boxplot-Darstellung gewählt (vgl. **Abbildung 4-73**). Der Strich in der Mitte gibt den Median, die untere und obere Grenze der Box das 25 %- bzw. 75 %-Quantil und die Spannweite der gestrichelten Linie zusätzlich den 1,5-fachen Bereich der gesamten Boxlänge ab der unteren bzw. oberen Grenze der Box an. Ausreißer sind mit roten Kreuzen markiert.

Für alle Netzregionen gehen die Bereiche des 25 %- und 75 %-Quantils zurück. Insbesondere die Zahl der positiven Ausreißer verringert sich. Gleichzeitig erhöht sich das Niveau des unteren 25 %-Quantils vor allem in den windstarken Regionen DE20, 21, 22 und 82. Ähnlich, wie sich bei der Betrachtung der Jahresdauerlinie der Kupferplattenberechnung durch den Speicherausbau eine Stufe auf Höhe der Grenzkosten für Gaskessel ergeben hat, liegt das untere 25 %-Quantil für die meisten Regionen ebenfalls auf diesem Niveau.

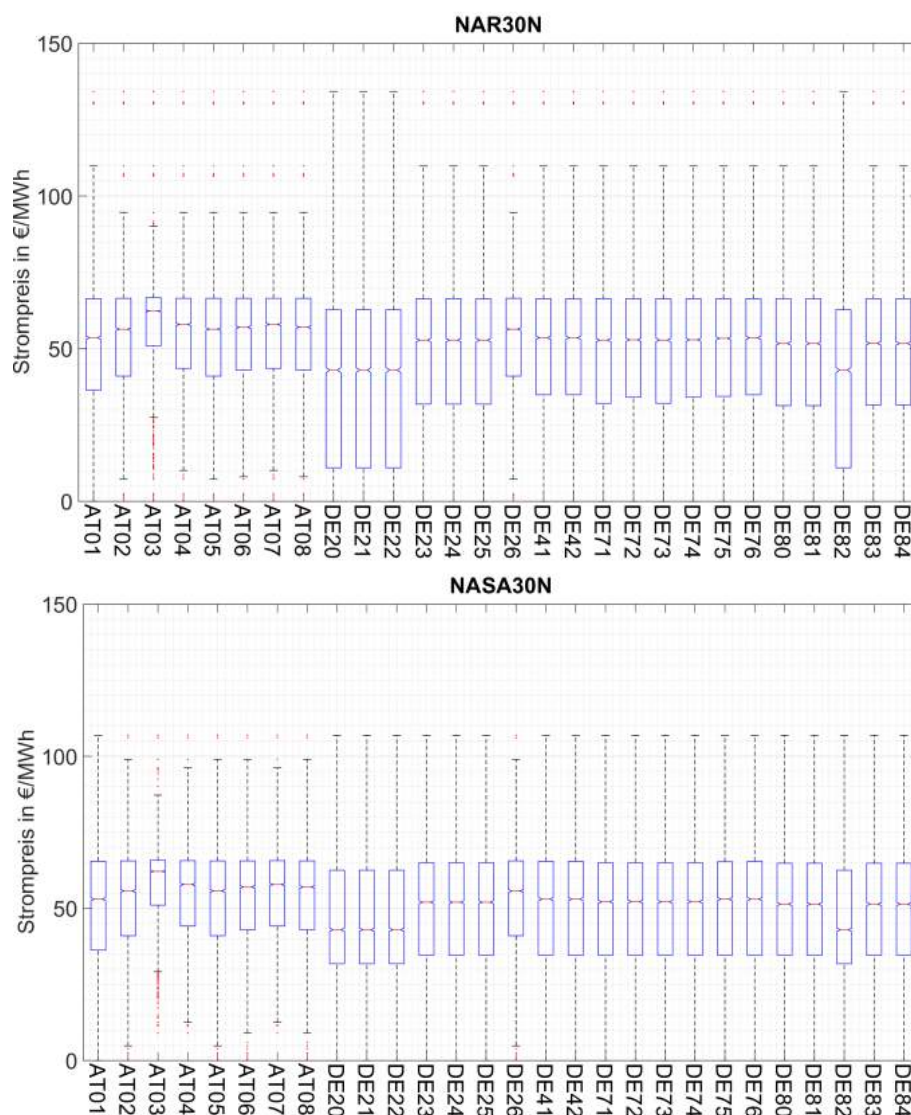


Abbildung 4-73: Nodale Preise der Netzregionen oben ohne und unten mit Speicherausbau

Auswirkungen des Speicherausbaus auf EE-Abregelung

Neben den Auswirkungen auf den Strompreis kann durch den Einsatz von Speichern die Integration der EE erhöht werden. Eine Größe zur Messung dieses Effekts stellt die systembedingte Abregelung von EE dar. Diese kann zum einen durch Netzrestriktionen bedingt sein, zum anderen würde eine Integration von EE teilweise zu einem Herunterfahren von Grundlastkraftwerken führen, was wiederum höhere Kosten verursachen würde, als die EE-Erzeugung abzuregeln. In **Abbildung 4-74** ist die absolute Höhe der abgeregelten EE-Energiemenge sowie der relative Anteil an der gesamten EE-Erzeugung dargestellt. Abregelbare Technologien sind im Rahmen des Modells Wind- und Photovoltaikanlagen.

In allen betrachteten Szenarien wird durch den Speicherzubau die abgeregelte Energiemenge aus EE-Erzeugung deutlich reduziert. Im „Worst-Case“ (FAR30N) zeichnet sich das Szenario durch einen hohen Anteil Erneuerbarer Energien am Verbrauch, einem schlechteren Netz und fehlender Speicherzubauoption aus. In diesem Fall werden 2,8 % der erzeugten Energiemenge abgeregelt. Ein Vergleich der in

Abbildung 4-74 dargestellten Werte mit den in Abbildung 4-68 genannten Daten zur installierten Leistung von Speichertechnologien zeigt folgenden Zusammenhang: Je größer die installierten Einspeicherleistungen, desto größer die absolute und relative integrierbare EE-Erzeugung.

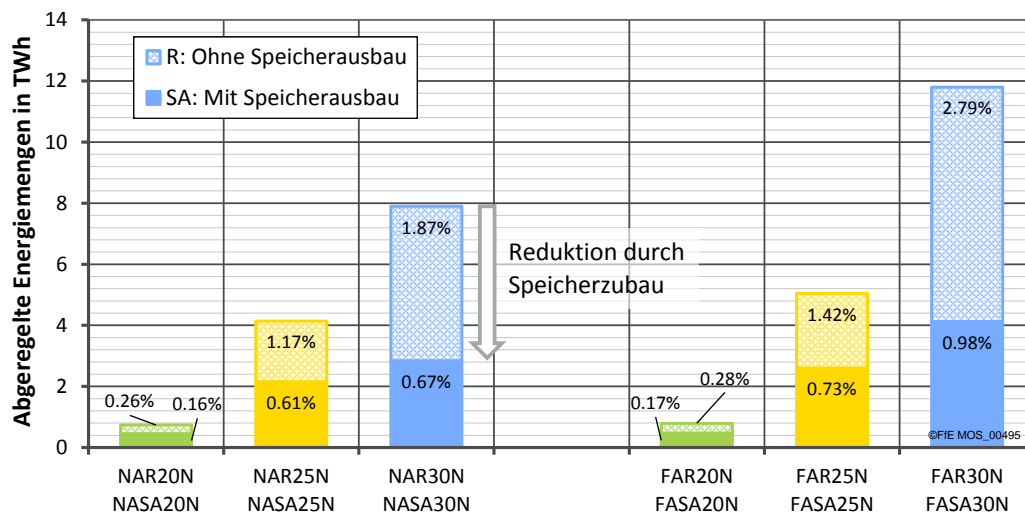


Abbildung 4-74: Abgeregelte EE-Energiemengen mit und ohne Speicherzubau in Deutschland und Österreich¹⁴

Auswirkungen des Speicherzubaus auf das Exportsaldo

Eine weitere durch den Speicherzubau beeinflusste Größe ist der Exportsaldo. Um diesen Einfluss zu quantifizieren, ist eine Szenarienvariation nötig. Die bis zu diesem Punkt dokumentierten Ergebnisse werden in einem zweistufigen Berechnungsverfahren ermittelt, das aufbauend auf einer Europa-Berechnung („R“) eine Speicherzubauberechnung („SA“) in Deutschland/Österreich durchführt. Für den zweiten Berechnungslauf werden die Im- und Exporte des ersten Laufes verwendet.

Die hier angewandte Szenarienvariation wird mit einem Stern (*) bezeichnet und besteht aus einem einzelnen Berechnungslauf, bei dem unter offenen Im- und Exporten eine Speicherausbauoptimierung durchgeführt wird. Aufgrund des Rechenaufwandes kann dieses Szenario nur als Kupferplatte im deutsch-österreichischen Marktgebiet durchgeführt werden. Im Szenario NASA30K* werden damit keine Netzrestriktionen innerhalb der Länder berücksichtigt. In **Abbildung 4-75** wird links der sich im Jahr 2030 ergebende Exportsaldo für dieses Szenario dargestellt und auf der rechten Seite die absoluten Änderungen, die sich ergeben, wenn dies mit einem Szenario ohne Speicherzubau (NAR30K) verglichen wird.

¹⁴ Die Balkenbeschriftung zeigt die relative Abregelung im Verhältnis zur gesamten EE-Erzeugung des jeweiligen Jahres.

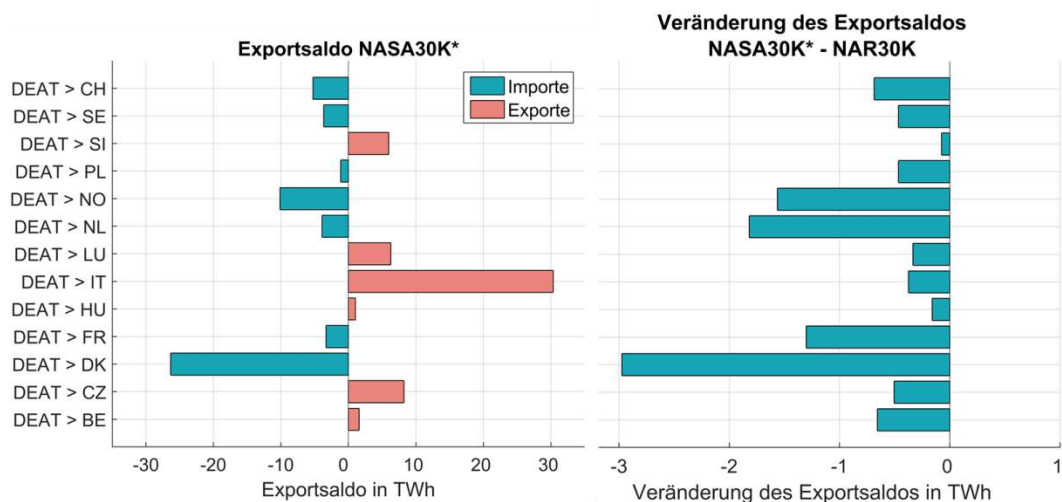


Abbildung 4-75: *Exportsaldo je Nachbarland*

Anhand der obigen Abbildung ist gut zu erkennen, dass die Exportsaldi, insbesondere in Regionen mit besonders günstigen Preisen, aufgrund des Speicherausbaus deutlich abnehmen. Dies ist zu großen Teilen auf die höheren Kostenreduktionen durch die Bereitstellung von Fernwärme durch Power2Heat zurückzuführen, welche die Opportunität zu einem Stromexport in Regionen niedriger Preise darstellt. Am deutlichsten ist dieser Effekt am Exportsaldo nach Dänemark zu erkennen. Hier werden die Importe von 23 TWh auf 26 TWh erhöht. In Italien herrschen durchschnittlich deutlich höhere Preise, weshalb der Exportsaldo hier nur einen sehr geringen Rückgang erfährt.

4.4.1.3 Auswertungen für unterschiedliche Netzszenarien

Das Übertragungsnetz stellt eine wesentliche Einflussgröße auf den Exportsaldo sowie die installierten Leistungen und die regionale Verteilung des Speicherausbaus dar. Aufgrund der hohen Unsicherheit bezüglich des zu erwartenden Netzausbaus werden, wie einleitend beschrieben, zwei Netzszenarien betrachtet. Das Szenario B+ zeichnet sich durch ein besseres Netz als das Szenario A aus. Als weiteres Netzszenario kann die Variante „K“ (Kupferplatte) gesehen werden, die aufgrund der Zusammenfassung aller Netzregionen in Deutschland und Österreich das perfekte Netz widerspiegelt. Es ist an dieser Stelle zu berücksichtigen, dass eine Netzbetrachtung nur in aggregierter Form stattfindet. Es werden die Netzknoten innerhalb der Netzregionen zu einem Knoten aggregiert und damit auch die Anzahl der Übertragungskapazitäten reduziert.

Exportsaldo

In **Abbildung 4-76** sind die Exportsaldi für verschiedene Jahre und Szenarien dargestellt. Es ist zu beachten, dass für die Jahre 2020 und 2025 keine Berechnungsläufe im Szenario NAR-K durchgeführt wurden und dass die hier dargestellten Szenarien allesamt keinen Speicherausbau beinhalten.

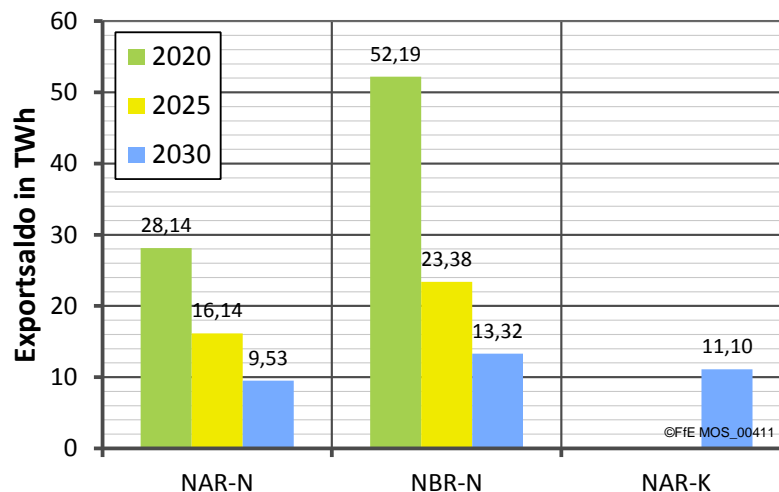


Abbildung 4-76: Exportsaldi verschiedener Netzszenarien und Jahre im Vergleich

Bei der Betrachtung der beiden Netzszenarien A und B+ ist auffällig, dass in allen Jahren durch ein besseres Netz mehr Stromexporte ermöglicht werden. Aufgrund geringerer Netzrestriktionen in Deutschland und Europa können Exportpotenziale besser erschlossen werden. Beispielsweise stellt Italien durch die Vielzahl gasgefeuerter Kraftwerke mit hohen Grenzkosten für die Stromproduktion ein Land mit hohen Stromimporten dar (vgl. Abbildung 4-75). Der zeitliche Trend zeigt zudem, dass die Exporte stets zurückgehen und sich bei einem perfekten Netz im Jahr 2030 bei ca. 11 TWh einpendeln. Diese Reduktion ist durch die Veränderung des konventionellen Kraftwerksparks in Deutschland zu begründen, was zu steigenden Kosten der konventionellen Stromerzeugung in Deutschland führt. Während im europäischen Ausland große Kapazitäten durch Kernkraftwerke oder Kohlekraftwerke vorgehalten und teilweise auch ausgebaut werden, ist in Deutschland durch den Atomausstieg und das altersbedingte Ausscheiden von Kohlekraftwerken ein Anstieg der gehandelten Strompreise zu erwarten.

Ein interessanter Effekt ist beim Vergleich zwischen der Kupferplattenberechnung und den Berechnungen unter Verwendung von Netzregionen zu beobachten: Zunächst erhöht sich der Exportsaldo aufgrund des besseren Netzes, um dann bei der Annahme eines perfekten Netzes wieder geringfügig abzusinken. Eine Erklärung hierfür sind europäische Ringflüsse in südlicher Richtung, die im Szenario B+ im Norden Deutschlands ihren Ursprung finden, aber dann im Süden des deutsch-österreichischen Marktgebiets aufgrund von Netzrestriktionen nicht mehr integriert werden können.

Speicherzubau

Ein weiterer zentraler Gegenstand der Untersuchungen ist die Analyse des Zusammenhangs von Speicherzubau und betrachtetem Netzszenario. Eine Darstellung der Zubauwerte in Abhängigkeit von verschiedenen Netzszenarien ist in **Abbildung 4-77** zu finden.

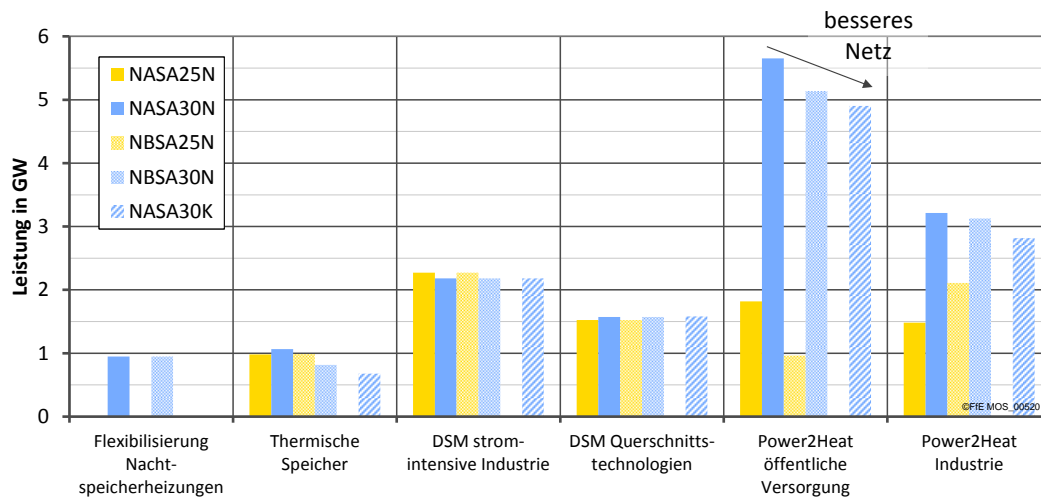


Abbildung 4-77: Elektrische Einspeicherleistungen für die Jahre 2025 und 2030 in Deutschland und Österreich für Netzszenarien A, B+ und „Kupferplatte“ (nur 2030)

Am Beispiel von Power2Heat kann sehr gut veranschaulicht werden, dass ein zunehmender Netzausbau zu einem geringeren Speicherzubau führen kann. Auch die Flexibilisierung von Nachtspeicherheizungen ist unter den angenommenen Kosten im Szenario „Kupferplatte“, das als perfektes Netz bezeichnet werden kann, nicht mehr systemdienlich. Eine davon abweichende Entwicklung lässt sich bei den Zubauraten von Power2Heat in der Industrie feststellen. Hier werden im Jahr 2025 durch den Netzausbau Potenziale im Süden erschlossen, was zu einem höheren Zubau im Netzszenario B+ gegenüber A führt. Aufgrund des gleichmäßigeren saisonalen Wärmelastgangs in der Industrie ist dieser Anwendungsfall zur Integration von EE-Strom im Sommer besonders attraktiv. Diese regionale Komponente wird bei näherer Betrachtung der in **Abbildung 4-78** dargestellten Verteilung für das Jahr 2030 deutlich.

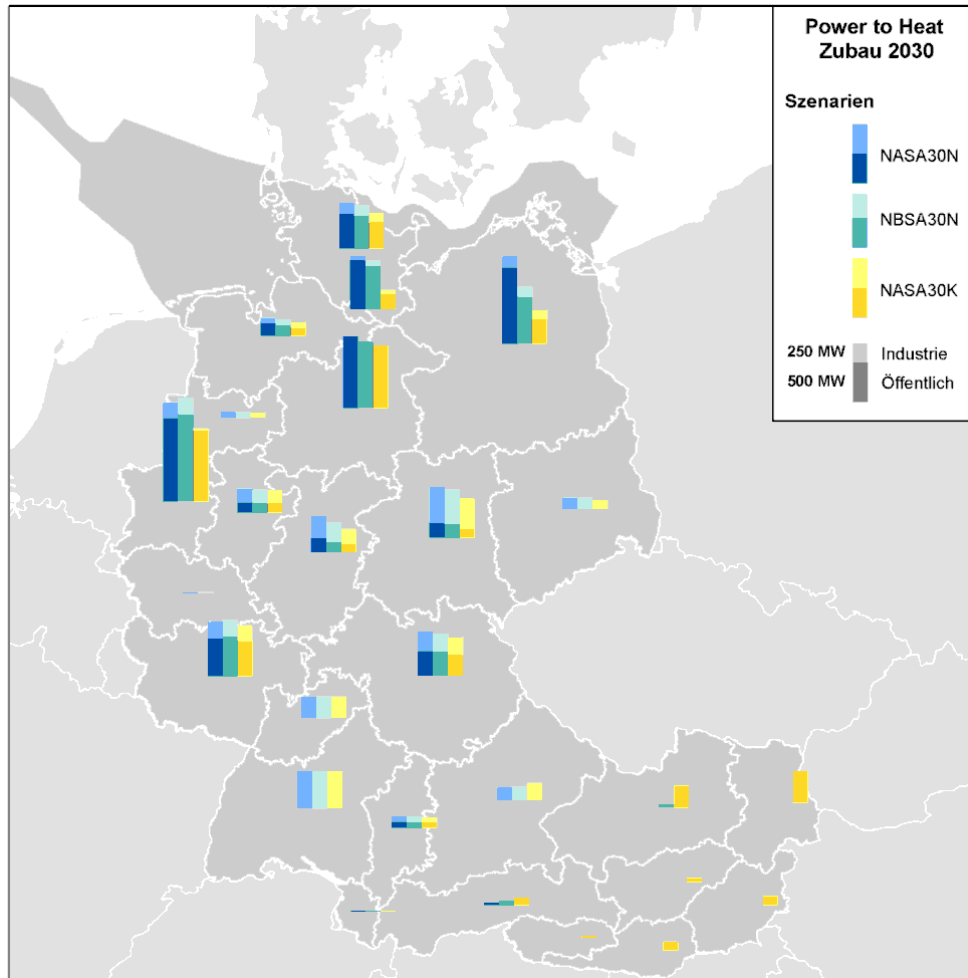


Abbildung 4-78: Regionalisierter Zubau von Power2Heat für die öffentliche Versorgung und Industrie

Der größte Power2Heat-Zubau ist in windstarken Regionen festzustellen. Dies kommt insbesondere dann zum tragen, wenn Netzrestriktionen berücksichtigt werden. Der Power2Heat-Ausbau in Österreich ist aus Kostensicht nur bei der Annahme einer „Kupferplatte“ sinnvoll. Nur dann sind die Strompreise niedrig genug, um gegenüber den regionalen Opportunitäten der Wärmebereitstellung einen Gewinn durch Power2Heat zu erwirtschaften. Im Süden Deutschlands werden vorwiegend die Potenziale auf Seiten der industriellen Fernwärme erschlossen. Dies ist zum einen durch niedrige Opportunitätskosten für die öffentliche Versorgung (beispielsweise durch Kohle-KWK-Kraftwerke) und zum anderen durch den günstigen saisonalen Verlauf sowie die absolute Höhe des Fernwärmebedarfs in der Industrie im Süden zu erklären. Der Unterschied eines öffentlichen und eines industriellen Fernwärmebedarfs ist exemplarisch für die Region 926 (Süd-Ost-Bayern) in **Abbildung 4-79** dargestellt.

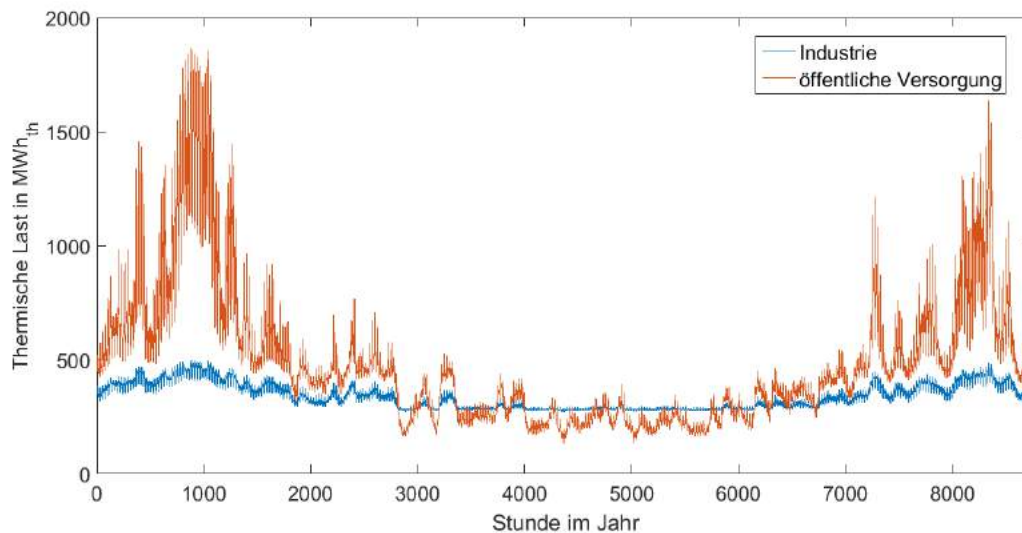


Abbildung 4-79: Fernwärmelastgang der Industrie und der öffentlichen Versorgung in Region 926 (Süd-Ost-Bayern)

4.4.1.4 CO₂-Emissionen

In Kapitel 4.4.1.2 werden die Auswirkungen des Speicherzubaues hinsichtlich der Systemgesamtkosten analysiert. In Ergänzung dazu ist die Rückwirkung des durch den Speichereinsatz beeinflussten Kraftwerkseinsatzes auf die CO₂-Emissionen ein entscheidender Faktor. Um dies herauszustellen, werden in **Abbildung 4-80** die Szenarien NAR30N (kein Speicherzubau) und NASA30N (mit Speicherzubau) miteinander verglichen.

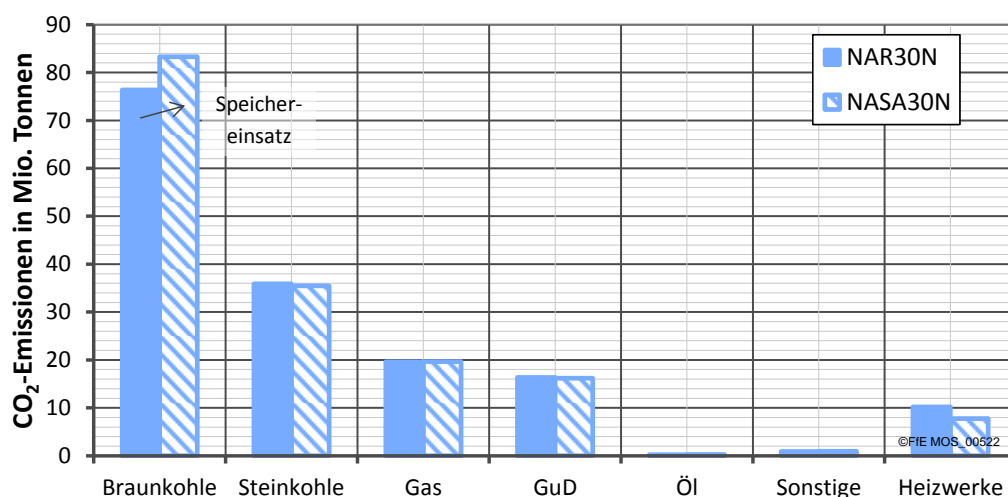


Abbildung 4-80: Kohlendioxidemissionen der Kraftwerke und Heizwerke in den Szenarien NAR30N und NASA30N¹⁵

Die Aufteilung der Emissionen nach Kraft- und Heizwerken zeigt, dass durch den Speichereinsatz die Emissionen der Stromerzeugung um 4,5 % erhöht werden, allerdings

¹⁵ Eine Betrachtung der Emissionen aus Anfahrvorgängen wird hier vernachlässigt, da eine Analyse auf Basis der von Projektpartnern übermittelten Kraftwerksdaten ergeben hat, dass dieser Anteil für den simulierten Kraftwerkseinsatz weniger als 0,5 % der gesamten Emissionen ausmachen würde.

gleichzeitig jene zur Wärmebereitstellung um 24 % reduziert werden können. Insgesamt steigen damit die Emissionen durch den Einsatz von Speichern um 2,3 % (+3,8 Mio. t) an. Wie in **Abbildung 4-80** zu sehen, geht dies in erster Linie auf den erhöhten Einsatz von Braunkohle zur Stromerzeugung zurück. Um diesem Effekt nachzugehen, ist ein Blick auf den simulierten Kraftwerkseinsatz hilfreich. Dieser ist für das Szenario NASA30N in **Abbildung 4-81** dargestellt.

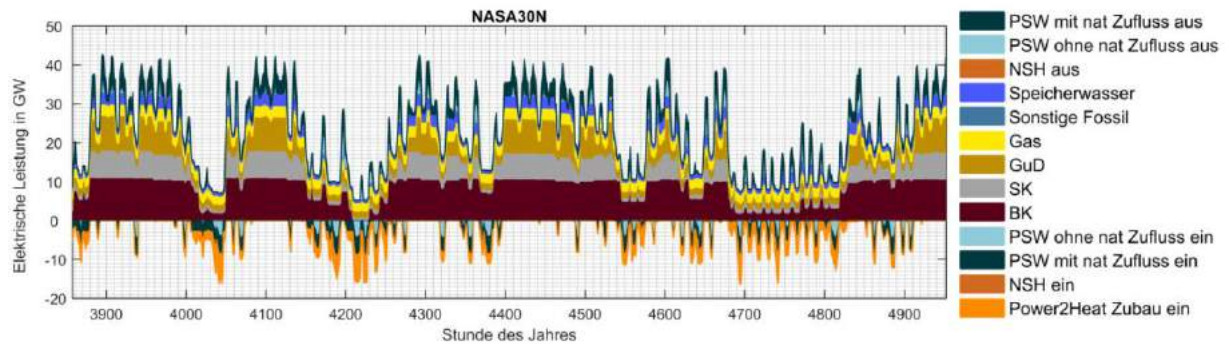


Abbildung 4-81: *Ausschnitt des Kraftwerks- und Speichereinsatzes im deutsch-österreichischen Marktgebiet für das Szenario NASA30N*

Im Gegensatz zum heutigen Kraftwerkseinsatz ist für den Großteil der Erzeugungstechnologien ein geändertes Einsatzprofil zu beobachten: Zum einen ist selbst mit Speichereinsatz – mit Ausnahme der industriellen Eigenerzeugung – kein Grundlastbereich zu erkennen. Zum anderen rutschen GuD-Kraftwerke in einen Bereich sehr hoher Lastwechsel, die jedoch nicht zwangsweise ein periodisches Tagesprofil aufweisen, wie es aktuell für den Spitzenlastbereich gültig ist. Insbesondere für braunkohlegefeuerte Kraftwerke entsprechen die Höhe der Lastwechsel und die benötigten Startvorgänge nicht der typischen kontinuierlichen Betriebsweise. Dies wird besonders deutlich, wenn die Anzahl der Anfahrvorgänge mit und ohne Speichereinsatz betrachtet wird (siehe **Abbildung 4-82**).

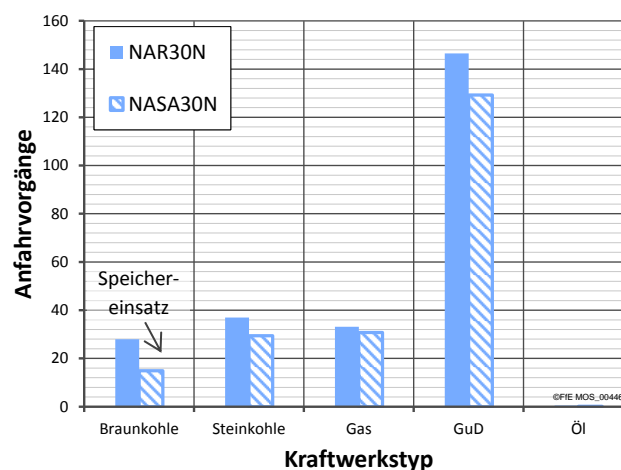


Abbildung 4-82: *Auswirkungen des Speicherausbaus und -einsatzes auf die Anfahrvorgänge konventioneller Kraftwerke*

Durch den Speicherausbau und -einsatz werden die Anfahrvorgänge von Braunkohle-Kraftwerken um 47 %, von Steinkohle-Kraftwerken um 20 % und von GuD-Kraftwerken

um 12 % reduziert. In Verbindung mit den Daten aus Abbildung 4-82 wird ersichtlich, dass sich insbesondere das träge Braunkohle-Kraftwerksverhalten im zukünftigen Energiesystem zu einem Treiber des Speicherausbaus entwickelt. Zudem können Mindeststillstands- oder Mindestbetriebszeiten weitere Einflussgrößen darstellen, die modellbedingt nicht abgebildet werden, aber zu einer weiteren „Deflexibilisierung“ des tatsächlichen Einsatzes führen würden. Festzuhalten bleibt, dass der zukünftige Einsatz von Braunkohlekraftwerken die Einbringung zusätzlicher Flexibilitätsoptionen, die zur Lastglättung beitragen, erfordert.

Exkurs: Speicherzubau bei variablen Im- und Exporten

Das in den vorangegangenen Kapiteln beschriebene Potenzial des Speicherausbaus bezieht sich auf das deutsch-österreichische Marktgebiet. Um die Potenziale im Rahmen einer stärkeren Kopplung an den europäischen Verbund abzuschätzen, wurde – wie im letzten Abschnitt von Kapitel 4.4.1.2 – eine Szenariovariation gebildet und simuliert, die den Speicherzubau bei offenen Im- und Exporten ausweist. Die im Folgenden dargestellten Ergebnisse lassen Zusammenhänge zwischen dem Speicherzubau und -einsatz und den Im- und Exporten erkennen. Durch die direkte Kopplung an den europäischen Kraftwerkspark ergeben sich neue Randbedingungen für die Systemdienlichkeit der Speicheroptionen.

Bei der vergleichenden Betrachtung der Zubauleistungen und -kapazitäten wird dies besonders deutlich. Wie in **Abbildung 4-83** zu sehen, ergibt sich ein wesentlicher Unterschied bei allen Speicheroptionen, die zu einer Kopplung mit dem Wärmesektor führen.

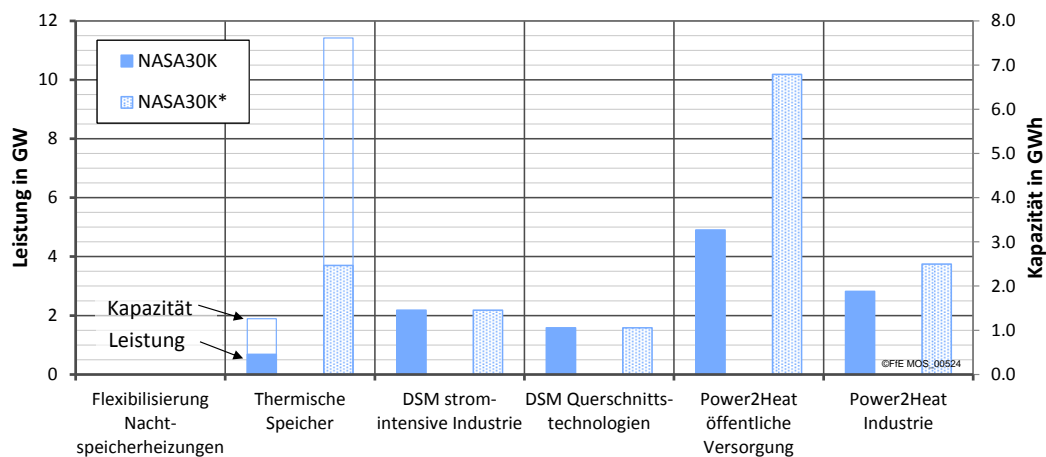


Abbildung 4-83: *Installierte Leistungen bei fixen Im- und Exporten (NASA30K) und variablen Im- und Exporten (NASA30K*) in das deutsch-österreichische Marktgebiet*

Die Einspeicherleistung von Power2Heat wird um 80 % erhöht und thermische Speicher erfahren eine Steigerung um das sechsfache. Auf Basis dieses Ergebnisses ist eine Betrachtung des Exportsaldos von hoher Relevanz. Mit dem abgebildeten Speicherzubau verringert sich der Exportsaldo von 11,1 TWh (NASA30K) auf -0,3 TWh (NASA30K*). Dies ist damit zu erklären, dass durch die variablen Im- und Exporte Zeiten günstiger ausländischer Strompreise besser durch den Power2Heat-Einsatz genutzt werden können. Aufgrund der Tatsache, dass im europäischen Ausland keine

Speicherzubauberechnung durchgeführt wird, besitzt dieses Ergebnis nur eingeschränkte Gültigkeit.

Durch die Wechselwirkung mit dem ausländischen Kraftwerkspark ist es dennoch interessant zu beobachten, dass der Speichereinsatz zu einer Gesamtkostenreduktion von ca. 310 Mio. € (NASA30K*) im Vergleich zu der Berechnung mit fixen Im- und Exporten von ca. 170 Mio. € (NASA30K) führt.

4.4.2 Bewertung aus Akteurssicht

Die optimale Lösung für Ausbau und Einsatz von Speichern aus Systemsicht entspricht nicht automatisch dem optimalen Ausbau und Einsatz aus Akteurssicht. Um die Akteurssicht beschreiben zu können, werden für deren Einsatz auch die Zusatzkosten in Form von Steuern und Abgaben berücksichtigt, die für die jeweiligen Akteure gelten. Die eingangs in Kapitel 4.4 beschriebenen Berechnungsläufe werden jeweils für die zwei in Kapitel 4.3.5 beschriebenen Kostenszenarien „H“ und „H*“ berechnet. Da das Ziel der Sensitivitäten S1 und S2 eine Aussage über den Einfluss der Zusatzkosten auf den Ausbau von Speichertechnologien ist, werden diese ausschließlich für die Variante V3 berechnet. Das zugrunde gelegte Szenario des Energiesystems ist NASA30K. Es ergeben sich dadurch die Erlöse für Speicher für einen systemisch optimierten Einsatz bei systemisch optimalem Ausbau mit Bilanzierung der akteursspezifischen Abgaben (V1*), für einen akteursoptimierten Einsatz in einem systemisch optimierten Ausbau (V2) und für einen akteursoptimierten Einsatz in einem akteursoptimierten Ausbau (V3). In **Tabelle 4-28** sind die für die verschiedenen Berechnungsläufe angewendeten Sensitivitäten nochmals zusammenfassend aufgeführt. Während für die Berechnungsvarianten V1* und V2 jeweils aufgezeigt wird, welcher Einsatz und welche Gewinne sich für die Speicher nach dem heutigen Kostenregime ergeben, beziehungsweise wie sich diese im Falle eines vergünstigten Strombezugs für Technologien wie Power-to-Heat darstellen würden, werden in Berechnungsvariante V3 weitere Sensitivitäten untersucht. Da in V3 Aussagen über den zu erwartenden Ausbau getroffen werden, wird dabei ebenfalls analysiert, welche Auswirkungen sich durch eine Variation der Zusatzkosten für alle Technologien einstellen können.

Tabelle 4-28: *Berechnungsvariante und betrachtete Sensitivitäten*

Berechnungsvariante	Sensitivität
V1*	H, H*
V2	H, H*
V3	H, H*, S1, S2

Neben der Analyse und dem Vergleich des Speicherausbaus, der Einsatzhäufigkeit und den Erlösen der verschiedenen Speichertechnologien werden auch die Veränderungen dargestellt, die sich durch den geänderten Einsatz von Speichern und Kraftwerken im Energiesystem ergeben. Hierfür werden die Systemkosten, die Emissionen und die Menge der abgeregelten Energie aus EE-Anlagen betrachtet. Um eine Vergleichbarkeit mit den Ausbauszenarien aus Systemsicht zu ermöglichen, werden für alle Berechnungsläufe die Exportzeitreihen zugrunde gelegt, die sich aus der Berechnung NAR2030 ergeben.

4.4.2.1 V1*: Erlöse der Speicher im Systemoptimum

In Berechnungsvariante V1 (vgl. Abschnitt 4.4.1) werden die Speicher systemdienlich ausgebaut und eingesetzt. Zur Bilanzierung der Erlöse in V1* werden neben den Großhandelspreisen ebenfalls Steuern und Abgaben berücksichtigt. Der Speicherausbau ergibt sich aus der Berechnung zum systemoptimalen Ausbau des Szenarios NASA2030K und ist in **Abbildung 4-84** dargestellt.

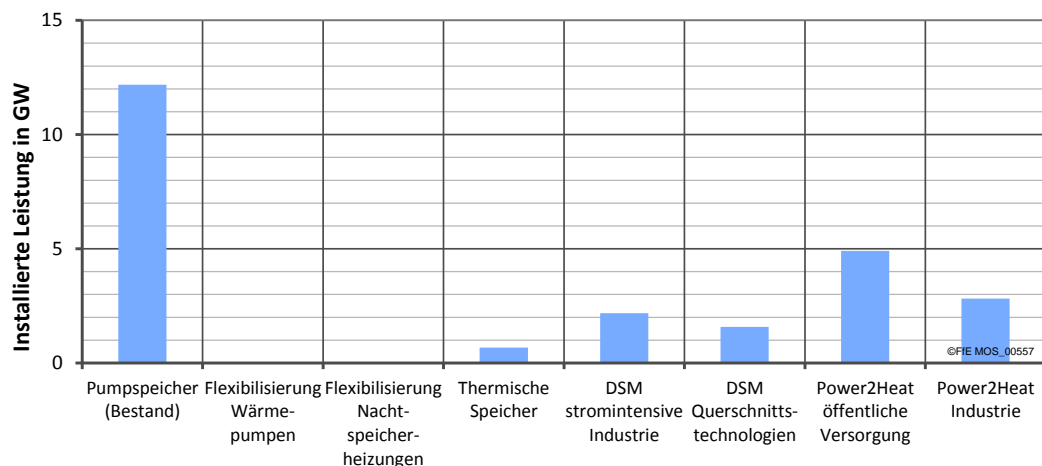


Abbildung 4-84: *Installierte Leistung im Szenario NASA2030K für Deutschland und Österreich*

Zusätzlich zu den bereits installierten Pumpspeicheranlagen werden thermische Speicher, Demand Side Management in der stromintensiven Industrie und in Querschnittstechnologien sowie Power-to-Heat in der öffentlichen Versorgung und der Industrie ausgebaut. Diese Technologien werden aufgrund der hinterlegten technoökonomischen Parametern unterschiedlich häufig eingesetzt. Der Einsatz der Technologien ist in **Abbildung 4-85** gezeigt.

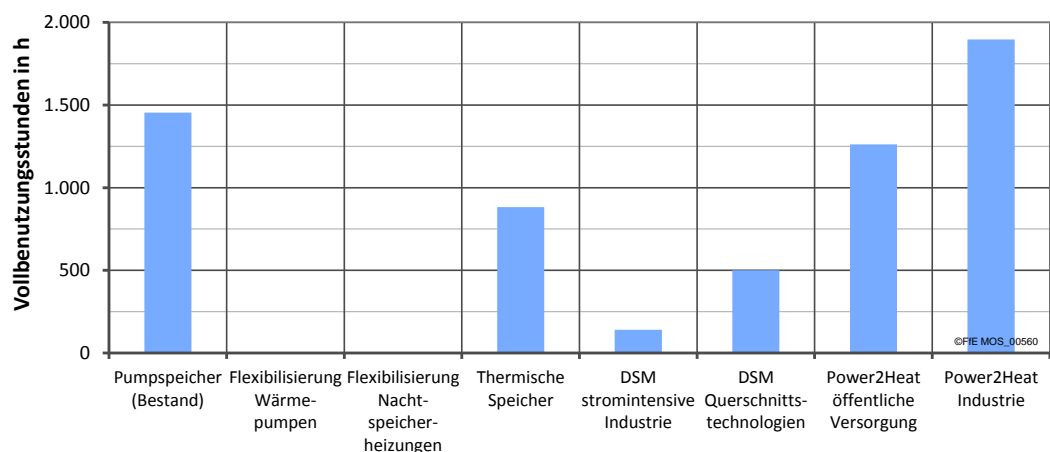


Abbildung 4-85: *Speichereinsatz im Szenario NASA2030K*

Pumpspeicherkraftwerke erreichen im Mittel 1450 Vollbenutzungsstunden. Thermische Speicher werden hingegen seltener eingesetzt (900 Vollbenutzungsstunden). Die DSM-Technologien erreichen 140, bzw. 500 Vollbenutzungsstunden, was dem maximalen Abruf entsprechend der Randbedingungen entspricht (s. Abschnitt 4.2.3.3). Power-to-Heat erreicht 1250 Vollbenutzungsstunden in der öffentlichen Versorgung und

1900 h in der Industrie. Durch diesen Einsatz der Technologien ergeben sich die in **Abbildung 4-86** dargestellten Gewinne, wenn heute gängige (H) und durch mögliche Stellschrauben variierte (H*) Zusatzkosten berücksichtigt werden

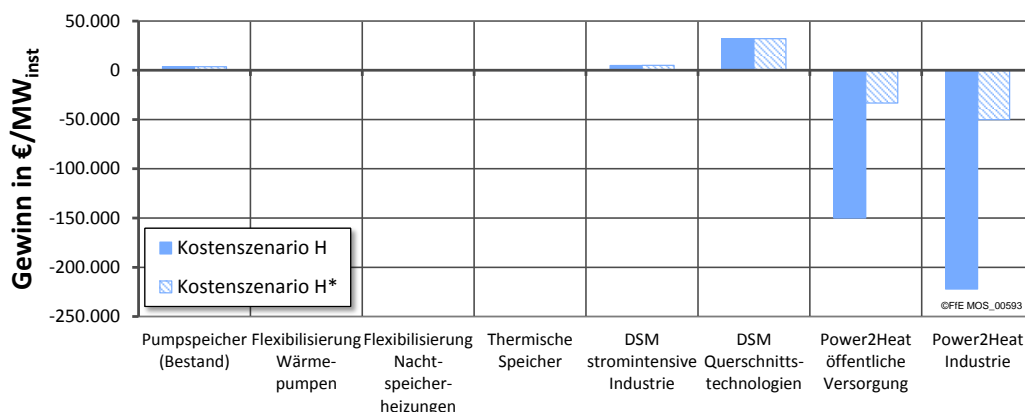


Abbildung 4-86: Gewinne der Speicher in V1* für heutige Kosten (H) und durch gängige Stellschrauben variierte Kosten (H*)

Werden die Speicher systemdienlich eingesetzt, so ergeben sich in beiden Kostenszenarien Gewinne für DSM-Technologien und Pumpspeicher. Die Gewinne für DSM ergeben sich dadurch, dass diese in der Simulation nicht mit Zusatzkosten beaufschlagt werden, da durch die zeitliche Verschiebung von Prozessen kein zusätzlicher Strombezug generiert wird. Thermische Speicher sind ebenfalls nicht durch stromseitige Zusatzkosten betroffen und wirtschaften daher in beiden Szenarien kostendeckend. Pumpspeicher erzielen unter Berücksichtigung der Zusatzkosten im Simulationsjahr Gewinne in Höhe von 3600 €/MW. Der Leistungspreis für die Netzentgelte wurde hierbei nach /TEN-03 14/ veranschlagt.

Power-to-Heat-Elemente erzielen in beiden Szenarien Verluste. Der Wärmepreis ergibt sich in der gewählten Bewertungsmethodik durch die Schattenpreise der thermischen Lastgleichung. Dieser reicht nicht aus, um die im Nachgang erfolgte Beaufschlagung des Einsatzes mit Steuern und Abgaben auszugleichen.

Die Verluste der Power-to-Heat-Anlagen verringern sich im Kostenszenario H* deutlich gegenüber dem heutigen Kostenszenario, eine kostendeckende Bewirtschaftung ist dennoch nicht möglich.

4.4.2.2 V2: Akteursoptimierter Einsatz der Speicher im Systemoptimum

In dieser Berechnungsvariante wird untersucht, welcher Einsatz sich für die unterschiedlichen Technologien in einer kostenoptimalen Systeminfrastruktur ergibt, wenn für deren Einsatz neben den Großhandelspreisen auch Steuern und Abgaben berücksichtigt werden. Der Speicherausbau wird hierbei aus dem Lauf V1 übernommen, der das systemische Optimum darstellt. In **Abbildung 4-87** ist gezeigt, wie sich der Einsatz der Speicher in diesem Fall gegenüber dem Referenzfall V1 verändert.

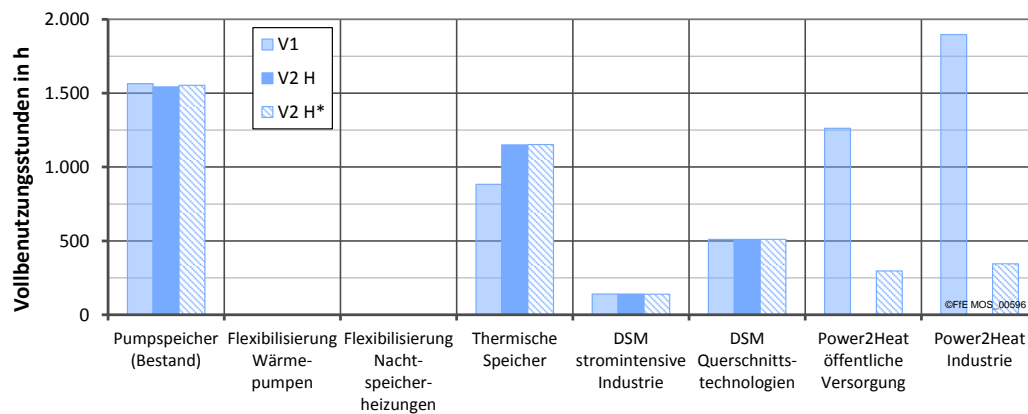


Abbildung 4-87: Vollbenutzungsstunden der Speicher in V1, und V2 H und V2 H*

Es wird deutlich, dass die Vollbenutzungsstunden durch Berücksichtigung von Steuern und Abgaben für alle Technologien sinken, die mit Zusatzkosten belastet werden. Auffällig ist dabei vor allem, dass Power2Heat im Kostenszenario H gar nicht eingesetzt wird. Die zusätzlichen Ausgaben, die stromseitig durch Steuern und Abgaben entstehen, schmälern die Einsparungen, die beim Einsatz dieser Technologie als Konkurrenz zur konventionellen Wärmeerzeugung erzielt werden und führen dazu, dass die Technologie keine Verwendung mehr findet, obwohl sie installiert ist. Thermische Speicher hingegen werden in diesem Berechnungslauf häufiger eingesetzt, als es im volkswirtschaftlichen Optimum der Fall ist. Da sie aufgrund ausbleibender Wärmeerzeugung von Power2Heat-Anlagen nicht zu deren Flexibilisierung beitragen, muss der erhöhte Einsatz durch eine Veränderung der Fahrweise von KWK-Anlagen und Heizkraftwerken hervorgerufen werden. Die Kombination von KWK-Anlagen mit thermischen Speichern führt wiederum zur stromseitigen Bereitstellung von Flexibilität. Die Einsatzhäufigkeit von DSM-Elementen verändert sich jedoch nicht, da diese Technologien bereits ihre maximalen Auslastungen im Systemoptimum erreicht haben.

In **Abbildung 4-88** sind die Gewinne der einzelnen Speichertechnologien für das Szenario „Heutige Kosten“ (H) und das Szenario „Heutige Kosten gering“ (H*) dargestellt.

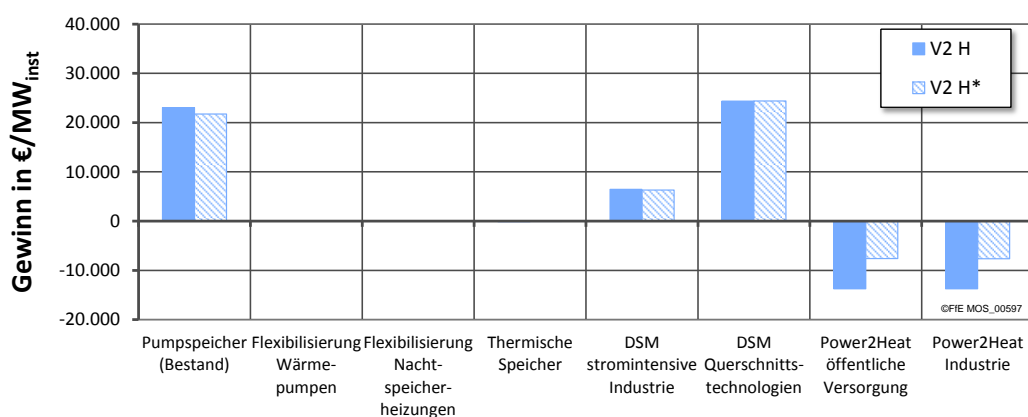


Abbildung 4-88: Jährliche Gewinne der Speicher in V2

In diesem Fall fällt auf, dass sich für Pumpspeicher in beiden Kostenszenarien Gewinne ergeben, wobei die Erlöse im Szenario H höher sind als im Szenario H*. Da die Kosten

für Konkurrenztechnologien im Szenario H* geringer sind, werden diese vermehrt eingesetzt, wodurch sich für Pumpspeicher geringere Erlöse ergeben. Die Erlöse der DSM-Technologien liegen im gleichen Bereich wie in V1*. Die Gewinne der Lastverschiebung in der stromintensiven Industrie liegen im Kostenszenario H über den Gewinnen des Kostenszenarios H*, da sie zu unterschiedlichen Zeitpunkten eingesetzt werden und somit unterschiedliche Preisspreads ausnutzen können. Da für Power-to-Heat-Elemente in dieser Berechnungsvariante der Zubau nicht auf den optimalen Einsatz ausgelegt ist, entstehen durch die annuitätischen Kosten Verluste. Im Kostenszenario H entsprechen die ausgewiesenen spezifischen Verluste den spezifischen annuitätischen Kosten, da in diesem Fall die Technologie keinen Einsatz findet und somit keinen Deckungsbeitrag erzielt.

4.4.2.3 V3: Akteursoptimierter Ausbau und Einsatz der Speicher

Im dritten Typ der Berechnungsvarianten wird der Ausbau und der Einsatz unter Berücksichtigung von Steuern und Abgaben simuliert. Das bedeutet, dass in diesem Fall dargestellt wird, welcher Speicherzubau und -einsatz sich aus Akteursicht ergibt.

Abbildung 4-89 zeigt, wie sich der Zubau der Speicher für die Berechnungsvariante V3 für die Kostenszenarien H und H* sowie die Sensitivitäten S1 und S2 einstellt. Zum Vergleich ist das Ergebnis aus dem Referenzlauf V1 mit dargestellt. Für den Zubau in den Szenarien H und H* ergeben sich identische Werte, deshalb sind die Szenarien in der Abbildung zusammengefasst.

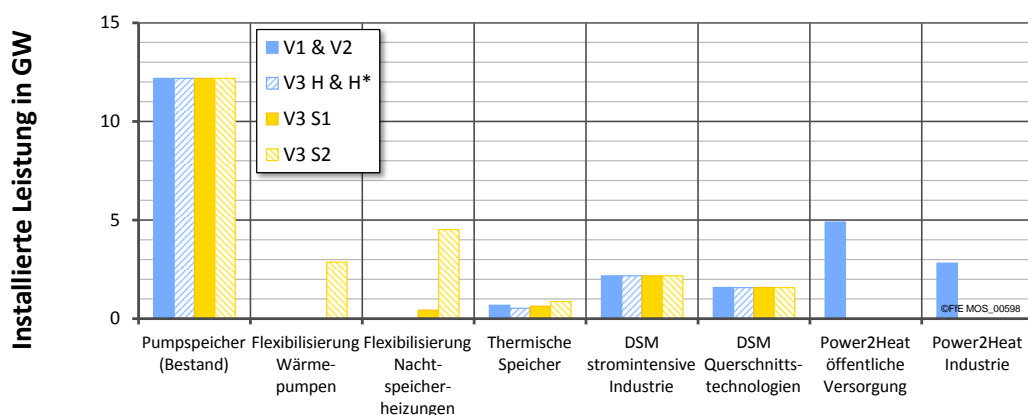


Abbildung 4-89: Zubau der Speichertechnologien in V1, V2 und V3 für die Szenarien H und H* sowie die Sensitivitäten S1 und S2 für die Berechnungsvariante V3

Es wird deutlich, dass sich durch die Berücksichtigung von Zusatzkosten im Ausbau der Technologien deutliche Unterschiede ergeben. Bei diesem Berechnungslauf werden in den beiden Kostenszenarien S1 und S2 Nachtspeicherheizungen flexibilisiert. Es wird im Kostenszenario S2 erstmals auch ein Teil der bereits installierten Wärmepumpen flexibilisiert. Werden in allen Szenarien die nach V3 zugebauten Technologien mit den im Referenzlauf V1 zugebauten Speichern verglichen, fällt auf, dass, unabhängig von der Wahl des Kostenszenarios, lediglich die DSM-Technologien dem Ausbau des systemischen Optimums folgen. Thermische Speicher werden im Szenario S2 200 MW_{therm} mehr ausgebaut, als es im Systemoptimum der Fall ist, im Szenario S1 hingegen um 50 MW_{therm} weniger und im Szenario H und H* jeweils um 140 MW_{therm}.

Durch die Belastung mit Steuern und Abgaben findet in allen Fällen des Laufs V3 kein Zubau von Power-to-Heat-Elementen statt. Weiter fällt auf, dass bei einer Addition aller zugebauten Leistungen die Summe der zugebauten Leistungen neuer Speichertechnologien im Sensitivitätsszenario S2 höher ist als im Sensitivitätsszenario mit den niedrigeren Kosten S1. Der Grund hierfür ist in dem Einsatz der Speicher zu suchen, der in **Abbildung 4-90** dargestellt ist. Es sind jeweils die Vollbenutzungsstunden der Speichertechnologien für die verschiedenen Kostenszenarien aufgezeigt. Zum Vergleich sind jeweils die Ergebnisse aus dem Referenzlauf V1 vorangestellt.

In den Szenarien H und H* der Berechnungsvariante V3 ergeben sich die selben Vollbenutzungsstunden wie in Berechnungsvariante V2 H (vgl. Abbildung 4-87), da die eingesetzten Technologien dieselben sind. In V2 H sind zwar Power-to-Heat-Anlagen installiert, diese werden jedoch nicht eingesetzt. In den Szenarien V3 H und V3 H* werden diese gar nicht zugebaut. Es ergeben sich daraus bei gleichen Zusatzkosten der eingesetzten Technologien nahezu die gleichen Vollbenutzungsstunden und gleichen Gewinne. Aus diesem Grund werden die Szenarien H und H* nicht mit aufgeführt.

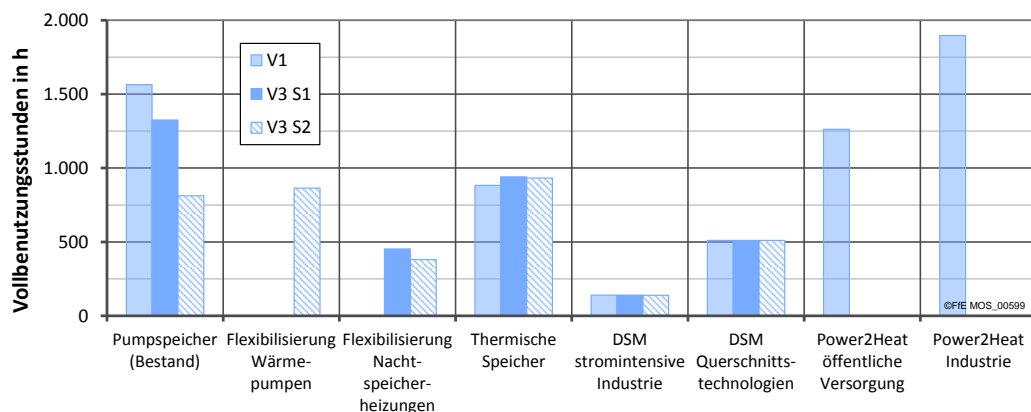


Abbildung 4-90: Vollbenutzungsstunden der Speicher in V1 und in V3 für die Sensitivitätsszenarien S1 und S2

Es wird deutlich, dass Pumpspeicherkraftwerke in dem Szenario S2 wesentlich seltener eingesetzt werden, als dies im Szenario S1 der Fall ist. Durch die zusätzlichen Kosten, mit welchen Pumpspeicher beaufschlagt werden, ist ein häufiger Einsatz nicht mehr gesamtkostenreduzierend. Es ist kostengünstiger, wenn stattdessen zusätzliches Flexibilitätspotenzial von Wärmepumpen erschlossen wird. Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen bieten im Modell den Vorteil, dass sie, analog zu den DSM-Technologien, keinen zusätzlichen Strombezug durch die Flexibilisierung generieren und somit auch nicht mit Steuern und Abgaben beaufschlagt werden müssen. Im Vergleich zum Referenzlauf V1 fällt auf, dass thermische Speicher häufiger verwendet werden, als es zuvor der Fall war. Die DSM-Technologien werden, analog zu V2, gleich häufig eingesetzt wie im volkswirtschaftlichen Optimum.

Zum Abschluss der Bewertung der Einzeltechnologien aus Akteurssicht sind in **Abbildung 4-91** die spezifischen Gewinne der einzelnen Technologien für die Berechnungsvariante V3 dargestellt.

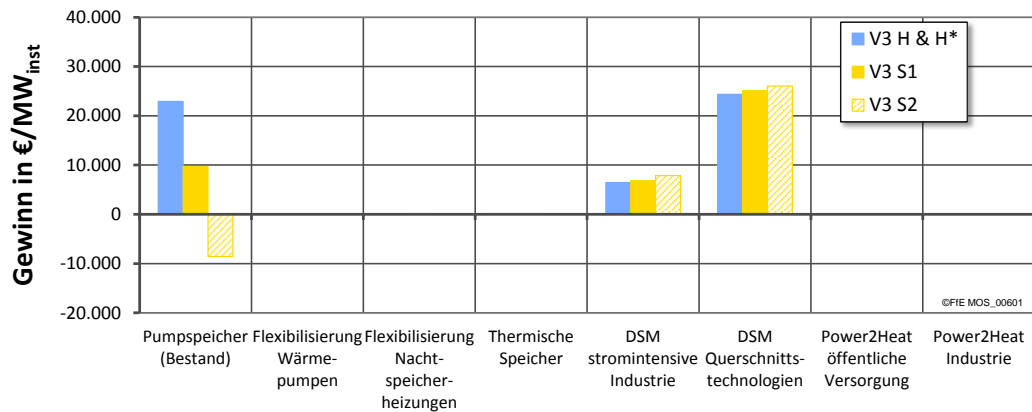


Abbildung 4-91: Gewinne der Speicher in V3 für die Kostenszenarien H, H*, S1 und S2

Es wird deutlich, dass Pumpspeicheranlagen im Szenario S2 mit den höchsten Zusatzkosten Verluste erwirtschaften. Auffällig ist zudem, dass in diesem Kostenszenario von den zugebauten Technologien nur die DSM-Technologien einen Deckungsbeitrag erwirtschaften, der die annuitätischen Kosten für die Installation der Technologien und die Betriebskosten übersteigt. Die Flexibilisierung von Wärmepumpen (im Kostenszenario S2) und von Nachtspeicherheizungen (S1 und S2) kann in beiden Szenarien kostendeckend betrieben werden. Dies resultiert aus der Möglichkeit des optimalen Zubaus. In der gewählten Optimierungsumgebung ergeben sich keine Gewinne für Technologien, die nicht die Potenzialgrenze erreichen, da der Ausbau der Technologien jeweils bis zur Grenze der Wirtschaftlichkeit der einzelnen Technologien stattfindet. Die DSM-Technologien erreichen jedoch die Potenzialgrenze bevor die wirtschaftliche Grenze für einen weiteren Zubau erreicht wird, weshalb sich hierbei Gewinne ergeben. Pumpspeicher werden als Bestand angesehen, weshalb sich in der Ausbauroptimierung auch für sie Gewinne ergeben können. Würde in den Szenarien auch ein Ausbau von Pumpspeichern stattfinden, so würden sich auch für diese keine Gewinne ergeben, sofern die Potenzialgrenze nicht erreicht wird. Die Tatsache, dass verschiedene Technologien Gewinne erzielen, während das bei anderen nicht der Fall ist, ergibt sich demnach aus der Annahme im Modell, dass in einem akteursbezogenen Kontext Speichertechnologien so lange zugebaut werden, wie sie sich bei einer angenommenen Verzinsung von 7 % wirtschaftlich umsetzen lassen.

4.4.2.4 Einfluss der Berechnungsläufe auf Systemgrößen

Neben der Betrachtung der Auswirkungen von Steuern und Abgaben auf Einsatz, Ausbau und Gewinne von Einzeltechnologien wird für alle Berechnungsläufe untersucht, welche Auswirkungen sich in beiden Kostenszenarien für das Gesamtsystem ergeben. Hierfür werden drei beschreibende Kenngrößen ausgewählt: die abgeregelte Energiemenge aus EE-Anlagen, die Emissionen, die sich im Gesamtsystem ergeben, und die Kosten, die sich für das Gesamtsystem ergeben, beziehungsweise die Mehrkosten, die gegenüber dem volkswirtschaftlichen Optimum entstehen.

Abgeregelte Energiemenge

In **Abbildung 4-92** ist dargestellt, wie sich die abgeregelte Energiemenge aus erneuerbaren Energieträgern in den unterschiedlichen Berechnungsläufen und

Szenarien verändert. Für die Berechnungsvariante V1* wird keine Unterscheidung nach Szenarien getroffen, da in diesem Fall nur noch eine bilanzielle Aufstellung der Kosten für die einzelnen Speichertechnologien stattfand, wozu jedoch keine neue Berechnung nötig war und somit die Systemgrößen für beide Kostenszenarien identisch sind. Das Ergebnis von V1 stellt das Optimum aus System Sicht dar und kann deshalb als Referenz betrachtet werden. Der Referenzfall wird durch das Szenario NASA2030K beschrieben. Das bedeutet, dass im deutsch-österreichischen Marktgebiet von einer engpassfreien Übertragung ausgegangen wird.

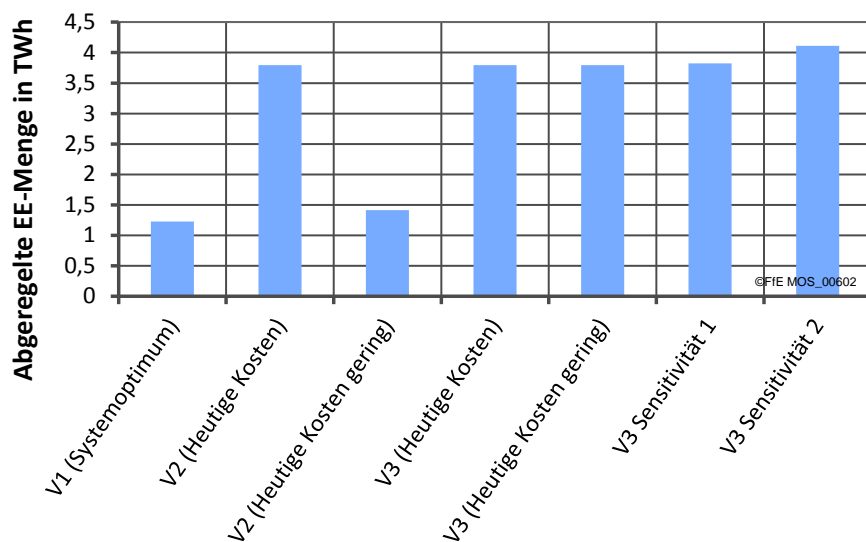


Abbildung 4-92: *Abgeregelte Energiemenge von Erneuerbaren Energien in den Berechnungsvarianten V1-V3 für verschiedene Kostenszenarien*

Die Abbildung zeigt, dass die abgeregelte Energiemenge aus EE-Anlagen in Berechnungsvariante V1 dem systemischen Optimum mit 1,2 TWh am geringsten ist. In diesem Szenario kann ein großer Teil der Überschüsse durch Power-to-Heat in das System integriert werden und substituiert hierbei die Wärmebereitstellung aus Heizkraftwerken. Während die abgeregelte Menge in den Szenarien der Berechnungsvariante V3 nahezu gleich ist, fällt der Unterschied zwischen den beiden Varianten des Laufs V2 auf. Werden mittlere Zusatzkosten für den Strombezug angesetzt (V2, ist die abgeregelte Energiemenge höher als im Fall der Annahme von geringen Kosten. Dies ist auf den vermehrten Einsatz von Power-to-Heat-Elementen in diesem Kostenszenario zurückzuführen. Insgesamt werden im Fall V2 „Heutige Kosten“ 2,4 TWh elektrische Energie in öffentlichen und industriellen Power-to-Heat-Anlagen umgesetzt, während im Fall V2 „Heutige Kosten“ kein Einsatz von Power-to-Heat stattfindet.

Wird die gesamte Energiemenge betrachtet, die in den fünf verschiedenen Fällen über Speicher umgesetzt wird, ergibt sich ein umgekehrtes Verhalten verglichen mit der abgeregelten Energie. Im Fall V1 werden 31 TWh über Speicher verschoben, im Fall V2 „Heutige Kosten“ 20 TWh, im Fall V2 „Heutige Kosten gering“ 23 TWh, im Fall V3 „Heutige Kosten“ und „Heutige Kosten gering“ 20 TWh, im Fall V3 „Sensitivität 1“ 17 TWh elektrische Energie und im Fall „Sensitivität 2“ lediglich 15 TWh. Hieraus folgt, dass Speicher und Elemente der Flexibilisierung zur Integration von Erneuerbaren Energien in das Gesamtsystem beitragen.

Emissionen

Abbildung 4-93 stellt dar, wie sich die Emissionen des Gesamtsystems in den verschiedenen Berechnungsläufen verändern. Hierfür wird die prozentuale Abweichung vom Referenzfall angegeben.

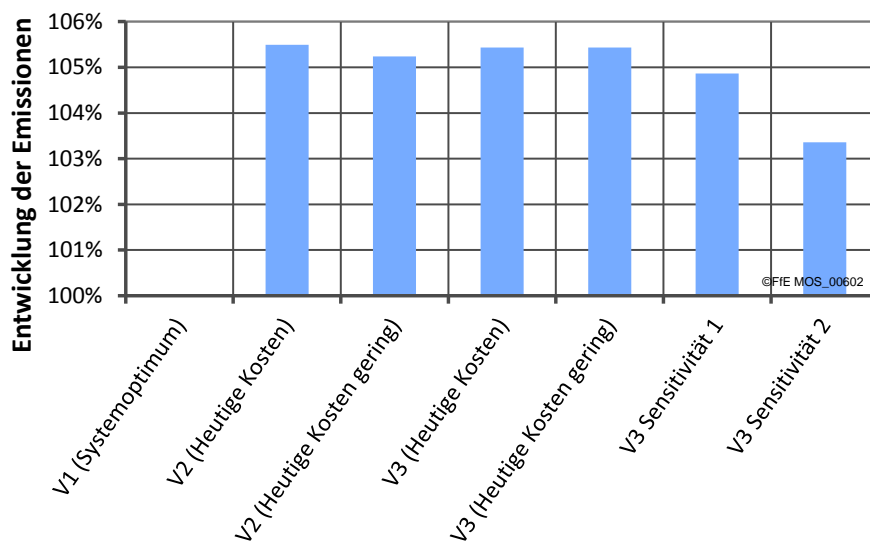


Abbildung 4-93: *Entwicklung der CO₂-Emissionsäquivalente in den Berechnungsvarianten V1-V3*

Die maximale Abweichung in den verschiedenen Berechnungsläufen vom Referenzszenario beträgt 1,6 % für den Fall V3 „mittlere Kosten“. Insgesamt wird deutlich, dass die Emissionen in allen Szenarien mit Zusatzkosten höher ausfallen als im Systemoptimum.

Systemkosten

Die Systemkosten ergeben sich aus den annuitätischen Investitionen für den Zubau von Energiespeichern sowie aus den Strom- und Wärmebereitstellungskosten, in die Brennstoffkosten, CO₂-Zertifikatskosten, Anfahrkosten und variable Betriebskosten eingehen.

In den verschiedenen Berechnungsvarianten fallen im System unterschiedliche Kosten an. Das systemische Optimum wird im Referenzfall (V1*) erreicht. Werden jedoch bereits bei Einsatz (V2) und Ausbau (V3) Steuern und Abgaben berücksichtigt, verändern sich auch der Einsatz und Ausbau gegenüber der systemisch optimierten Variante. Dadurch entstehen dem System zusätzliche Kosten. Zur Bilanzierung dieser Systemkosten wurden für die Kostenszenarien H, H*, S1 und S2 in den unterschiedlichen Berechnungsvarianten jeweils die Steuern und Abgaben für Speicher herausgerechnet. Somit werden diese nicht mit bilanziert und die Fälle können miteinander verglichen werden. In Berechnungsvariante V1 liegen die im Modell bilanzierten Kosten bei 10,66 Mrd. € für Deutschland und Österreich (vgl. **Abbildung 4-94**).

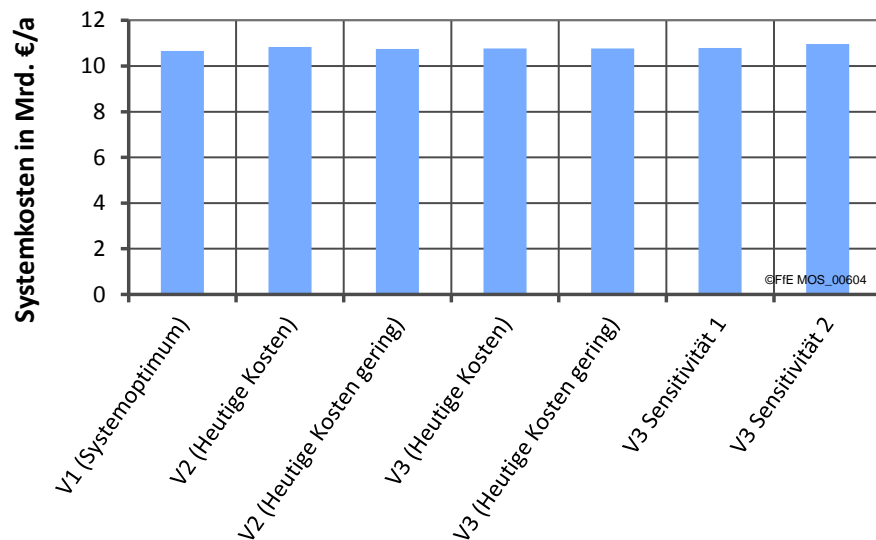


Abbildung 4-94: Systemkosten der Berechnungsläufe

Es wird deutlich, dass sich die Änderung der Kosten, bezogen auf die Gesamtkosten, im einstelligen Prozentbereich bewegen. Die Mehrkosten für V2 „Heutige Kosten“ betragen 1,6 % der Systemkosten, im Szenario „Heutige Kosten gering“ 0,8 %. In Berechnungsvariante V3 ergibt sich eine geringe Änderung dieser Mehrkosten, da kein Power-to-Heat Zubau stattfindet. Sie betragen im Szenario „Heutige Kosten“ und „Heutige Kosten gering“ 1,0 %, in den Sensitivitäten jedoch 1,2 % (S1) und 2,8 % (S2). In **Abbildung 4-95** sind die absoluten Werte der Mehrkosten abgebildet, die durch den veränderten Einsatz bzw. Ausbau von Speichern entstehen.

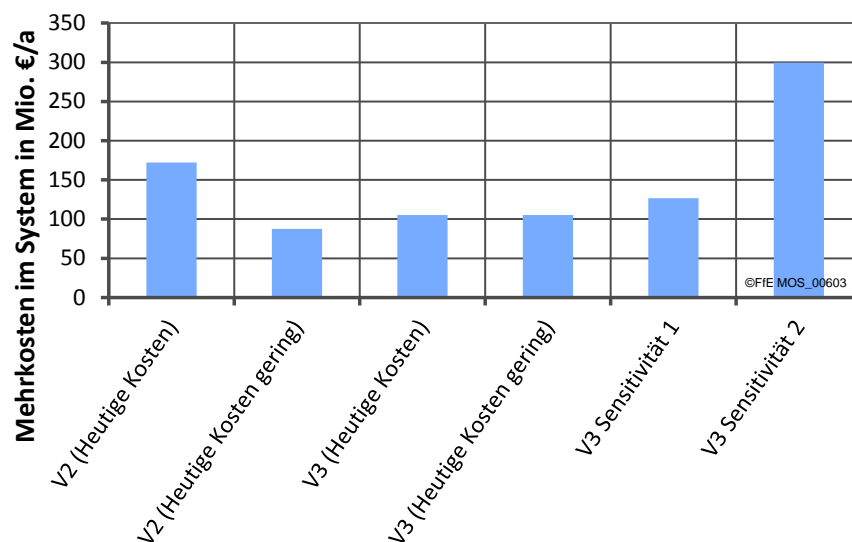


Abbildung 4-95: Mehrkosten gegenüber dem Systemoptimum

Hier wird deutlich, dass die Systemkosten im Fall V3 „Sensitivität 2“ am höchsten sind. Dies folgt daraus, dass in diesem Szenario die höchsten Zusatzkosten für Pumpspeicher angesetzt wurden. Vergleicht man die Mehrkosten der beiden Szenarien „Heutige Kosten“ der Berechnungsläufe V2 und V3 fällt auf, dass die Kosten in Berechnungsvariante V2 um 75 % höher sind, als im Lauf V3. Dies lässt sich dadurch erklären, dass der Ausbau der Speicher nicht auf deren Einsatz optimiert ist und Power-

to-Heat-Anlagen zugebaut, jedoch nicht eingesetzt werden. Werden die beiden Berechnungsläufe mit den jeweils niedrigeren Zusatzkosten verglichen („Heutige Kosten gering“), ergibt sich jedoch ein umgekehrtes Verhältnis. Die Mehrkosten in Berechnungsvariante V3 übersteigen die der Variante V2. Dies bedeutet, dass die volkswirtschaftlichen Kosten im Szenario „Heutige Kosten gering“ bei einem vorgegebenen Ausbau geringer sind als in dem Fall des uneingeschränkten Ausbaus. Obwohl der Anteil der Mehrkosten an den Gesamtsystemkosten gering ist, zeigt das Ergebnis, dass die Systemkosten auch im Fall eines nicht vorgegebenen über den Systemkosten eines vorgegebenen Ausbaus liegen können.

Die dargestellten Mehrkosten sollten jedoch in beiden Fällen bei einer kostenbasierten systemischen Betrachtung den Kosten gegenübergestellt werden, die anfallen, um das systemische Optimum zu erreichen. Liegen diese Kosten oberhalb dessen, was ein akteursoptimierter Ausbau im System an Zusatzkosten generiert, ist dies aus Kostensicht nicht sinnvoll.

5 Fazit & Ausblick

Die Bundesregierung hat im Koalitionsvertrag das Ziel formuliert 55 - 60 % Erneuerbare Energien am Stromverbrauch bis zum Jahr 2035 in das deutsche Stromsystem zu integrieren. In Anbetracht dessen, dass laut /NEP-01 15/ im Jahr 2035 nur rund 16 TWh aus Wasserkraft und 46 TWh aus Biomasse stammen werden, sind mehr als 200 TWh durch die hochvolatile Erzeugung aus Windkraft und Photovoltaik bereitzustellen. Dies erfordert einen grundlegenden Wandel der Energieversorgungsinfrastruktur.

Aufgrund der hohen Volatilität der Erzeugung aus Windkraft und Photovoltaik ist es naheliegend, dass Energiespeicher hier einen wertvollen Beitrag liefern können. Aus Sicht des Stromnetzes können neben klassischen Strom zu Strom-Speichern, wie Pumpspeichern, auch andere Optionen wie ein Strom- zu Strom-Speicher wirken. So erlaubt es ein Wärmespeicher in Verbindung mit einer KWK-Anlage, die Strom- und Wärmeproduktion der KWK im Vergleich zum wärmegeführten Betrieb zu verlagern. Die Differenz der beiden Erzeugungsgänge kann aus Sicht der Stromversorgung wie die Be- und Entladung eines Strom-Speichers interpretiert werden. In der Studie werden dementsprechend neben klassischen Speichern wie Pumpspeichern, Druckluftspeichern und Batteriespeichern auch Wärmespeicher zur Flexibilisierung von Kraftwärmekopplungsanlagen in Fernwärmenetzen, Power2Heat, Power2Gas und die Flexibilisierung von Nachtspeicherheizungen, Wärmepumpen sowie industrielles Lastmanagement in der stromintensiven Industrie als auch bei Querschnittstechnologien untersucht. Diese Technologien werden als Funktionale Speicher bezeichnet

Der Mehrwert dieser Technologien für die Energieversorgung kann vor dem Hintergrund des energiepolitischen Zieldreiecks, bestehend aus Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit und Wirtschaftlichkeit ermittelt werden. Zur Berücksichtigung der Umweltverträglichkeit werden die CO₂-Emissionen analysiert. Das Ziel der Versorgungssicherheit dahingehend geprüft, ob ausreichend gesicherte Leistung und Flexibilität zum Ausgleich von Erzeugungs- und Verbrauchsschwankungen vorhanden sind. Für den Eckpunkt der Wirtschaftlichkeit wird der volkswirtschaftliche und betriebswirtschaftliche Standpunkt betrachtet. Der erste Standpunkt kann auch als Systemsicht und der zweite als Akteurssicht bezeichnet werden. Im Rahmen dieser Studie werden bei der Akteurssicht die Steuern und Abgaben berücksichtigt, die bei dem Betrieb von Speicheranlagen anfallen.

Aufgrund der hohen Flexibilität von Speichern können diese an verschiedenen Stellen im Energiesystem einen Mehrwert liefern. Für die Ermittlung des Mehrwertes werden also zunächst die möglichen Einsatzoptionen für Speicher ermittelt und beschrieben. Da es sich um eine Vielzahl an Einsatzoptionen handelt, deren Abbildung nicht durch ein einzelnes Modell möglich ist, werden zwei Ansätze genutzt. Zum einen werden die Einflussfaktoren auf die Entwicklung der Einsatzoptionen diskutiert, um die Bedeutung der einzelnen Einsatzoption in der Zukunft abschätzen zu können. Zum anderen wird darauf aufbauend das integrierte Simulationsmodell zur Anlageneinsatz- und -ausbauplanung mit Regionalisierung „ISAaR“ erstellt.

Für die Erstellung des Modells werden zunächst die Anforderungen im Hinblick auf die abzubildenden Einsatzoptionen, den notwendigen Detaillierungsgrad der technischen

Restriktionen, die zeitliche und räumliche Auflösung sowie die Datenverwaltung ermittelt. Dabei stellt sich heraus, dass die Einsatzoptionen „Lastglättung“ und „Bereitstellung gesicherter Leistung“ von dem Optimierungsmodell erfasst werden müssen. Zur mathematischen Beschreibung des Energiesystems wird auf die lineare Programmierung zurückgegriffen, da diese den Anforderungen gerecht wird.

Die Anforderungen an die Datenverwaltung sind aufgrund vielschichtiger Szenarien besonders groß. Daraus ergibt sich eine vierstufige Datenbankstruktur mit den Ebenen „Energiesystem“, „Anlagenregister und Parametertabellen“, „Szenariendefinition“ und der Ergebnisverwaltung. Grundlage bildet das Prozessmodell, das alle Anlagen und Bestandteile des Energiesystems über 3+1 Kenngrößen beschreibt und sich im Energiesystem-Schema befindet. Die Zuweisung von Parametern zu Anlagen erfolgt dann über die Prozess-ID, das Jahr und die Region.

Zur mathematischen Beschreibung des Energiesystems wird eine Nomenklatur eingeführt, die sich aus den Begriffen „Element“, „Instanz“, „Eigenbedingung“ und „Systembedingung“ zusammensetzt. Elemente zeichnen sich dadurch aus, dass zur Modellierung der einzelnen Instanzen die gleichen Eigenbedingungen verwendet werden. Die Systembedingungen können durch verschiedene Instanzen eines Elementes erfüllt werden. Als Elemente sind in dem Modell konventionelle Kraftwerke, Erneuerbare Energien, Strom- zu Strom-Speicher, Saisonale Speicher, Flexible Verbraucher, Lastflexibilisierung in der Industrie, Power2Heat, Power2Gas, thermische Speicher in Fernwärmenetzen, Heizwerke und das Stromnetz berücksichtigt. Bis auf Heizwerke und das Stromnetz wird nicht nur der Einsatz dieser Elemente, sondern auch deren Zubau optimiert. Die einzelnen Instanzen der Elemente werden eingesetzt, um die Systembedingungen „Strom“, „Wärme“ und „Gas“ zu erfüllen. Anhand von Energiebilanzen für das Jahr 2012 wird das Modell erfolgreich validiert.

Das Energiesystemmodell wird dann eingesetzt, um den Mehrwert Funktionaler Speicher aus System- und Akteurssicht zu untersuchen. Hierfür wird ISAaR in vier Varianten angewendet. In Variante 1 (V1) wird die Systemsicht genauer untersucht. Hierfür werden Szenarien definiert, die sich hinsichtlich des Stromverbrauchs und des Netzausbaus unterscheiden. Der Mehrwert für das jeweilige Szenario ergibt sich hier aus der Differenz der Ergebnisse einer Referenzrechnung ohne Speicherausbau und einer Berechnung mit Speicherausbau und-einsatz.

Für die Akteurssicht wird nur ein Szenario für den Stromverbrauch und den Netzausbau untersucht. Allerdings werden die Berechnungen hier einmal mit mittleren und einmal mit geringen Steuern und Abgaben in drei Anwendungsvarianten (V1*, V2, V3) durchgeführt. V1* stellt eine Abwandlung von V1 dar, da der Ausbau und Einsatz aus V1 verwendet wird. Der Einsatz wird jedoch nachträglich mit Steuern und Abgaben belegt. In V2 wird untersucht, wie sich der Einsatz der Speicher verändert, wenn der Ausbau aus V1 übernommen wird, der Einsatz der Speicher jedoch mit Steuern und Abgaben belegt wird. V3 stellt die reine Sichtweise der Akteure dar. Sowohl Ausbau als auch Einsatz werden unter Berücksichtigung von Steuern und Abgaben durchgeführt. Neben den Aspekten der CO₂-Emissionen und der Systemkosten werden in diesen Varianten auch die installierte Leistung, die Einsatzhäufigkeit und die Erlöse der Speicher berechnet. Die Erlöse ergeben sich dabei durch die Multiplikation des Ergebniswertes der Variablen, die in die Systembedingung „Last“ oder „Wärme“

eingehen, mit der jeweiligen dualen Lösung und der zu zahlenden Belastungen durch Steuern und Abgaben.

In den Berechnungen wird das europäische Verbundsystem mit länderscharfen Knoten berücksichtigt. Deutschland wird in 20 und Österreich in 8 Knoten aufgeteilt. Die verwendeten Szenarien zur Analyse der Systemsicht unterscheiden sich hinsichtlich des Stromverbrauchs und des Netzausbaus. Aufgrund der Berücksichtigung von wachsenden Nabenhöhen und dem Bau von Schwachwindanlagen ergibt sich ein Anteil der Erneuerbaren Energien am Nettostromverbrauch im Jahr 2030 in Abhängigkeit vom Last-Szenario von 67 % bzw. 75 %. Als Basis dient das Wetterjahr 2012.

Die Analysen der Ergebnisse lassen eine Vielzahl von Rückschlüssen auf die unterschiedlichsten energiewirtschaftlichen Aspekte zu. So zeigt sich, dass Power2Heat in Fernwärmesystemen und die Lastflexibilisierung in der Industrie aus Systemsicht den größten Mehrwert auf Übertragungsnetzebene bieten. Insgesamt können in den Berechnungen aus Systemsicht durch den Ausbau Funktionaler Speicher mehr als 170 Mio. € eingespart werden. Des Weiteren kann dadurch die Abregelung Erneuerbarer Energien um bis zu 8 TWh reduziert werden. Allerdings dient der Ausbau und Einsatz der Funktionalen Speicher nicht nur der Integration Erneuerbarer Energien, sondern auch der Steigerung der Einsatzzeiten von Grundlastkraftwerken. Durch die Vermeidung von Abregelung und den kontinuierlicheren Betrieb der Grundlastkraftwerke können im Jahr 2030 mehr als 10 TWh Strom in Fernwärmesystemen genutzt werden.

Zudem zeigen die Diskussionen über die Entwicklung der Einsatzoptionen, dass durch technische Weiterentwicklungen und Marktanpassungen Versorgungssicherheit auch in Zukunft gewährleistet werden kann. So stellt der Ausbau von Power2Heat mit mehr als 8 GW ein großes Flexibilitätspotenzial zur Wahrung der Systemstabilität dar. Allerdings erlaubt es der aktuelle regulatorische Rahmen nicht, alle kostengünstigsten Flexibilitätspotenziale, insbesondere Power2Heat, zu heben und bestehende Potenziale bei Pumpspeichern in ihrem vollen Umfang zu nutzen. Die Untersuchungen zeigen ebenfalls, dass bei den verwendeten Annahmen Speicher bis 2030 nicht benötigt werden, um ausreichend gesicherte Leistung zur Wahrung der Versorgungssicherheit bereitzustellen.

Die Berechnungsergebnisse zum Speicherausbau zeigen sich konsistent mit den Analysen zur Merit Order Matrix, die im Rahmen des Projektes „Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030“ durchgeführt wurden. Zudem weisen die verschiedenen Szenarien in der Tendenz immer den Ausbau der gleichen Speichertechnologien aus. Daher ist nicht davon auszugehen, dass marginale Anpassungen der Parameter der Funktionalen Speicher zu anderen Optimierungsergebnissen des Speicherausbaus führen.

6 Weiterer Forschungsbedarf

Mit dem entwickelten Ansatz ist es möglich, den Mehrwert Funktionaler Speicher aus unterschiedlichen Perspektiven zu ermitteln und die Unterschiede zu analysieren. In der Arbeit wurde der Unterscheid zwischen System- und Akteurssicht durch die Berücksichtigung von Steuern und Abgaben ermittelt. Hier sollten im nächsten Schritt die Rückwirkungen von Autarkiebestrebungen von Prosumenten, sei es im privaten oder industriellen Bereich, genauer untersucht werden. Anschließend könnten die Auswirkungen dynamischer Strompreistarife analysiert werden. In Anbetracht der verstärkten europäischen Strommarktkopplung ist ebenfalls von Interesse, ob es in den Nachbarländern weitere Flexibilitätsoptionen gibt, die bei ausreichendem Netz zu einer Verringerung des Flexibilitätsbedarfs in Deutschland und Österreich führen können.

Als Bewertungskriterium wurde in erster Linie der wirtschaftliche Mehrwert genutzt. Es gibt jedoch noch weitere Bewertungskriterien, wie die Akzeptanz einer Maßnahme, die Berücksichtigung finden sollten. Ebenso können analog zu Speichertechnologien weitere Maßnahmen zur Integration Erneuerbarer Energien untersucht werden. So sollte beispielsweise die Kopplung zwischen den Sektoren Strom, Wärme und Mobilität und damit einhergehende Tendenzen zur Elektrifizierung im Sinne einer „All-Electric-World“ genauer untersucht werden. Dies ist insbesondere dann interessant, wenn sich die politischen Ziele zum Ausbau der Erneuerbaren Energien weiterhin am Nettostromverbrauch orientieren, da sich daraus eine dynamische Entwicklung ergeben kann, deren Geschwindigkeit es abzuschätzen gilt.

Aufgrund der Ungenauigkeit von Eingangsdaten sollten vermehrt Sensitivitätsanalysen durchgeführt werden, um persistente Lösungen zu ermitteln. In diesem Kontext ist es vor allem von Bedeutung, die Berechnungen für mehrere Wetterjahre durchzuführen und die Auswirkungen des Klimawandels zu berücksichtigen. Von besonderer Bedeutung ist hierbei auch, wie sich der Lastverlauf entwickeln wird. Neben allen Maßnahmen, die eine verbesserte Integration Erneuerbarer Energien in das Energieversorgungssystem erlauben, gilt es auch, alle Maßnahmen zu untersuchen und vergleichbar zu machen, die zu einer Emissionsreduktion führen können.

7 Literaturverzeichnis

- AEA-01 10** Renner, Stephan; Baumann, Martin; Jamek, Andrea; Land, Bernhard; Pfaffenbichler, Paul: Visionen 2050 - Identifikation von existierenden und möglichen zukünftigen Treibern des Stromverbrauchs und von strukturellen Veränderungen bei der Stromnachfrage in Österreich bis 2050. Wien: Austrian Energy Agency, 2010
- AEE-01 11** Renew's Spezial - Strom speichern. Berlin: Agentur für Erneuerbare Energien e. V., 2011
- AEE-02 13** Studienvergleich: Entwicklung der Volllaststunden von Kraftwerken in Deutschland. Berlin: Agentur für Erneuerbare Energien, 2013
- AGFW-01 04** Pfaffenberger, W.; et al.: Pluralistische Wärmeversorgung: Strategien und Technologien einer pluralistischen Fern- und Nahwärmeversorgung in einem liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung und regenerativer Energien - Band 1 - Wirtschaftliche Rahmendaten; Räumlich verteilter Energiebedarf; Digitale Wärmekarte. Frankfurt a. M.: Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft e.V. (AGFW), 2004
- AGFW-01 13** AGFW - Hauptbericht 2012. Frankfurt am Main: Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V., 2013
- AGFW-01 15** AGFW-Hauptbericht 2014. Frankfurt am Main: AGFW - Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. (AGFW), 2015
- AGFW-02 14** AGFW - Hauptbericht 2013. Frankfurt am Main: Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V., 2014
- AGFW-03 05** Pluralistische Wärmeversorgung: Strategien und Technologien einer pluralistischen Fern- und Nahwärmeversorgung in einem liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbarer Energien - Schlussbericht. Frankfurt am Main: AGFW - Arbeitsgemeinschaft Fernwärme e.V., 2005
- AGFW-03 09** AGFW-Hauptbericht 2007. Frankfurt a. M.: Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V.(AGFW), 2009
- AGFW-03 10** AGFW - Hauptbericht 2009. Frankfurt am Main: Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V.(AGFW), 2010
- AGFW-03 11** AGFW: Hauptbericht 2010. Frankfurt am Main: AGFW - Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V., 2011
- AGFW-03 12** AGFW - Hauptbericht 2011. Frankfurt am Main: Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft - AGFW - e.V., 2012

- AGFW-05 09** AGFW - Hauptbericht 2008. Frankfurt am Main: AGFW - Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. (AGFW), 2009
- AMP-01 15** Statisches Netzmodell in: <http://www.amprion.net/statisches-netzmodell>. Dortmund: Amprion GmbH, 2015.
- APC-01 04** Neil, Rasmussen: Die verschiedenen Arten von USV-Systemen - White Paper Nr. 1 Version. München: American Power Conversion, 2004
- APG-01 13** Netzentwicklungsplan 2012 Regelzone Austrian Power Grid AG (APG) - Zeitraum 2013-2022. Wien: Austrian Power Grid AG, 2013
- APG-01 15** Statische Netzdaten in: <https://www.apg.at/de/netz/anlagen/leitungsnetz>. Wien: APG Austrian Power Grid (APG), 2015.
- BAFA-01 14** Zulassung von KWK-Anlagen nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG). Eschborn: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), 2014
- BAYAG-01 14** Einspeisemanagement - Abgeschlossene Einsätze in: https://www.bayernwerk.de/pages/eby_de/Netz/Stromeinspeisung/Einspeisemanagement/Veroeffentlichungen/Abgeschlossene_Einsaetze/Detailseite.htm. Regensburg: Bayernwerk AG, 2014
- BBR-01 12** Schlömer, Claus: Raumordnungsprognose 2030 - Bevölkerung, private Haushalte, Erwerbspersonen. Bonn: Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) im Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung, 2012
- BDEW-02 14** Standardlastprofile Strom. Berlin: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), 2014
- BDEW-04 14** Strompreisanalyse Juni 2014 in: [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20140702-pi-steuern-und-abgaben-am-strompreis-steigen-weiter-de/\\$file/140702%20BDEW%20Strompreisanalyse%202014%20Charatsatz.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20140702-pi-steuern-und-abgaben-am-strompreis-steigen-weiter-de/$file/140702%20BDEW%20Strompreisanalyse%202014%20Charatsatz.pdf). berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, 2014
- BDEW-08 14** Industriestrompreise - Ausnahmeregelungen bei Energiepreisbestandteilen. Berlin: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2014
- BDEW-14 14** BDEW-Strompreisanalyse Juni 2014. Berlin: BDEW, 2014
- BEER-01 12** Beer, Michael: Regionalisiertes Energiemodell zur Analyse der flexiblen Betriebsweise von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen - Dissertation. Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik an der TU München, durchgeführt an der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2012.
- BFA-01 13** Sozialversicherungspflichtig Beschäftigte nach Wirtschaftsabteilungen WZ 2008 - Auflösung Landkreise und kreisfreie Städte - Juni 2008. Nürnberg: Bundesagentur für Arbeit Statistik (BfA), 2009

- BHW-01 12** Schalle, Heidrun: Überblick über das EEG 2012 in: Dong Energy Stadtwerkeforum Norddeutschland. Berlin: Boos Hummel & Wegerich, 2012
- BKARTELL-01 15** Aktenzeichen: B8-78/13 ; P-65/14 - Oberlandesgericht Düsseldorf bestätigt Kartellrechtswidrigkeit der Entgeltregelung der "Irsching-Verträge". Bonn: Bundeskartellamt, 2015
- BKG-01 13** Digitales Landschaftsmodell 1:250000 (AAA-Modellierung). Leipzig: Bundesamt für Kartographie und Geodäsie - GeoDatenZentrum (BKG), 2013
- BKG-04 09** Verwaltungsgrenzen 1:250.000 - Vektordaten. Frankfurt am Main: Bundesamt für Kartographie und Geodäsie (BKG), 2009
- BMU-10 12** Plattform Erneuerbare Energien, AG Interaktion: Potentiale und Hemmnisse der Flexibilitätsoptionen. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2012
- BMWI-02 15** Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi): Zahlen und Fakten - Energiedaten - Nationale und Internationale Entwicklung. Berlin: BMWi, 16.3.2015
- BMWI-03 15** Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Ein Strommarkt für die Energiewende. Berlin: BMWi, 2015
- BMWI-06 13** Reservekraftwerksverordnung – ResKV: Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung einer Netzreserve sowie zur Regelung des Umgangs mit geplanten Stilllegungen von Energieerzeugungsanlagen zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/P-R/reservekraftwerksverordnung-entwurf,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 2013
- BNETZA-02 14** Engpassmanagement in: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/Engpassmanagement/engpassmanagement-node.html. Bonn: Bundesnetzagentur (BNetzA), 2014
- BNETZA-02 15** Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur - Stand: 01.06.2015 in: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerkliste/kraftwerkliste-node.html. Bonn: Bundesnetzagentur (BNetzA), 2015
- BNETZA-03 14** Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement - Abschaltreihenfolge, Berechnung von Entschädigungszahlungen und Auswirkungen auf die Netzentgelte, Version 2.1. Bonn: Bundesnetzagentur (BNetzA), 2014
- BNETZA-03 15** Kraftwerkliste Bundesnetzagentur zum erwarteten Zu- und Rückbau 2015 bis 2018 - Stand 01.06.2015. Bonn: Bundesnetzagentur (BNetzA), 2015

- BNETZA-04 13** Bundesnetzagentur (BNetzA): Kraftwerksliste Bundesnetzagentur - Stand 27.03.2013. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2013
- BNETZA-05 13** Bundesnetzagentur (BNetzA): Monitoringbericht 2012. Bonn: BNetzA, 2013
- BNETZA-07 14** Bundesnetzagentur (BNetzA): Kraftwerksliste Bundesnetzagentur - Stand 02.04.2014. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2014
- BNETZA-08 15** Hinweise zur Durchführung von Redispatchmaßnahmen vor dem Hintergrund der Urteile des OLG Düsseldorf vom 28.04.2015. Bonn: Bundesnetzagentur (BNetzA), 2015
- BNETZA-09 15** Anlagenregister Erneuerbare Energien in: <http://www.bundesnetzagentur.de/> Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), 2015
- BNETZA-11 14** Monitoringbericht 2014 gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB in: <http://www.bundesnetzagentur.de>. Bonn: Bundeskartellamt, 2014
- BNETZA-12 13** Zerres, Achim (Bundesnetzagentur): Einspeisemanagement - Vorübergehendes Problem oder Dauerlösung? Göttingen: Energie-Forschungszentrum Niedersachsen, 2013
- BNETZA-12 14** Monitoringbericht 2014 - Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB Stand: 14. November 2014. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), 2014
- BNETZA-13 14** Genehmigung des Szenariorahmens 2025 für die Netzentwicklungsplanung und Offshore-Netzentwicklungsplanung - gem. § 12a Abs. 3 EnWG. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2014
- BNETZA-14 14** Daten nach §12f Abs.1 EnWG 2013 - Studiennetzmodell des Netzentwicklungsplans 2013. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2014
- BNETZA-15 14** Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur - Stand: 29.10.2014 in: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html. Bonn: Bundesnetzagentur (BNetzA), 2014
- BNETZA-16 15** Monitoringbericht 2015 - Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i.V.m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i.V.m. § 53 Abs. 3 GWB. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), 2015
- BNETZA-17 13** Monitoringbericht 2013 - gemäß § 63 Abs. 3 i.V.m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i.V.m. § 53 Abs. 3 GWB. Bonn: Bundesnetzagentur (BNetzA), 2013

- BNETZA-19 13** Bundesnetzagentur (BNetzA): Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2012/13. Bonn: BNetzA, 2013
- BNETZA-20 12** Monitoringbericht 2011 - Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 4 EnWG i.V.m. § 35 EnWG. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), 2012
- BNETZA-20 13** Monitoringbericht 2012 - Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i.V.m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i.V.m. § 53 Abs. 3 GWB. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), 2013
- BNETZA-21 11** Bericht zu den Auswirkungen des Kernkraftausstiegs auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit - zugleich Bericht zur Notwendigkeit eines Reservekernkraftwerks im Sinne der Neuregelungen des Atomgesetzes. Bonn: Bundesnetzagentur (BNetzA), 2011
- BNETZA-22 11** Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement - Abschalttrango, Berechnung von Entschädigungszahlungen und Auswirkungen auf die Netzentgelte, Version 1.0. Bonn: Bundesnetzagentur (BNetzA), 2011
- BRD-02 09** Gesetz über Naturschutz und Landschaftspflege (Bundesnaturschutzgesetz - BNatSchG) - Zuletzt geändert durch Art. 2 G v. 6.10.2011 I 1986. Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2009
- BSR-01 11** Hinweise zur Planung und Genehmigung von Windkraftanlagen (WKA) - Windenergie-Erlass Bayern - Gemeinsame Bekanntmachung der Bayerischen Staatsministerien des Innern, für Wissenschaft, Forschung und Kunst, der Finanzen, für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie, für Umwelt und Gesundheit sowie für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten. München: Bayerische Staatsregierung, 2011
- CLC-01 09** CORINE Land Cover (CLC2006) - Legende. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt (UBA), 2009
- CORR-01 13** Corradini, Roger: Regional differenzierte Solarthermie-Potenziale für Gebäude mit einer Wohneinheit. Dissertation an der Fakultät für Maschinenbau der Ruhr-Universität Bochum. Herausgegeben durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), München 2013 - ISBN 978-3-941802-26-1; ISBN-A 10.978.3941802/261.
- DECC-05 14** Sub-National Electricity Consumption Data in: http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/20130109092117/http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/statistics/energy_stats/regional/electricity/electricity.aspx. London: Department of Energy and Climate Change (DECC), 2014
- DENA-02 14** Deutsche Energie-Agentur (dena): dena-Studie Systemdienstleistungen 2030 - Voraussetzungen für eine sichere und zuverlässige Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Berlin: dena, 2014

- DENA-03 05** Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020 - Konzept für eine stufenweise Entwicklung des Stromnetzes in Deutschland zur Anbindung und Integration von Windkraftanlagen Onshore und Offshore unter Berücksichtigung der Erzeugungs- und Kraftwerksentwicklungen sowie der erforderlichen Regelleistung. Köln: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2005
- DENA-08 14** Deutsche Energie-Agentur (dena): Entwicklung der Erlösmöglichkeiten für Flexibilität auf dem Strommarkt. Berlin: dena, 2014
- DENA-17 10** Deutsche Energie-Agentur (dena): dena-Netzstudie II - Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025. Berlin: dena, 2010
- DESTATIS-02 13** Statistisches Bundesamt (destatis): Monatsbericht über die Elektrizitätsversorgung - Berichtszeitraum Januar bis Dezember 2012. Wiesbaden: destatis, 2013
- DESTATIS-03 14** Energieverwendung der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe 2012 in:
<https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/Energie/Verwendung/Tabellen/KohleErdgasStrom.html>. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (destatis), 2014
- DESTATIS-08 14** Regionaldatenbank - www.regionalstatistik.de. Wiesbaden: Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2014
- DESTATIS-10 13** Produzierendes Gewerbe - Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe sowie im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erden 2012 in: Fachserie 4 Reihe 6.4. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (destatis), 2013
- DESTATIS-11 14** Produzierendes Gewerbe - Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe sowie im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erden 2013 in: Fachserie 4 Reihe 6.4. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (destatis), 2014
- DESTATIS-13 12** Produzierendes Gewerbe - Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe sowie im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erden 2011 in: Fachserie 4 Reihe 6.4. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (destatis), 2012
- DEWI-01 13** Ender, C.: Windenergienutzung in Deutschland - Stand 30.06.2013 in: DEWI Magazin. Wilhelmshaven: DEWI-Magazin, 2013
- DEWI-02 13** Lütkehus, I.; Salecker, H. (Federal Environment Agency): Onshore Wind Energy Potential in Germany - Current study by the Federal Environment Agency on the nationwide area and output potential in: DEWI Magazin (Nummer 43). Wilhelmshaven: DEWI, 2013
- DGS-01 08** Hoffmann, Volker: Damals war's - Ein Rückblick auf die Entwicklung der Photovoltaik in Deutschland. München: Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (DGS), 2008

- DIN-01 03** DIN V 4701-10:2003-07 - Energetische Bewertung heiz- und raumlufthechnischer Anlagen - Teil 10: Heizung, Trinkwassererwärmung, Lüftung. Berlin: Beuth-Verlag GmbH, 2003
- DIN-01 07** DIN V 18599-10 - Energetische Bewertung von Gebäuden - Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung. Berlin: DIN Deutsches Institut für Normung e.V., 2007
- DWD-01 04** Christoffer, Jürgen; Deuschländer, Thomas; Webs, Monika: Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere und extreme Witterungsverhältnisse TRY. Offenbach a. Main: Deutscher Wetterdienst, 2004
- DWD-01 14** Wetterdaten des DWD - Zugriff auf die Daten über das WebInterface Pamore in: <https://webservice.dwd.de/cgi-bin/spp1167/webservice.cgi>. Offenbach: Deutscher Wetterdienst (DWD), 2014
- DWD-02 04** Globalstrahlung in der Bundesrepublik Deutschland, Mittlere Jahressummen, Zeitraum 1981-2000. Hamburg: Deutscher Wetterdienst (DWD), 2004
- DWD-02 12** Digitale Weibulldaten der Windgeschwindigkeit für gesamt Deutschland im 200-m-Raster. Offenbach: Deutscher Wetterdienst (DWD), 2012
- DWG-01 15** Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland - im Auftrag von Bundesverband WindEnergie (BWE), Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau (VDMA). Oldenburg: Deutsche WindGuard GmbH, 2015
- DWV-02 09** Wasserstoff - Der neue Energieträger. Berlin: Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband (DWV), 2009
- EB-01 13** Eberl, Benedikt: Erstellung und Vergleich linearer Optimierungsmodelle zur Kostenberechnung vorgegebener Energiesysteme und Bewertung von Speicheroptionen - Diplomarbeit. Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik an der TU München, durchgeführt an der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2013.
- ECON-01 12** Energie-Control Austria (E-Control): Bilanz der Gesamten Elektrizitätsversorgung an den 3. Mittwochen - Kalenderjahr 2011. Wien: E-Control, 2012
- ECON-02 15** Marktbericht 2015 in: <http://www.e-control.at>. Wien: E-Control, 2015
- ECON-03 13** E-Control: Engpassleistung nach Kraftwerkstypen zum 31. Dezember 2012 in: E-Control. Wien: 2013
- ECON-08 13** Energie-Control Austria (E-Control): Bilanz der Gesamten Elektrizitätsversorgung an den 3. Mittwochen im Jahr - Kalenderjahr 2012. Wien: E-Control, 2013
- ECON-09 13** Marktbericht 2013 in: <http://www.e-control.at>. Wien: E-Control, 2013

- EEG-01 12** Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) 2012 - mit den Änderungen durch das „Gesetz zur Änderung des Rechtsrahmens für Strom aus solarer Strahlungsenergie und weiteren Änderungen im Recht der erneuerbaren Energien“ (sog. PV-Novelle). Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2012
- EEG-01 14** Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts in: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Gesetz/entwurf-eines-gesetzes-zur-grundlegenden-reform-des-erneuerbare-energien-gesetzes-und-zur-aenderung-weiterer-bestimmungen-des-energiewirtschaftsrechts,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>. Berlin: Bundesregierung, 2014
- EEG-02 14** Gesetz für den Ausbau Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz EEG 2014). Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2014
- EEG-04 12** Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) 2012 - Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 17. August 2012 (BGBl. I S. 1754) geändert worden ist. Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2012
- EEG-05 12** Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) - Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2730) geändert worden ist in: http://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2009/BJNR207410008.html#BJNR207410008BJNG000700000. Berlin: Bundesregierung Deutschland, 2012
- EEN-02 11** Witzmann, Rolf: Vorlesung Energieübertragungstechnik. München: Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze der TU München, 2011
- EEX-01 12** Geplante Nichtbeanspruchbarkeiten von Erzeugungseinheiten ≥ 100 MW. Leipzig: European Energy Exchange AG, 2012
- EEX-01 14** Marktdaten verschiedener Jahre in: <http://www.transparency.eex.com/de/> (abgerufen am 10.07.2014). Leipzig: European Energy Exchange AG (EEX), 2014
- EEX-01 15** European Energy Exchange: Transparenzdaten. [Online] ftp-Server: [infoproducts.eex.com](ftp://infoproducts.eex.com), laufende Aktualisierung seit 2014
- EEXAG-01 12** EEX AG: Info-Produkte, Strom und Transparenzdaten, ftp-Server der EEX AG. Leipzig: 2012 (laufende Aktualisierung)
- EFZN-01 13** Beck, Hans-Peter; et al.: Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit. Goslar: Energie-Forschungszentrum Niedersachsen, 2013

- EGAP-01 12** Nobis, Philipp; Fischhaber, Sebastian; Habermann, Jochen; Samweber, Florian: e-GAP – Modellkommune Elektromobilität Garmisch-Partenkirchen in: <https://www.ffe.de/die-themen/mobilitaet/410-e-gap-modellkommune-garmisch-partenkirchen>. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FFE), 2012
- ENERCON-01 12** ENERCON Produktübersicht. Aurich: ENERCON, 2012
- ENERGA-01 07** Nicolai, Marc; Oelke, Torsten: Energievertrieb im Wandel - Neue Strategien im Strom- und Gasvertrieb in: Zeitschrift für Energie, Markt und Wettbewerb (EMW); Sonderdruck 02/07. Essen: energate GmbH&Co.Kg, 2007
- ENTSOE-01 01** Procedures for cross-border transmission capacity assessment - NTC Bestimmungsvorschrift. Brüssel: European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), 2001
- ENTSOE-01 11** Load and consumption data: Specificities of member countries. https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/e/Load_and_Consumption_Data.pdf. Brüssel: ENTSO-E, 2011
- ENTSOE-01 12** ENTSO-E: Statistical Database in: <https://www.entsoe.eu/resources/data-portal/>. Brüssel: ENTSO-E, 2012
- ENTSOE-01 14** European Network of Transmission System Operators for Electricity: Transparency Platform. [Online] <https://transparency.entsoe.eu/>, laufende Aktualisierung seit 2014
- ENTSOE-02 14** European Network of Transmission System Operators for Electricity: Production, Consumption, Exchange Package. [Online] <https://www.entsoe.eu/db-query/country-packages/production-consumption-exchange-package/>, laufende Aktualisierung seit 2014
- ENTSOE-03 12** 10-Year Network Development Plan 2012. Brüssel: ENTSO-E (ENTSOE), 2012
- ENWG-01 15** Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG). Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2015
- EPEX-01 12** Marktdaten verschiedener Jahre in: www.epexspot.com. Paris: EPEX Spot, 2012
- EPEX-01 14** European Power Exchange (EPEX): Börsenrat stimmt für 15-Minuten-Auktion. [Online] https://www.epexspot.com/document/26400/2014-03-18_EPEX%20SPOT_Exchange%20Council_March%202014.pdf, 18.3.2014, abgerufen am: 19.3.2014
- EPEX-02 13** Marktdaten verschiedener Jahre in: www.epexspot.com. Paris: EPEX Spot, 2013
- EPEX-02 14** European Power Exchange: Historische Marktdaten. [Online] ftp-Server: [ftp.epexspot.com](ftp://ftp.epexspot.com), laufende Aktualisierung seit 2014
- ESEA-01 11** Boxleitner, Martin; et al.: Super-4-Micro-Grid - Nachhaltige Energieversorgung im Klimawandel. Wien: TU Wien, ESEA/EA (Hrsg.), 2011

- ET-05 11** ET - Energiewirtschaftliche Tagesfragen - Zeitschrift für Energiewirtschaft, Recht, Technik und Umwelt. Essen: etv Energieverlag GmbH, 2011
- EUREL-01 15** The Benefits of Electrification - Electricity's contribution to sustainable energy use in: http://www.eurelectric.org/media/189332/electrification_report_final-2015-030-0437-01-e.pdf (14.12.2015). Brüssel, Belgien: Union of the Electric Industry - EURELECTRIC, 2015
- EW-01 11** Stuhlmacher, Gerd; Stappert, Holger; Schoon, Heike; Jansen, Guido: Grundriss zum Energierecht - Der rechtliche Rahmen für die Energiewirtschaft. Frankfurt am Main: EW Medien und Kongress GmbH, 2011
- EWI-01 14** Techno-ökonomische Kennwerte für den Forschungsverbund - Systemanalyse Energiespeicher. Köln: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), 2014
- EWS-01 14** Österreichs Windpotenzial - Das realisierbare Windpotenzial Österreichs für 2020 und 2030. Heiligenstatt: Energiewerkstatt, 2014
- FENES-01 15** Sterner, M.; Eckert, F.; Thema, M.; Bauer, F.: Der positive Beitrag dezentraler Batteriespeicher für eine stabile Stromversorgung, Forschungsstelle Energienetze und Energiespeicher (FENES) OTH Regensburg, Kurzstudie im Auftrag von BEE e.V. und Hannover Messe, Regensburg / Berlin / Hannover, 2015
- FFAV-01 15** Verordnung zur Ausschreibung der finanziellen Förderung für Freiflächenanlagen (Freiflächenausschreibungsverordnung - FFAV) - Freiflächenausschreibungsverordnung vom 6. Februar 2015 (BGBl. I S. 108). Berlin: Bundesregierung Deutschland; Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2015
- FFE-01 12** Beer, Michael; et al.: flex: Flexibilisierung der Betriebsweise von KWK - Projekt im Verbund "Eneff:Stadt - Chancen und Risiken von KWK im politischen Umfeld". München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2012. URL: <http://edok01.tib.uni-hannover.de/edoks/e01fb14/779648722.pdf>
- FFE-01 15** Staudacher, Thomas; Jacob, Sebastian; Eller, Sebastian; Habermann, Jochen: EnEff:Wärme - Dezentrale Stromversorgungskonzepte - laufendes Projekt. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2015
- FFE-02 12** Schmid, Tobias; et al.: Masterplan: Optimierte Energieversorgung - Projekt im Verbund "Eneff:Stadt - Chancen und Risiken von KWK im politischen Umfeld". München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2012. URL: <http://edok01.tib.uni-hannover.de/edoks/e01fb14/779649419.pdf>
- FFE-03 11** Schmid, Tobias; Pfeifroth, Philipp: EEG-Potentialstudie Bayern - Ausbauplanung im 110-kV-Netz. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2011

- FFE-03 12** Gobmaier, Thomas; Beer, Michael; von Roon, Serafin; Schmid, Tobias; Mezger, Tomás; Corradini, Roger; Hohlenburger, Sebastian: Simulationsgestützte Prognose des elektrischen Lastverhaltens bis 2030 - Forschungsinitiative Kraftwerke des 21. Jahrhunderts (KW21 BY E3). München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), Juni 2012
- FFE-03 16** Böttcher, Tobias; Pellingner, Christoph; Böing, Felix; Murmann, Alexander: Bedeutung der zeitlichen Auflösung von Kraftwerksverfügbarkeiten für die Strommarktmodellierung. In: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen Heft 4/2016, S. 591-600. Essen: etv Energieverlag GmbH, 2016
- FFE-04 12** Schmid, Tobias; Beer, Michael; Corradini, Roger: Energiemodell der Wohngebäude in: BWK Bd. 64 (2012) Nr. 1/2. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 2012
- FFE-05 02** Geiger, B.; Carter, M.; Mühlbacher, H.: Warmwasserbereitung - Vergleich zentraler und dezentraler Warmwasserversorgung. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2002
- FFE-05 14** Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE): Deutschland steigert Stromexportüberschüsse um 50 % in 2013. [Online] <https://www.ffe.de/publikationen/pressemeldungen/493-deutschland-steigert-stromexportueberschuesse-um-50-in-2013>, 17.1.2014, abgerufen am: 18.1.2014
- FFE-05 16** Pellingner, Christoph; Schmid, Tobias; et al.: Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030 - Teilbericht: Technoökonomische Analyse Funktionaler Energiespeicher. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2016
- FFE-06 12** Steck, Michael; Habermann, Jochen; Pfeifroth, Philipp; Buber, Tim: DEA: Verbund dezentraler Erzeugungsanlagen - Projekt im Verbund "Eneff:Stadt - Chancen und Risiken von KWK im politischen Umfeld". München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2012
- FFE-08 07** Gobmaier, Thomas; Corradini, Roger: Strukturoptimierung in Ballungsgebieten - Energiebedarfsprognose für die Stadt München. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2007
- FFE-10 13** Schmid, Tobias: Energiewende und Demographie – Neue Herausforderungen für Verteilnetzbetreiber - Textbeitrag für den Tagungsband der FfE-Fachtagung 2013. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2013
- FFE-11 09** Fieger, Christian; Gruber, Anna: Entwicklung des Erdgasabsatzes der ESB am Beispiel Penzberg. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2009
- FFE-12 13** Schmid, Tobias: Energiewende und Demographie - Neue Herausforderungen für Netzbetreiber in: FfE-Fachtagung 2013. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2013

- FFE-12 16** Wagner, Ulrich; Mauch, Wolfgang; Pellingner, Christoph; Schmid, Tobias: Stromwende mit Rückenwind - Aktuelle Analyse der Forschungsstelle für Energiewirtschaft zeigt: bis zu 85 % EEAnteil im Stromsektor bis 2035. In <https://www.ffe.de/publikationen/pressemeldungen/602> (Abruf am 5.4.2016). München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FFE), 2016
- FFE-14 13** Schmid, Tobias; Carr, Luis; Pellingner, Christoph: Modell zur Erstellung anlagenscharfer Ausbauszenarien für Windkraftanlagen zur Unterstützung der Netzplanung in: 45. Kraftwerkstechnisches Kolloquium in Dresden. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FFE), 2013
- FFE-16 15** Pellingner, Christoph; Schmid, Tobias et al.: Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030 - Technoökonomische Analyse funktionaler Energiespeicher; laufendes Projekt. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FFE), 2015
- FFE-17 11** Christian, Fieger; Tobias, Schmid; Corinna, Steinert; Roman, Burhenne: Energienutzungsplan der Stadt Nürnberg. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2011
- FFE-17 13** Carr, Luis; Pellingner, Christoph; von Roon, Serafin: Pumpspeicherkraftwerke in der Energiewende. In: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen Heft 9/2013, S. 50-51. Essen: etv Energieverlag GmbH, 2013
- FFE-18 15** Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH (FFE): 100 Tage Intraday-Auktion an der EPEX-SPOT - Eine erste Bilanz über die Handelsaktivitäten. [Online] <https://www.ffegmbh.de/presse/pressemitteilungen/543-100-tage-intraday-auktion-an-der-epex-spot>, 19.3.2015, abgerufen am: 20.03.2015
- FFE-20 15** Fattler, Steffen; Pellingner Christoph: Auswertungen und Analysen zur International Grid Control Cooperation. In: IEWT 2015. Wien, 2015
- FFE-21 10** Beer, Michael; Schmid, Tobias: Das Regionenmodell - Neue Ansätze zur Modellierung von Energiesystemen in: BWK Bd. 62 (2010) Nr. 10. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 2010
- FFE-21 15** Fattler, Steffen; Pellingner, Christoph: Influence of the time discrete trade of electricity on the demand for secondary control reserve. In: ENERDAY 2015. Dresden, 2015
- FFE-22 10** Schmid, Tobias; Beer, Michael: Das Regionenmodell - Basis detaillierter Analysen von Energieversorgungskonzepten in: Kraftwerkstechnik - Sichere und nachhaltige Energieversorgung - Band 2 (ISBN 978-3-935317-57-3). Neuruppin: TK Verlag Karl Thomé-Kozmiensky, 2010
- FFE-25 14** Conrad, Jochen; Pellingner, Christoph; Hinterstocker, Michael: Gutachten zur Rentabilität von Pumpspeicherkraftwerken. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FFE), 2014

- FFE-29 12** Buber, Tim; Gobmaier, Thomas; von Roon, Serafin; Kreuder, Lukas: Energiewende im Strommarkt - Chancen nutzen - Risiken vermeiden. München: IHK für München und Oberbayern, 2012
- FFE-29 15** Conrad, Jochen; Schmid, Tobias; Pellingner, Christoph: Erzeugung von Fernwärmelastgängen aus Temperaturprofilen in: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen Heft 09/2015. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2015
- FFE-31 13** Von Roon, Serafin; Klobasa, Marian; Buber, Tim; Gruber, Anna; Angerer, Gerhard; Olsthoorn, Marc; Schleich, Joachim: Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland in: Vortrag bei den Berliner Energietagen Mai 2013. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), 2013
- FFE-32 15** Schmid, Tobias: Das Regionenmodell - Möglichkeiten und Bedarf von regional aufgelösten Daten. Vortrag im Rahmen des Doktorandenkolloquiums der 25. FfE-Fachtagung. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2015
- FFE-36 12** Pfeifroth, Philipp; Pellingner, Christoph; Steinhorst, Benjamin: Funktionale Stromspeicher - Definition des Begriffs und Unterscheidung verschiedener Speichertypen. [Online] <http://www.ffe.de/publikationen/fachartikel/417-funktionale-stromspeicher>, abgerufen am: 18.02.2016. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2012
- FFE-37 15** Köppl, Simon; Böing, Felix; Pellingner, Christoph: Modeling of the transmission grid using geo allocation and generalized processes. In: ISES0 2015. Heidelberg, 2015
- FFE-39 12** Pellingner, Christoph; Schmid, Tobias; et al.: Laufendes Projekt: Merit-Order der Energiespeicherung im Jahr 2030 - Entwicklung und Darstellung kostenoptimierter Speicherinfrastrukturen in Form von Merit Order Kurven in: <http://www.ffe.de/die-themen/speicher-und-netze/414>. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2012
- FFE-39 14** Corradini, Roger; Gallet, Marc; Conrad, Jochen; Schmid, Tobias: Globale Herausforderungen, regionale Lösungen - FfE-Regionalisiertes-Energiesystem-Model (FREM): Flächendeckendes, räumlich und zeitlich hoch aufgelöstes Energiesystemmodell. In: BWK Ausgabe 12/2014, S. 28-33. Düsseldorf: Springer-VDI-Verlag, 2014
- FFE-41 12** Gobmaier, Thomas; Mauch, Wolfgang; Beer, Michael; von Roon, Serafin; Schmid, Tobias; Mezger, Tomás; Habermann, Jochen; Hohlenburger, Sebastian: Simulationsgestützte Prognose des elektrischen Lastverhaltens. München: FfE e.V., 2012

- FFE-41 15** Schmid, Tobias; Carr, Luis; Gallet, Marc: Regionalisierung der dezentralen Stromerzeugung im Netzentwicklungsplan 2025 (zu Kapitel 2.2.2) - detaillierte Beschreibung der Regionalisierungsmethodik in: <http://www.netzentwicklungsplan.de/regionalisierung-der-dezentralen-stromerzeugung-im-netzentwicklungsplan-2025-zu-kapitel-222>. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2015
- FFE-42 14** Pelling, Christoph; Fattler, Steffen: Möglichkeiten und Grenzen des europäischen Verbundsystems - Eine empirische Analyse für den deutschen Kraftwerkspark - Basisjahr 2013 in: VDI-Wissensforum Leittechnik in Kraftwerken. Nürnberg: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FFE), 2014
- FFE-71 09** Gruber, Anna; Fieger, Christian: Zukünftige Wärmeversorgungsstruktur der Stadt Passau. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2009
- FFE-71 10** Schwentzek, Marco; Fieger, Christian: Integriertes Energie- und Klimaschutzkonzept der Gemeinde Oberschleißheim. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2010
- FFE-83 11** Fieger, C.; Steinert, C.; Schmid, T.; Burhenne, R.: Energienutzungsplan für die Stadt Nürnberg im Rahmen eines integrierten Klimaschutzkonzeptes - Auswertungen zur Sanierungsrate von Wohngebäuden. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2011
- FGH-01 12** Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft; et al.: Studie zur Ermittlung der technischen Mindestleistung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien - Abschlussbericht, 20. Januar 2012. Aachen: Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH), Consentec GmbH, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft RWTH Aachen (IAEW), 2012
- FHAA-01 10** Alt, H.: Zulässige Lastgradienten von Großkraftwerken. FH Aachen, 2010
- FRO-03 08** Kosten von Stromversorgungsunterbrechungen - Untersuchung für die RWE AG. London: Frontier Economics Ltd, 2008
- FUH-01 02** Vortmeyer, Karin; Grichtnik, Dietmar: Ökonomische Analyse des Energiehandels am Beispiel der European Energy Exchange. Hagen: FernUniversität Hagen, 2002
- GEN-01 12** Genoese, Fabio: Modellgestützte Bedarfs- und Wirtschaftlichkeitsanalyse von Energiespeichern zur Integration erneuerbarer Energien in Deutschland - Dissertation. Fakultät der Wirtschaftswissenschaften am Karlsruher Institut für Technologie, 2012. ISBN 978-3-7315-0002-5

- HEC-01 15** Constanze, Hecker: Bestimmung des Flexibilitätspotenzials von Wasserkraftwerken - Ermittlung einer Methodik zur Bestimmung des Flexibilitätspotenzials von Wasserkraftwerken in ausgewählten Ländern vor dem Hintergrund der Energiewende in Deutschland. München: TU München, FfE, 2014
- HER-01 15** Hering, Martin: Ausgestaltung des Energiesystems der Zukunft - Modellierung und Bewertung räumlich aufgelöster EE-Erzeugungsinfrastrukturen. Herausgegeben durch die Universität Augsburg, Institut für Geographie, betreut durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. : München: 2015
- HSWT-01 13** Reinke, Markus: Modellprojekt „Standortfindung für Windkraftanlagen im Naturpark Altmühltal" (Zonierungskonzept) in: <http://www.naturpark-almuehltal.de/windenergie/>. Bearbeitet durch: Hochschule Weihenstephan-Triesdorf; Herausgeber: Informationszentrum Naturpark Altmühltal, 2013
- IER-02 14** Blesl, Markus: "Leitstudie" zum Forschungsverbund Energiespeicher - Datensatz zur Entwicklung der Energiebilanz. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart, 2014
- IFE-01 14** Hamacher, Thomas; Dornmair, Rita; Atabay, Dennis; Keller, Fabian; Reinhart, Gunter: Flexibilisierung des Stromverbrauchs in Fabriken in: 13.Symposium Energieinnovation Graz. Graz: TU Graz, 2014
- ISE-02 13** Kost, Christoph; Mayer, Johannes; Thomsen, Jessica; Hartmann, Niklas; Senkpiel, Charlotte; Philipps, Simon; Nold, Sebastian; Lude, Simon; Schlegl, Thomas: STROMGESTEHUNGSKOSTEN ERNEUERBARE ENERGIEN. Freiburg: FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME, 2013
- ISI-01 11** Schlomann, Barbara; Kleeberger, Heinrich; Linhardt, Antje; Gruber, Edelgard; Schiller, Werner: Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2007 bis 2010 - Projektnummer 53/09 Bericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi). Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI), Karlsruhe, 2011
- IWES-02 11** Bofinger, Stefan; Callies, Doron; Scheibe, Michael; Saint-Drenan, Yves-Marie; Rohrig, Kurt: Studie zum Potenzial der Windenergienutzung an Land. Berlin: Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE), 2011
- IWU-01 07** Diefenbach, Nikolaus; Born, Rolf: Basisdaten für Hochrechnungen mit der Deutschen Gebäudetypologie des IWU. Darmstadt: Institut Wohnen und Umwelt GmbH (IWU), 2007
- JET-01 15** Jetter, Fabian: GIS-gestützte Analyse des Photovoltaik-Potenzials einer Großstadt anhand siedlungsgenetischer Merkmale. Masterarbeit. Herausgegeben durch die Universität Augsburg, betreut durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: München, 2015.
- KFW-01 13** Merkblatt Erneuerbare Energien - Erneuerbare Energien "Speicher". Frankfurt am Main: KfW Bankengruppe, 2013

- KON-01 08** Konstantin, Panos: Praxisbuch Energiewirtschaft - Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. Stuttgart: Springer-Verlag, 2008
- KUH-01 11** Kuhn, Philipp: Iteratives Modell zur Optimierung von Speicherausbau und -betrieb in einem Stromsystem mit zunehmend fluktuierender Erzeugung - Dissertation. Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik an der TU München, 2011.
- KWKA-01 14** Kraftwerkskarten: Europäische Kraftwerksdatenbank - georeferenziert, Halle (Saale), 2014
- KWKG-01 13** Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft- Wärme-Kopplungsgesetz) - Zuletzt geändert durch Art. 4 Abs. 77 G v. 7.8.2013 I 3154. Bonn: Bundesministerium der Justiz, 2013
- LOI-01 08** Loibl, Helmut Dr.: VGH München: Landschaftsschutzgebiet spricht nicht gegen Windkraftanlage in: <http://www.paluka.de>. Regensburg: Paluka Sobola, 2008
- LUBW-01 14** Windkraftanlagen - interaktiver Dienst UDO (Umwelt-Daten und -Karten Online) . Stuttgart: Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz, 2014
- LUGV-01 14** Windkraftanlagen im Land Brandenburg. Potsdam: Landesamt für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz (LUGV), 2014
- MKUNRW-01 11** Erlass für die Planung und Genehmigung von Windenergieanlagen und Hinweise für die Zielsetzung und Anwendung (Windenergie-Erlass) vom 11.07.2011 - Gemeinsamer Runderlass des Ministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein - Westfalen (Az. VIII2 - Winderlass) und des Ministeriums für Wirtschaft, Energie, Bauen, Wohnen und Verkehr des Landes Nordrhein-Westfalen (Az. X A 1 – 901.3/202) und der Staatskanzlei des Landes Nordrhein-Westfalen (Az. III B 4 – 30.55.03.01). Düsseldorf: Ministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein, 2011
- NEP-01 12** Feix, Olivier; Obermann, Ruth; Mike, Hermann; Zeltner, Stefan: Netzentwicklungsplan Strom 2012 - Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Bayreuth: Netzentwicklungsplan, 2012
- NEP-01 13** Netzentwicklungsplan Strom 2013 - Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin, 2013
- NEP-01 14** Netzentwicklungsplan Strom 2014 - Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin, 2014
- NEP-01 15** Übertragungsnetzbetreiber: Netzentwicklungsplan Strom 2025 Version 2015 - Erster Entwurf (Teil 1). [Online] http://www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2025_1_Entwurf_Teil1.pdf, abgerufen am: 30.10.2015
- NPS-01 14** Website von Nordpool Spot in: www.nordpoolspot.com, (Abrufdatum: Sept. 2014). Lysaker, Norwegen: Nordpool Spot, 2014

- OSM-01 12** OpenStreetMap und Mitwirkende: OpenStreetMap (OSM) - Deutschland. Daten veröffentlicht unter ODbL. <http://www.openstreetmap.de/>, 2012
- PEL-01 16** Pellinger, Christoph: Mehrwert Funktionaler Energiespeicher aus System- und Akteurssicht - Dissertation. Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik an der TU München, durchgeführt an der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2016.
- PFEI-01 15** Pfeifroth, Philipp: Modellierung der Einsatzplanung funktionaler Stromspeicher für Strom- und Regelleistungsmärkte - Dissertation. Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der TU München, durchgeführt an der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2015.
- PLA-01 14** Platts, WEPP Database (Europe). Washington, DC 20005 USA: 2014
- REC-01 01** Recknagel, Dipl.-Ing. Hermann; Sprenger, Dipl.-Ing. Eberhard; Schramek, Prof. Dr.-Ing Ernst-Rudolf: Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik. München: Oldenbourg Verlag, 2001
- SCHU-01 11** Schulz, Christian: Aktuelle und zukünftige Anforderungen an EEG-Einspeiseprognosen. In: 2. Fachtagung Energiemeteorologie. Bremerhaven, 2011
- SDK-01 10** Solardachkataster Darmstadt - http://www.darmstadt.de/software/cityguide/SOLAR/html/de/index_solar.html. Darmstadt: Agenda Büro, Vermessungsamt, 2010
- SDK-01 12** Solaratlas Hamburg. Hamburg: HAMBURG ENERGIE SOLAR GmbH, 2012
- SOAF-01 14** Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2014 – 2030. Brüssel: European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), 2014
- SPMK-01 02** Sportstättenstatistik der Länder. Berlin: Sportministerkonferenz, 2002
- STATAT-02 14** Energiebilanzen der Bundesländer. Wien: Bundesanstalt Statistik Österreich, 2014
- STATAT-03 13** Statcube in: <http://statcube.at/>. Wien: Bundesanstalt Statistik Österreich, 2013
- STATAT-03 14** Gesamtenergiebilanz Österreich (1970 bis 2013). Wien: Statistik Austria, 2014
- STATAT-06 13** Energiebilanzen der Bundesländer 1988-2012 (Detailinformation). Wien: Statistik Austria, 2013
- STECK-01 12** Steck, Michael: Entwicklung und Bewertung von Algorithmen zur Einsatzplanerstellung virtueller Kraftwerke - Dissertation. Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der TU München, durchgeführt an der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2012.

- STMWI-01 15** Energie-Atlas Bayern. In: <http://geoportal.bayern.de/energieatlas-karten>. München: Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie (StMWi), 2015
- SUN-01 13** Sun, Ninghong: Modellgestützte Untersuchung des Elektrizitätsmarktes - Kraftwerkseinsatzplanung und -investitionen - Dissertation. Fakultät für Energie-, Verfahrens- und Biotechnik der Universität Stuttgart, 2013.
- TEN-01 12** TenneT: 6 h-Intraday-Prognose - Datensatz zur Verfügung gestellt von der TenneT TSO GmbH. Bayreuth: 2012
- TEN-03 14** Netzentgelte für 2015 in: Preisblätter Netznutzung. Bayreuth: TenneT TSO GmbH, 2014
- TNG-01 15** Daten zum statischen Netzmodell in: <https://www.transnetbw.de/de/strommarkt/engpassmanagement/standards-zukunft>. Stuttgart: TransnetBW GmbH, 2015.
- TNT-01 15** Statisches Netzmodell in: <http://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/statisches-netzmodell/statisches-netzmodell> (Abrufdatum: 19.03.2015). Bayreuth: TenneT TSO GmbH, 2015
- TUG-02 12** Stigler, Heinz; Fickert, Lothar; Muhr, Michael; Nischler, Gernot; Bachhiesl, Udo; Nacht, Thomas; Hütter, Daniel; Schüppel, Andreas; Renner, Herwig; Brandauer, Werner; Wakolbringer, Christian; Trajanoska, Beti; Köck, Klaus; Stadler, Josef; Orhouzee, Sarah; Woschitz, Rudolf; Sumeder, Christof; Zlodnjak, Andreas: Gutachten zur Ermittlung des erforderlichen Netzausbaus im deutschen Übertragungsnetz 2012 - NEMO II. Graz: Energiezentrum Graz, 2012
- TWP-01 15** Pierrot, Michael: The Wind Power - What we offer and how you can use it. Buc, France: The Wind Power, 2015
- UBA-06 13** Kraftwerke in Deutschland (ab 100 Megawatt elektrischer Leistung). Berlin: UBA - Umweltbundesamt, 2013
- UENB-01 12** Übertragungsnetzbetreiber: Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2012 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 2012
- UENB-01 13** Übertragungsnetzbetreiber: Datensatz auf DVD mit den Zeitreihen des Netzentwicklungsplans 2012 - Szenario 2022B, Bonn: BNetzA (Hrsg.), 2013
- VDN-03 07** TransmissionCode 2007 - Network and System Rules of the German Transmission System Operators. Berlin: Verband der Netzbetreiber (VDN) e.V., 2007
- VIK-01 12** Bier, Christoph Dr.: Die Qualität der Stromversorgung für Industriekunden - die Entwicklung in den Jahren 2009 bis 2011 in: <http://vik.de/pressemitteilung/items/aktuelle-vik-untersuchung-zeigt-stromversorgungsqualitaet-unter-hohem-druck-mehr-als-90-prozent-der-stromunterbrechungen-werden-.html>. Essen: VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V., 2012

WEB-01 04

Weber, Christoph: Uncertainty in the Electric Power Industry - Methods and Models for Decision Support. In: International Series in Operations Research & Management Science (Buch 77). Boston: Springer Science and Business Media, 2004, ISBN: 0-387-23948-3

8 Anhang

8.1.1 EEG-Datenbank

Die FfE betreibt und pflegt seit dem Jahr 2008 eine EEG-Datenbank. Die EEG-Datenbank basiert überwiegend auf den Veröffentlichungen der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und den aktuellen Anlagenregistern der Bundesnetzagentur /BNETZA-09 15/. Sie liefert detaillierte Informationen zu jeder der mittlerweile 1,4 Millionen nach EEG vergüteten Anlagen. Diese Daten werden durch verschiedene Aufbereitungsschritte geprüft und um weitere Informationen ergänzt. Nachfolgend werden die verschiedenen Quellen der EEG-Datenbank und die Aufbereitungsschritte vorgestellt.

8.1.1.1 Datenbasis

Die EEG-Datenbank der FfE setzt sich aus verschiedenen Quellen zusammen:

- Jahresmeldung der Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)
- Jahresmeldung der Bewegungsdaten der ÜNB
- Aktuelles Anlagenregister der ÜNB (bis Juli 2014)
- Aktuelle Anlagenregister der BNetzA (ab August 2014) /BNETZA-09 15/
- Jahresmeldungen vorangegangener Jahre
- Die monatlichen Zubauzahlen für Photovoltaikanlagen der Bundesnetzagentur

Umfang und Fristen für die Datenmeldungen der ÜNB sind im EEG (Teil 5 § 46 bis § 48 /EEG-01 12/) festgelegt. Die Jahresmeldung hat bis zum 31. Juli des Folgejahres zu erfolgen, das aktuelle Anlagenregister ist unverzüglich nach Meldung der Daten durch den Anlagenbetreiber zu aktualisieren.

Die langjährige Erfahrung mit dem Umgang der EEG-Daten hat gezeigt, dass es nicht ausreichend ist, das aktuelle Anlagenregister als Basis für eine EEG-Datenbank zu wählen. Ergänzungen aus älteren Datenmeldungen sind notwendig, um einen vollständigen Bestand abbilden zu können. Zum Beispiel haben in den Anlagenregistern zum Monat September 2013 2,5 % der Anlagen aus den Anlagenregistern des Vormonats gefehlt. Daraus ergeben sich folgende notwendigen Aufbereitungsschritte für die FfE-EEG-Datenbank.

8.1.1.2 Aufbereitung

Monatlich wird ein Import der aktuellen Anlagenregister durchgeführt. Diese Daten ersetzen nicht die Meldungen der Vormonate, sondern werden an die entsprechenden Tabellen angefügt. Im nächsten Schritt werden neue Anlagen gesucht und mit einer laufenden Nummer (id_eegdb) versehen. Neue Anlagen sind neue Kombinationen aus Übertragungsnetzbetreibern und Anlagenschlüsseln.

Die aktuelle EEG-Datenbank ergibt sich aus der neuesten Meldung für jede Anlage. Falls über einen längeren Zeitraum keine Meldungen für eine Anlage vorliegen, kann diese aus dem Datenbestand dauerhaft entfernt werden. Aktuell liegen noch 8.000 Datensätze vor, die seit 2013 nicht mehr gemeldet wurden (460 MW Windkraft und

560 MW Photovoltaik). Falls für diese Anlagen bis zum Ende des Jahres keine Meldung erfolgt, werden sie nach einer manuellen Prüfung aus dem Datenbestand entfernt.

8.1.1.3 Anreicherung

Die von den ÜNB veröffentlichten Daten können zum Beispiel nach Postleitzahl (PLZ), Bundesland oder Energieträger ausgewertet werden. Die teilweise verfügbaren Koordinaten des Standorts der Anlage liegen in verschiedenen Koordinatensystemen mit unterschiedlichen Genauigkeiten vor und können nur nach individueller Prüfung genutzt werden.

Amtlicher Gemeindegchlüssel

Jeder Anlage wird, basierend auf der PLZ und dem Ort, eine Gemeinde (exakt: amtlicher Gemeindegchlüssel (AGS)) zugeordnet. Dies basierend auf einer Nachschlagetabelle mit rund 40.000 Kombinationen aus PLZ und Ort. Mit dieser noch recht ungenauen Verortung können die Daten der EEG-Datenbank mit verschiedensten statistischen Daten verknüpft und ausgewertet werden. Beispiele für einfache Auswertungen sind die Anlagenzahl je Einwohner oder die Leistung je Gemeindefläche.

Exakte Verortung

Mit einem Geocoder kann, falls eine vollständige Adresse vorliegt, der Anlage eine exakte Koordinate zugewiesen werden. Für viele der benötigten Analysen ist eine straßengenaue Verortung ausreichend. Datenbasis für die Verortung sind die freien Daten aus dem OpenStreetMap (OSM) Datensatz (/OSM-01 12/, laufende Aktualisierung) sowie ein für die EEG-Datenbank entwickelter Geocoder. Dieser liefert, soweit verfügbar, auch eine hausgenaue Verortung.

Flächennutzung

Mit den Anlagenkoordinaten ist es möglich, die Flächennutzung am Standort zu bestimmen. Die Flächennutzung wird basierend auf den CORINE land cover Daten /CLC-01 09/ (CLC) und den OSM-Daten bestimmt. Es wird eine vereinfachte Typologie (Gewerbe, Landwirtschaft, Wohnen) verwendet. Primär wird die Flächennutzung des OSM-Datensatzes verwendet. Der OSM-Datensatz ist allerdings nicht flächendeckend. Falls dieser am Standort nicht vorliegt, wird auf den CLC-Datensatz zurückgegriffen. In **Abbildung 8-1** ist ein Kartenausschnitt mit georeferenzierten PV-Anlagen dargestellt. Die Größe des Symbols ist ein Maß für die elektrische Leistung, die Farbe für die Flächennutzung am Standort der Anlage. Deutlich sind die unterschiedlichen typischen Leistungsklassen für PV-Anlagen auf Wohngebäuden und landwirtschaftlichen oder gewerblichen Gebäuden zu erkennen.

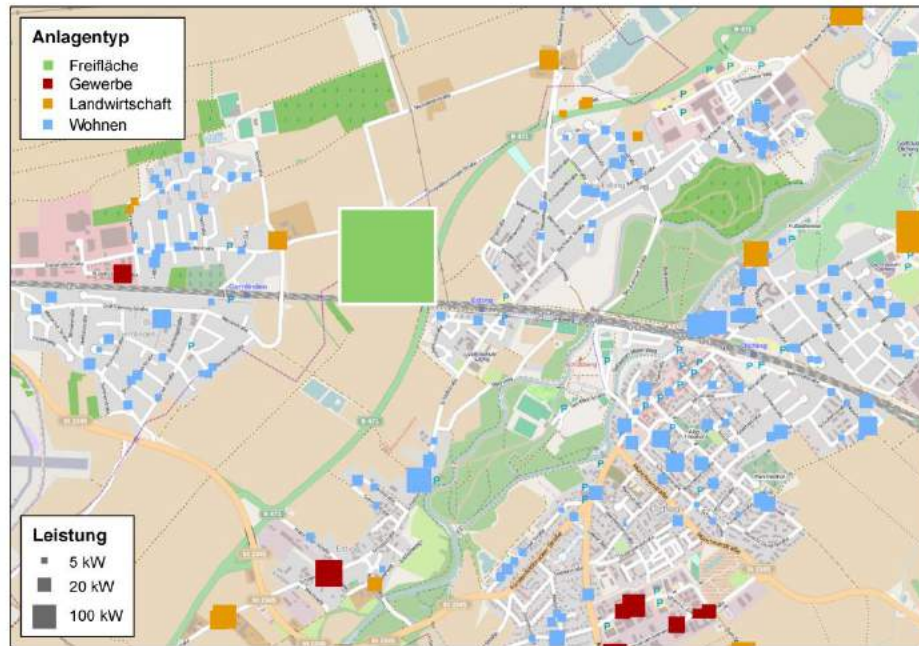


Abbildung 8-1: *Georeferenzierter Anlagenbestand in Kombination mit der Flächennutzung am Anlagenstandort. /EEG-Datenbank/, Hintergrundkarte /OSM-01 12/*

Bewegungsdaten

Bewegungsdaten sind die Daten zur Stromerzeugung, Vergütung und vermiedenen Netzentgelten. Sie werden einmal jährlich für das Vorjahr veröffentlicht. Über den Anlagenschlüssel können diese Daten den Anlagen zugeordnet werden. Seit 2007 werden diese Daten ausgewertet, so dass für viele Anlagen historische Zeitreihen der jährlichen Stromerzeugung gebildet werden können.

Freiflächenanlagen

In den Meldungen der ÜNB werden zwar die Windkraftanlagen nach On- und Offshore differenziert, aber die PV-Anlagen nicht nach Gebäude und Freifläche. Diese Unterscheidung ist für viele Fragestellungen von Interesse. Aus den Vergütungskategorien der Bewegungsdaten können Freiflächenanlagen identifiziert werden. In der EEG-Datenbank wird eine Tabelle mit den „id_eegdb“ aller Freiflächenanlagen gepflegt, dadurch können Auswertungen des Anlagenbestands differenziert nach PV-Freiflächenanlagen und PV-Anlagen auf Gebäuden durchgeführt werden.

Fortführung mit BNetzA-Daten

Ab August 2014 erfolgt eine Fortschreibung des Datenbestands über die Daten der BNetzA. Von den dargestellten Aufbereitungsschritten bleibt lediglich die Validierung des amtlichen Gemeindegchlüssels. Da häufig keine Straße angegeben wird, ist eine exakte Verortung und eine Ermittlung der Flächenutzung nicht mehr möglich. Die Bewegungsdaten werden nicht mehr veröffentlicht, somit können auch Freiflächenanlagen nicht mehr eindeutig identifiziert werden.

8.1.2 Windkraft in Deutschland

8.1.2.1 Potenzial

Das Potenzial für WEA setzt sich aus den verfügbaren Flächen und den zu erwartenden Volllaststunden zusammen. Es ist somit vom rechtlichen Rahmen (Ausschlussflächen) und weiteren politischen Vorgaben abhängig. Im Rahmen der Potenzialanalyse sind zunächst die Ausschlussflächen, also Flächen, die unter keinen Umständen als Standort für WEA zur Verfügung stehen, zu identifizieren (Beispiel: Naturschutzgebiete). Zusätzlich sind Standorte mit geringerer Eignung (Beispiel: Landschaftsschutzgebiete) zu berücksichtigen. Für die möglichen Standorte sind dann noch die potenziellen Volllaststunden zu bestimmen.

Windausschlussflächen

In Windausschlussflächen ist die Installation von Windkraftanlagen generell nicht zugelassen. Unter Berücksichtigung der Vorgaben aus /BSR-01 11/, /MKUNRW-01 11/, /DEWI-02 13/ wurden die folgenden Windausschlussflächen berücksichtigt:

- Siedlungsgebiete inklusive eines Puffers von 1.000 m
- gewerbliche- und industrielle Gebiete inklusive eines Puffers von 500 m
- Flora-Fauna-Habitat-Schutzgebiete inklusive eines Puffers von 500 m
- SPA (Special Protected Areas) und Vogelschutzgebiete (VS) inklusive eines Puffers von 500 m
- Naturschutzgebiete (NSG) inklusive eines Puffers von 500 m
- Nationalparks (NTP) inklusive eines Puffers von 500 m
- große Hauptverkehrsstraßen inklusive eines Puffers von 100 m
- kleinere Hauptverkehrsstraßen inklusive eines Puffers von 50 m
- Stromleitungen inklusive eines Puffers von 50 m
- Eisenbahnstrecken inklusive eines Puffers von 100 m
- Biotope gem. §§ 30 BNatSchG /BRD-02 09/
- Gewässer inklusive eines Puffers von 100 m
- Zone C der „Erholungslandschaft Alpen“ gem. Alpenplan inklusive eines Puffers von 500 m

Die Wahl der Pufferabstände orientiert sich an /BSR-01 11/, /DLR-01 04/ und /FFE-03 11/. Die oben dargestellte Wahl der Abstände wurde im Rahmen des Entwurfs zum Szenariorahmen des NEP von der BNetzA bestätigt /BNETZA-13 14/.

Abwertung von Windeignungsflächen

Nach Berücksichtigung der Windausschlussflächen ergeben sich die Windeignungsflächen. Nicht alle Standorte in den Windeignungsflächen sind gleichermaßen geeignet. Zum Beispiel sind für WEA in Naturparks /HSWT-01 13/ spezielle Zonierungskonzepte zu entwerfen oder eventuelle Vorbelastungen in Landschaftsschutzgebieten /LOI-01 08/ zu berücksichtigen. Ergänzend werden folgende Gebiete mit eingeschränkter Nutzbarkeit für Windkraftanlagen berücksichtigt:

- Landschaftsschutzgebiete
- Naturparks
- Biosphärenreservate
- Waldgebiete
- Zone A und B der „Erholungslandschaft Alpen“ gem. Alpenplan

Die Abwertung von Eignungsflächen stellt eine wichtige Eingangsgröße für die Modellierung des zukünftigen Anlagenbestands dar.

Potenzielle Volllaststunden

In vielen Studien wird zur Identifikation besonders geeigneter Standorte für WEA die mittlere Windgeschwindigkeit verwendet. Jedoch ist diese nur bedingt geeignet, um Rückschlüsse auf den potenziellen Ertrag einer WEA ziehen zu können. Die jeweilige Verteilung der Windgeschwindigkeiten wird außer Acht gelassen.

Um die potenziellen Volllaststunden (VLS) einer WEA berechnen zu können, werden die Weibulldaten des Deutschen Wetterdienstes (DWD) im 200-m-Raster für Windgeschwindigkeiten in 80 m über Grund herangezogen. Die Dichtefunktion der Weibull-Verteilung berechnet sich nach Gleichung (8-1).

$$h(v) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (8-1)$$

$h(v)$	Dichtefunktion der Weibull-Verteilung in s/m
k	Formparameter
c	Skalenparameter in m/s

Somit kann für jede Zelle des 200-m-Rasters eine zugehörige Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten generiert werden. Zur Veranschaulichung wird in **Abbildung 8-2** die resultierende Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten für verschiedene Standorte dargestellt.

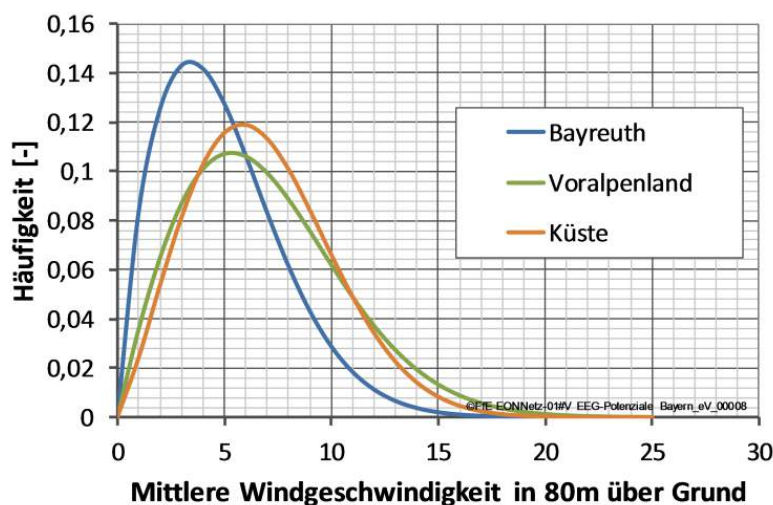


Abbildung 8-2: *Beispielhafte Häufigkeitsverteilungen der Windgeschwindigkeiten in 80 m über Grund /DWD-02 12/*

Um die potenziellen VLS von WEA am jeweiligen Standort zu bestimmen, muss eine Referenz-WEA zugrunde gelegt werden. Es wird eine Enercon E-82 mit einer elektrischen Nennleistung von 3 MW und einem Rotordurchmesser von 82 m als Referenzanlage gewählt /ENERCON-01 12/. **Abbildung 8-3** zeigt die Leistungskennlinie dieser Anlage.

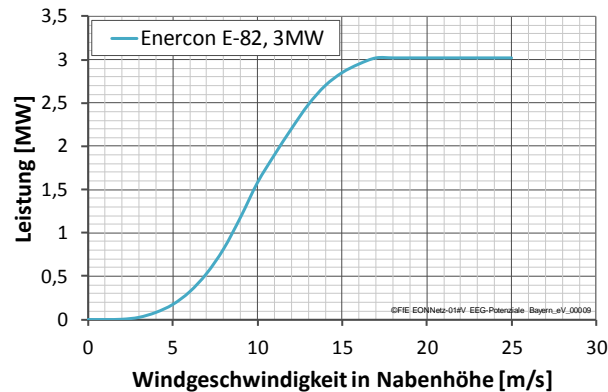


Abbildung 8-3: Leistungskennlinie der Windkraftanlage Enercon E-82 mit einer Leistung von 3 MW, /ENERCON-01 12/

Die potenziellen VLS berechnen sich Gleichung (8-2) und (8-3).

$$VLS = \frac{E}{P} \quad (8-2)$$

$$E = \int P(v) \cdot h(v) \cdot 8760 \cdot dv \quad (8-3)$$

P	Maximale elektrische Leistung der WEA
$E \left[\frac{\text{MWh}}{\text{a}} \right]$	Potenzieller Jahresertrag der WEA
$P(v) \text{ [MW]}$	Elektrische Leistung der WEA in Abhängigkeit von v
$h(v) \left[\frac{\text{m}}{\text{s}} \right]$	Dichtefunktion der Weibull-Verteilung

Da keine anderen Daten verfügbar sind, können die potenziellen VLS nur für eine Höhe von 80 m über Grund bestimmt werden. Für eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung können diese Werte nicht verwendet werden. Für den Vergleich verschiedener Standorte, wie er in der Modellierung des zukünftigen Anlagenbestands (Kapitel 8.1.2.2) benötigt wird, sind die potenziellen VLS jedoch gut geeignet.

8.1.2.2 Entwicklung

Die zukünftige Entwicklung des Anlagenbestands soll möglichst kleinräumig bestimmt werden. Es wurde an der FfE ein Tool zur Modellierung eines anlagenscharfen Ausbaus entwickelt. Die Grundidee wurde /IWES-02 11/ entnommen. Das Modell wurde im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2025 /NEP-01 15/, /FFE-41 15/ eingesetzt. Die vorgenommenen Ergänzungen ermöglichen es, mit dem Tool nicht nur das gesamte Potenzial, sondern auch wahrscheinliche Ausbauszenarien zu modellieren.

Grundidee

Die zukünftige Entwicklung von WEA wird in Anlehnung an /IWES-02 11/ modelliert. Mit der in /IWES-02 11/ beschriebenen Methodik kann das gesamte Potenzial für WEA bestimmt werden. **Abbildung 8-4** veranschaulicht das Vorgehen in vier Schritten:

1. Die Zelle mit der höchsten VLS wird identifiziert. Dies ist der Standort für die erste WEA.
2. Alle Zellen, die innerhalb eines fest vorgegeben Abstands zur WEA liegen, werden ausgeschlossen. Dieser Abstand beträgt 5 Rotordurchmesser, der Rotordurchmesser einer Windkraftanlage beträgt 82 m.
3. Der nächstbeste Standort wird identifiziert, weiter mit Schritt 1.
4. Der Algorithmus endet, sobald ein bestimmtes Ausbauziel erreicht ist, oder sobald keine Zellen mehr verfügbar sind - in diesem Fall stellt die resultierende installierte Leistung das gesamte Potenzial für Windkraft dar.

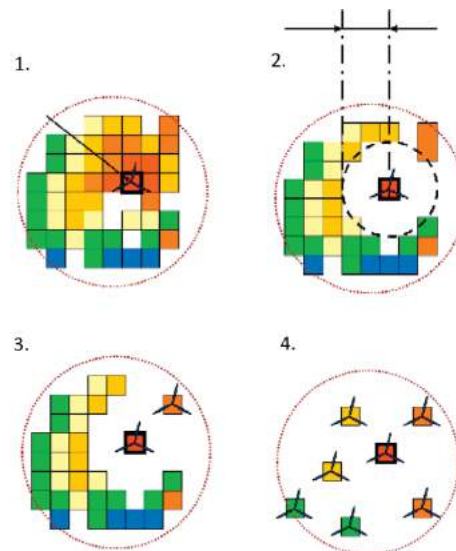


Abbildung 8-4: *Methodik zur Standortwahl für Windkraftanlagen in Anlehnung an /IWES-02 11/*

Eingangsdaten

Eingangsdaten sind die Windeignungsflächen mit ihrer Abwertung und ihren potenziellen VLS. Modelliert werden soll eine zum NEP 2013 /NEP-01 13/ konsistente kleinräumige Verteilung der WEA. Die Ergebnisse für die einzelnen Bundesländer sind in **Tabelle 8-1** zusammengefasst.

Tabelle 8-1: *Installierte Leistung je Bundesland nach /NEP-01 14/, Szenario B, /eigene Berechnungen/*

Bundesland	Onshore, Leistung in GW		
	2025	2030	2035
Baden-Württemberg	2,8	4,3	5,8
Bayern	2,8	3,9	5,1
Berlin	0	0,1	0,1
Brandenburg	7,7	8,4	9,2
Bremen	0,3	0,3	0,3
Hamburg	0,1	0,1	0,1
Hessen	2,4	3,2	4
Mecklenburg-Vorpommern	5,3	7,2	9
Niedersachsen	12,3	13,7	15,1
Nordrhein-Westfalen	8,2	9,9	11,7
Rheinland-Pfalz	4,6	5,5	6,4
Saarland	0,5	0,6	0,8
Sachsen	1,6	1,7	1,7
Sachsen-Anhalt	5,6	5,6	5,6
Schleswig-Holstein	7,4	9	10,6
Thüringen	2,2	2,8	3,4
Summe	63,8	76,3	88,8

WiSTI – Wind-Szenario-Tool

Das Vorgehen nach /IWES-02 11/ ist geeignet, um das gesamte Potenzial für Windkraftanlagen zu erheben. Ziel des vorgestellten Algorithmus ist eine wahrscheinliche räumliche Verteilung unter Vorgabe exogener Ausbauszenarien zu bestimmen. Der angepasste Algorithmus wird nachfolgend vorgestellt.

1. Suche nach der Zelle mit den höchsten potenziellen Volllaststunden.
2. Prüfe die Eignung der Zelle und bestimme die Zubauwahrscheinlichkeit.
3. Ein Zufallsgenerator legt fest, ob eine Anlage gebaut wird oder der Standort nicht genutzt wird.
4. Um neu gebaute Anlagen wird eine Pufferzone aus fünf (Nebenwindrichtung) bis sieben (Hauptwindrichtung) Rotordurchmessern für die weitere Betrachtung ausgeschlossen (siehe auch /MKUNRW-01 11/).

Die Schritte 1 bis 4 können iterativ ausgeführt werden bis in einer festgelegten Region das exogene Ausbauziel erreicht ist. Alternativ können auch andere Abbruchkriterien definiert werden.

Durch den Einsatz eines Zufallsgenerators werden in weniger geeigneten Gebieten (zum Beispiel Landschaftsschutzgebieten) nur wenige Standorte erschlossen. Durch iteratives Ausführen des Algorithmus wird ein Satz von Ausbauszenarien entworfen, der für statistische Auswertungen verwendet werden kann.

Die Volllaststunden dienen nur zum Vergleich verschiedener Standorte. Um die Bildung von Windparks zu begünstigen, wurde folgender Schritt in den Algorithmus implementiert:

5. Aufwertung der Volllaststunden im Umfeld einer Windkraftanlage (zum Beispiel 2.000 m) um einen zu definierenden Faktor. Eine mehrfache Aufwertung von einzelnen Standorten ist auszuschließen.

Mit den vorgestellten Anpassungen ist der Algorithmus geeignet, räumlich hoch aufgelöste Ausbauszenarien für Windkraftanlagen zu erstellen.

Aufbereitung der WiSTI-Ergebnisse

Es kann entweder das Ergebnis eines WiSTI-Durchlaufs in Form von einzelnen Anlagen oder das Ergebnis einer Vielzahl von WiSTI-Durchläufen in Form von Erwartungswerten (Einheit MW/km²) je Rasterzelle dargestellt werden.

In **Abbildung 8-6** sind der Bestand und ein mögliches Ausbauszenario für ein Bundesland und einen kleinen Kartenausschnitt dargestellt.

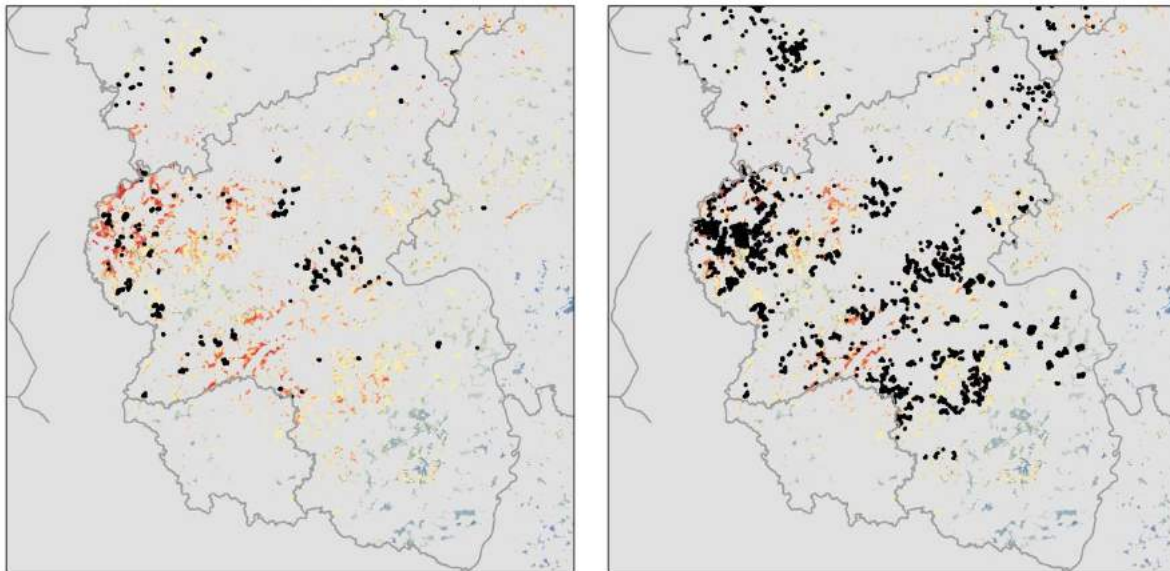


Abbildung 8-5: Bestand und Szenario am Beispiel eines Bundeslandes

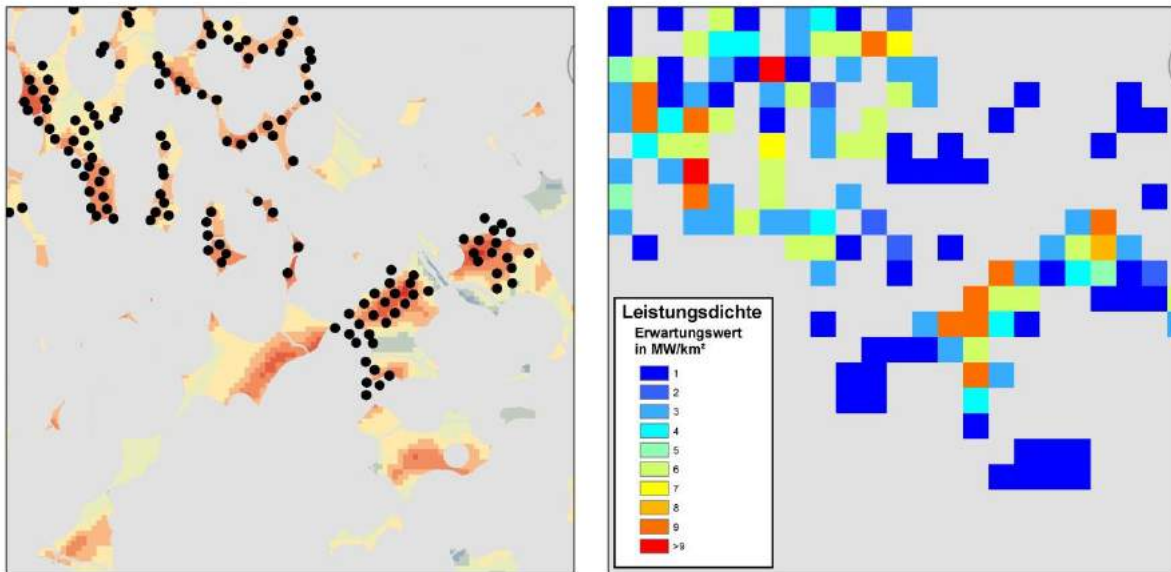


Abbildung 8-6: *Bestand und Szenario am Beispiel einer kleinen Region*

Die Darstellung einzelner Anlagen vermittelt einen guten Eindruck davon, wie zukünftige Windparks in der Region aussehen könnten. Es kann abgelesen werden, ob vermehrt einzelne Anlagen, kleine Windparks oder kompakte größere Windparks entstehen. Rückschlüsse auf die mögliche Einspeisespannungsebene sind möglich.