
Ethics of Science and Technology Assessment
Volume 40

Book Series of the Europäische Akademie zur Erforschung
von Folgen wissenschaftlich-technischer Entwicklungen
Bad Neuenahr-Ahrweiler GmbH
edited by Carl Friedrich Gethmann

Bert Droste-Franke • Boris P. Paal • Christian Rehtanz •
Dirk Uwe Sauer • Jens-Peter Schneider • Miranda
Schreurs • Thomas Zieseemer

Balancing Renewable Electricity

Energy Storage,
Demand Side Management,
and Network Extension
from an Interdisciplinary Perspective

In collaboration with
Ruth Klüser and Theresa Noll

 Springer

Series Editor

Professor Dr. Dr. h. c. Carl Friedrich Gethmann
Europäische Akademie GmbH
Wilhelmstraße 56, 53474 Bad Neuenahr-Ahrweiler
Germany

On Behalf of the Authors

Dr.-Ing. Bert Droste-Franke, Dipl.-Phys.
Europäische Akademie GmbH
Wilhelmstraße 56, 53474 Bad Neuenahr-Ahrweiler
Germany

Desk Editor

Friederike Wütscher
Europäische Akademie GmbH
Wilhelmstraße 56, 53474 Bad Neuenahr-Ahrweiler
Germany

Editing

Franziska Mosthaf, Wortschleife Augsburg
Germany

ISSN 1860-4803

e-ISSN 1860-4811

ISBN 978-3-642-25156-6

e-ISBN 978-3-642-25157-3

DOI 10.1007/978-3-642-25157-3

Springer Heidelberg Dordrecht London New York

Library of Congress Control Number: 2012930653

© Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2012

This work is subject to copyright. All rights are reserved, whether the whole or part of the material is concerned, specifically the rights of translation, reprinting, reuse of illustrations, recitation, broadcasting, reproduction on microfilm or in any other way, and storage in data banks. Duplication of this publication or parts thereof is permitted only under the provisions of the German Copyright Law of September 9, 1965, in its current version, and permission for use must always be obtained from Springer. Violations are liable to prosecution under the German Copyright Law.

The use of general descriptive names, registered names, trademarks, etc. in this publication does not imply, even in the absence of a specific statement, that such names are exempt from the relevant protective laws and regulations and therefore free for general use.

Printed on acid-free paper

Springer is part of Springer Science+Business Media (www.springer.com)



EUROPÄISCHE AKADEMIE

zur Erforschung von Folgen wissenschaftlich-technischer Entwicklungen
Bad Neuenahr-Ahrweiler GmbH

Direktor: Professor Dr. Dr.h.c. Carl Friedrich Gethmann

The Europäische Akademie

The Europäische Akademie zur Erforschung von Folgen wissenschaftlich-technischer Entwicklungen GmbH is concerned with the scientific study of consequences of scientific and technological advance for the individual and social life and for the natural environment. The Europäische Akademie intends to contribute to a rational way of society of dealing with the consequences of scientific and technological developments. This aim is mainly realised in the development of recommendations for options to act, from the point of view of long-term societal acceptance. The work of the Europäische Akademie mostly takes place in temporary interdisciplinary project groups, whose members are recognised scientists from European universities. Overarching issues, e.g., from the fields of Technology Assessment or Ethic of Science, are dealt with by the staff of the Europäische Akademie.

The Series

The series Ethics of Science and Technology Assessment (Wissenschaftsethik und Technikfolgenbeurteilung) serves to publish the results of the work of the Europäische Akademie. It is published by the academy's director. Besides the final results of the project groups the series includes volumes on general questions of ethics of science and technology assessment as well as other monographic studies.

Acknowledgement

The project “Energy Storages and Virtual Power Plants for the Integration of Renewable Energies into the Power Supply. Potentials, Innovation Barriers and Implementation Strategies” was supported by the German Aerospace Center (DLR). The content of the book is only the authors' responsibility.

Preface

Electricity supply is an important economic factor, particularly in industrialised societies. With restrictions in environmental effects, particularly with respect to greenhouse gas emissions, and in resources, technological innovations are called for which can contribute to producing electricity in a more environmentally friendly way than existing systems and at the same time providing sufficient supply security and economic efficiency.

The question of challenges for innovation in the energy area was already generally discussed in Volume 18 of this book series which was also published in English translation as: “Sustainable Development and Innovation in the Energy Sector”, Springer Verlag. Based on the findings from the generic analysis in the above-mentioned study, but more focussed on specific technologies, Volume 32 concentrated on the interdisciplinary analysis of the regulation of electrical networks (“Die Regulierung elektrischer Netze. Offene Fragen und Lösungsansätze”), while Volume 36 worked on interdisciplinary perspectives of small fuel cell devices for house energy supply (“Brennstoffzellen und Virtuelle Kraftwerke. Energie-, umwelt- und technologiepolitische Aspekte einer effizienten Hausenergieversorgung”). The current study deals with an again more general problem with specific technological aspects: obtaining low-carbon strategies for balancing weather-caused fluctuations and potential gaps in supply prospectively occurring in systems with high shares of electricity production from renewable sources, particularly if wind and solar radiation are predominantly used. This purpose gains importance in view of the attempts in politics to reduce greenhouse gas emissions and, thus, such large shares of wind and solar power are envisaged for future energy systems in several countries, and particularly in the European Union.

The study presents the results of the interdisciplinary work in the project “Energy Storages and Virtual Power Plants for the Integration of Renewable Energies into the Power Supply. Potentials, Innovation Barriers and Implementation Strategies”, which was carried out by the Europäische Akademie GmbH and was funded by the German Aerospace Center (DLR). The necessary disciplinary broadness could be assured by using the instrument of ‘interdisciplinary project groups’ followed at the Europäische Akademie.

My personal thanks go to the members of the project group who coped with the task of the study, partly with strong personal engagement.

Additionally, I would like to thank the German Aerospace Center (DLR) for the financial support of the project.

The results should provide a scientific foundation for the political discussion about the integration of technologies using renewable energy sources for electricity production and hint at tangible innovation barriers. Furthermore, the study shows ways of adequately implementing strategies for low-carbon options that will be necessary with the high penetration of these technologies in future electricity systems. I hope that this book will get the attention in science, politics and the interested public it deserves.

Bad Neuenahr-Ahrweiler
August 2011

Carl Friedrich Gethmann

Foreword

Combating anthropogenic climate change is the major reason for the extensive restructuring of the electricity supply that is currently ongoing. The reduction of greenhouse gases by using renewable instead of fossil sources of energy is a widely accepted measure in this context. Respectively, the share of renewable energies is continuously increasing. In many countries, wind and solar radiation represent the major promising sources. Their availability strongly changes with weather conditions. In order to avoid that short-term fluctuations and long-term gaps in the electricity supply lead to shortages on the demand side, low-carbon technologies have to be developed which can take over the role of balancing supply and demand in such situations.

In this context several questions arise: What are the major challenges for balancing energy and power in systems with a high share of electricity produced from renewable sources? Which promising low-carbon and long-term viable technology options for this purpose exist already or can prospectively be developed within the next years? Which obstacles for adequate innovation in that area can already be anticipated now and which strategies could be followed to remove or obviate these?

In order to answer these questions, the Europäische Akademie GmbH established the interdisciplinary project group “Energy Storages and Virtual Power Plants for the Integration of Renewable Energies into the Power Supply. Potentials, Innovation Barriers and Implementation Strategies” including experts from the relevant disciplinary areas of technical engineering, environmental science, economics, political science and jurisprudence. The project group started from individual disciplinary contributions, which were further discussed and integrated with regard to the overall task and composed to a consistent study. The major findings were finally condensed in policy recommendations. Most of the interdisciplinary discussions took place during the project group meetings, which were arranged about every 2 months.

Two workshops and a conference were used to obtain additional input from experts outside the project group. The first workshop concentrated on discussing results from other studies in the area. The project group would like to thank the external experts for many valuable contributions during the first workshop: Frieder Borggrefe (Universität zu Köln), Dr. Lueder von Bremen (Universität Oldenburg),

Dr. Clemens Hoffmann (Siemens AG), Dr. Cornelius Pieper (The Boston Consulting Group) and Detlef F. Sprinz, Ph.D. (Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung). Furthermore, the group is grateful to Dr. Clemens Hoffmann and the Siemens AG for providing the opportunity to use their data for setting up a first version of a pan-European optimisation model considering power production from wind and solar radiation, storage options and grid connections in parallel to this project at RWTH Aachen, the idea for which was born during the first workshop. For the comprehensive review of interim results and valuable recommendations to further work on the subject, the group thanks the participants of the second workshop: Dr. Erik Hauptmeier (RWE AG, Essen), Dr. Wolfgang Woyke (E.ON AG, München), Dr.-Ing. Michael Ritzau (Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (BET), Aachen), Dr. Gerrit Volk (Bundesnetzagentur, Bonn), Ulla Böde (Bundesnetzagentur, Bonn), Thomas Klaus (Umweltbundesamt, Dessau), Professor Uwe Leprich (Hochschule für Technik und Wirtschaft des Saarlandes, Saarbrücken) and Professor Joh.-Christian Pielow (Ruhr-Universität Bochum). Special thanks go to the external contributors to the spring conference of the Europäische Akademie in March 2010 for giving further insights into the studies and concepts with respect to the integration of renewable energies and in particular to the external speakers: Professor Kornelis Blok (Utrecht University), Andreas Brabeck (RWE AG, Essen), Vera Brenzel (E.ON, Düsseldorf), Jörg-Werner Haug (citiworks AG, München); Dr. Wolfram Krause (EWE AG, Oldenburg), Professor Hans Müller-Steinhagen (German Aerospace Center (DLR), Stuttgart/University of Stuttgart) and Dr.-Ing. Joachim Nitsch (German Aerospace Center (DLR), Stuttgart).

Additionally the authors express their thanks to the group member Priv.-Doz. Dr. Dietmar Lindenberger (Universität zu Köln) for his contributions in many good discussions during the meetings of the project group. Furthermore, thanks are due to Frieder Borggrefe and Dr. Matthias Leuthold for detailed discussions, especially for giving insights into aspects of energy system modelling. Many thanks go also to Dr. Stephan Lingner (Europäische Akademie GmbH) for leading the first workshop and for making his valuable comments and contributions. Finally, the group thanks both Friederike Wütscher (Europäische Akademie GmbH) for the support in the publishing process and Wortschleife Augsburg for efficiently proofreading the text.

Bad Neuenahr-Ahrweiler
August 2011

Bert Droste-Franke

Contents

1	Introduction	1
1.1	Background	1
1.2	Renewable Energies in the European Energy Mix	3
1.3	Aim and Structure of the Study	7
2	Future Perspectives of Electrical Energy Supply	9
2.1	Aims for a Long-Term Viable Development of a Renewable-Based Electricity System	9
2.1.1	Efficient Allocation and Just Distribution	10
2.1.2	An Operative Action Rule	11
2.2	Indicators for the Evaluation of Balancing Strategies	12
2.2.1	Indicators for Environmental Effects	13
2.2.2	Indicators for Resource Availability	14
2.2.3	Indicators for the Design of the Energy Supply System	16
2.3	Political Governance Towards a Renewable Energy Electricity System in Europe	17
2.3.1	Historical Background, Current Status and Development of Europe's Energy System	17
2.3.1.1	Europe's Growing Energy Dependence	17
2.3.1.2	Climate Change Constraints	18
2.3.1.3	Climate Change as a Driving Force Behind the Search for a Low-Carbon Electricity System	18
2.3.1.4	Growing Diversification of the Energy Supply	18
2.3.1.5	Trends in Renewable Energy Production in Europe	19
2.3.2	Political Governance Activities for Organising the Future Energy System	19
2.3.2.1	Regional Cooperation in Developing Renewables	19
2.3.2.2	National Actions Within the EU on Climate Change and Renewable Energy	21
2.3.2.3	European Policies for a Low-Carbon Energy Market	24
2.3.2.4	The European Energy Council of 2011	28
2.3.2.5	Moving Towards Higher Emission Reduction Targets	28

2.3.2.6	Roadmap for a Low-Carbon Economy in 2050	28
2.3.2.7	Supporting Infrastructure Development for Renewable Energy	29
2.3.2.8	Public Acceptance	29
2.3.3	Challenges Ahead	30
2.4	Economics of Storing Values	30
2.4.1	Energy Economic Background	30
2.4.2	Theory of Storing Values	32
2.4.2.1	Storing Values Without Technologies	32
2.4.2.2	Storing Values Using Technologies	33
2.5	Summary and Conclusions	35
3	Existing Energy System Studies	37
3.1	Applicability of Existing Future Energy Scenarios as Framework Conditions for the Analysis of Strategies	37
3.1.1	Energy System Modelling: A Theoretical Perspective	38
3.1.2	Basic Approaches in Energy System Analysis Followed in This Study and Data Requirements	41
3.1.3	Comparison of Relevant Energy System Analyses According to Their General Characteristics	44
3.2	The Derivation of Future Electricity Supply Parameters as Inputs for the Analysis of Balancing Strategies	49
3.2.1	Assumptions in the Political Renewable Energy Sources (RES) Scenario: Intensified Funding	51
3.2.2	Assumptions According to the Lead Scenario 2009	51
3.2.3	Effects on the Conventional Power Station Park	52
3.2.3.1	Renewable Energy Sources	52
3.2.3.2	Fuel Prices	53
3.2.3.3	Resulting Power Station Parks	55
3.2.4	Evaluation of Development Paths	56
3.3	Summary and Conclusions	58
4	Demand for Balancing Electrical Energy and Power	61
4.1	Assessing the Balancing Demand and Storage Employment Based on Scenarios for Germany	61
4.1.1	Assessing the Demand of Balancing Electrical Energy and Power	62
4.1.1.1	Effect on the Residual Load and the Available Power Station Power	62
4.1.1.2	Characteristics of Possible Wind Calms Lasting Several Days	66
4.1.1.3	Dimensioning the Necessary Storage Capacity	66
4.1.2	Estimation of the Storage Employment	70

4.2	Assessing the Storage Demand Based on an Optimised Pan-European Low-Carbon Electrical Energy Supply Strategy	73
4.2.1	General Aspects and Boundary Conditions	73
4.2.2	Power Flow Calculation	74
4.2.3	System Optimisation	76
4.2.4	Cost Data and Other Assumptions	77
4.2.5	First Model Results	79
4.2.6	Discussion of Results	79
4.3	Summary and Conclusions	81
5	Technologies for Balancing Electrical Energy and Power	83
5.1	Classification of Energy Storage Systems and Systems Offering Positive and Negative Control Power	83
5.2	Technical Description of “Electricity to Electricity” Energy Storage Technologies for a Balanced Electrical Energy and Power Supply	86
5.2.1	“Mechanical” Storage Systems for Electric Power	86
5.2.1.1	Compressed Air Energy Storage (CAES)	86
5.2.1.2	Pumped Hydropower Plants	90
5.2.1.3	Hydro Storage Systems	91
5.2.1.4	Flywheels	91
5.2.2	“Electrical” Storage Systems for Electric Power	92
5.2.2.1	Electrochemical Double-Layer Capacitors (“Supercaps”)	92
5.2.2.2	Superconducting Coils	93
5.2.3	“Chemical” Storage Systems for Electric Power	93
5.2.3.1	Lead-Acid Batteries	93
5.2.3.2	High Temperature Sodium-Based Batteries	94
5.2.3.3	Lithium-Ion Batteries	95
5.2.3.4	Nickel Cadmium (NiCd) and Nickel-Metal-Hydride (NiMH) Batteries	95
5.2.3.5	Redox-Flow Batteries	96
5.2.3.6	Hydrogen Storage Systems	97
5.3	Technical Description and Potential of “Electricity to Anything” Energy Storage Technologies for a Balanced Electrical Energy and Power Supply	99
5.3.1	DSM Industrial Sector	100
5.3.2	Balance Provision by Electrical Mobility	100
5.3.3	DSM Household Sector	101
5.3.3.1	Technical Potential of DSM in the Household Sector	101
5.3.3.2	Expected Economic Benefits from DSM in the Household Sector	105
5.3.4	Shutdown of Renewable Power Generation	108
5.3.5	Generation of Chemical Fuels such as Hydrogen, Methane or Methanol from Electricity	108

5.4	Technical Description of “Anything to Electricity” Energy Storage Technologies for a Balanced Electrical Energy and Power Supply	109
5.4.1	CHP Plants with Thermal Storage	109
5.4.2	Conventional Power Plants Using Fossil, Nuclear, Hydro or Biofuels	113
5.5	Conclusions on Options for Demand Response and Demand-Side Management	113
5.6	Life Cycle Cost Analysis of Storage Technologies	114
5.7	Assessment of Future Viability of the Technologies’ Environmental Issues, Resource Use and System Characteristics ...	119
5.7.1	Methodology and Data Applied for Quantitative Assessment	120
5.7.2	Environmental Impacts	120
5.7.2.1	Assessment Methodology and Assumptions	120
5.7.2.2	Environmental External Costs of Balancing Technologies	123
5.7.2.3	Environmental Impacts of Balancing Technologies Differentiated into Categories	126
5.7.3	Resource Use	128
5.7.3.1	Types and Amounts of Resources Required	128
5.7.3.2	Current Availability of Relevant Mineral Resources	129
5.7.3.3	Resource Potentials for the Production of Balancing Technologies	131
5.7.4	System Characteristics Relevant for Society	134
5.7.4.1	Supply Reliability	135
5.7.4.2	Risk Avoidance	137
5.7.4.3	Openness to Options	137
5.7.5	Conclusions on the Future Viability of Various Approaches to Energy Storage	138
5.8	Summary and Conclusions	138
6	Technology of Electricity Networks and Economical Impacts	143
6.1	Assessment of Technical Barriers Considering the Total System Including Network Requirements	143
6.1.1	Interaction of Load Control with the Distribution Network	143
6.1.2	Transmission Network Expansion	149
6.2	Economical Impacts of Balancing Activities at the Daily and Seasonal Scales	154
6.2.1	Distribution Network Requirements for Avoiding Restrictions	154
6.2.2	Effects of the Transmission Network Expansion Measures	158

6.2.3	Conclusions on Economical Impacts of Balancing Activities	160
6.3	Summary and Conclusions	160
7	Economic Analysis and Policy	163
7.1	Problems in a Market Economy without Economic Policy: Weather-Based Supply and Culturally Caused Demand Fluctuations	163
7.1.1	The Insurance Function of the Market	163
7.1.2	Fluctuations and Smoothing of Electricity Demand: Energy Saving Reduces the Demand for Storage Facilities	164
7.1.3	Fluctuations and Smoothing of Supply	166
7.1.4	Coordination of Supply and Demand	166
7.1.5	Aspects of Long-Run Developments	167
7.1.6	Towards a Theory of Location for Storage Facilities	168
7.2	Analysis of Economic Framework Conditions	169
7.2.1	Introduction: The Theory of Economic Policy	169
7.2.2	The Theory of Economic Policy in the Area of Environmental and Technology Problems	170
7.2.2.1	Tradable CO ₂ Permits, Taxes and Other Instruments	170
7.2.2.2	Research and Technical Progress: Trusting Markets Only Versus Support for Complementary Technologies?	171
7.2.2.3	Beyond Pigovian Corrections	172
7.2.2.4	Policies for Imported Resources and Political Risks	172
7.2.3	The Current Practice of Government Support	172
7.2.4	Stylised Views on Economic Policy: First Best, Second Best, History and Transition	173
7.2.4.1	First Best	173
7.2.4.2	Second Best	174
7.2.4.3	Historical Heritage	175
7.2.4.4	Transition to Science Based Views	175
7.2.5	Economic Policy Recommendations	176
7.3	Summary and Conclusions	177
8	Legal Analysis of Balancing Strategies	179
8.1	Introductory Remarks	179
8.2	Energy Storage	180
8.2.1	Centralised Storage Systems	180
8.2.1.1	Planning and Licensing	180
8.2.1.2	Regulatory Incentives	181
8.2.1.3	Access	181
8.2.1.4	Unbundling	184

8.2.2	Decentralised Storage Systems, Especially E-mobility	185
8.2.2.1	Legal Relationships	185
8.2.2.2	Contractual Relationships Within Networks	187
8.2.2.3	Questions Concerning Data Protection	189
8.3	Balancing Strategies in Distribution Grids	190
8.3.1	Smart Meter	190
8.3.1.1	Topics Regarding Data Protection	191
8.3.1.2	Contractual Relationships in Networks	195
8.3.2	Smart Grid/Demand-Side Management	195
8.3.2.1	Data Protection	196
8.3.2.2	Contractual Relationships in Networks	196
8.4	Transmission Network Expansion	196
8.4.1	The Status Quo for Planning and Licensing of Network Expansion	197
8.4.2	The Status Quo of Investment Regulation as Part of Economic Energy Regulation	200
8.4.2.1	Unbundling	201
8.4.2.2	Network Investment Duties for TSOs	201
8.4.2.3	Investment Planning Duties of TSOs as an Instrument of Reflexive Steering	203
8.4.2.4	Investment Incentives and Securing Investments as an Aspect of Price Regulation	205
8.4.3	Concepts for a Reform of Planning, Licensing and Regulating of Network Expansion	207
8.4.3.1	National Concepts	207
8.4.3.2	European Concepts	209
8.4.4	Summary and Conclusions	211
9	Conclusions and Recommendations	213
9.1	Overall Aim and Results	213
9.2	Challenges and Recommendations	214
9.2.1	Development of Technical Infrastructure	215
9.2.2	Framework Conditions and Organisational Aspects	217
9.2.2.1	Market Conditions for Balancing Technologies	217
9.2.2.2	Specific Support for the Application of Balancing Technologies	220
References		223
Glossary		233
List of Authors		241
Appendix		245
Further volumes of the series Ethics of Science and Technology Assessment (Wissenschaftsethik und Technikfolgenbeurteilung)		251

Abbreviations

2040+	Possible situation in 2040, 2050 or later
AA-CAES	Adiabatic-Compressed Air Energy Storage
ACER	European Agency for the Cooperation of the Energy Regulators
AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union (see also <i>TFEU</i>)
ARegV	Anreizregulierungsverordnung (Incentive Regulation Ordinance)
BEWAG	Berliner Städtische Elektrizitätswerke Aktien-Gesellschaft
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (Federal Association of Energy and Water Industry)
BDSG	Bundesdatenschutzgesetz (Federal Data Privacy Law)
BGB	Bürgerliches Gesetzbuch (Civil Law Code)
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety)
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (Federal Ministry of Economics and Technology)
BNetzA	Bundesnetzagentur (Federal Network Agency)
BRIC	Group of the four (big emerging) nations Brazil, Russia, India and China
Br	Bromium
BVerfGE	Bundesverfassungsgericht (Federal Constitutional Court)
CAES	Compressed Air Energy Storage
CC	Combined Cycle
CCS	Carbon Capture and Storage
CH ₄	Methane
CHP	Combined Heat and Power
CL	Controllable Loads
CO ₂	Carbon Dioxide
CSP	Concentrated Solar Power
ct/kWh	Cent per kilowatt hour

DECP	Decentralised Energy Conversion Plants
DENA	Deutsche Energie-Agentur GmbH (German Energy Agency)
DIN	Deutsches Institut für Normung e.V. (German Institute for Standardisation)
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (German Aerospace Center)
DOD	Depth of Discharge
DR	Demand Response
DSM	Demand Side Management
E-DeMa	Project on “Development and demonstration of locally networked energy systems to the E-Energy marketplace of the future”
E2P	Energy to power ratio – installed capacity in kWh divided by the peak power in kW
EC	European Commission
EDLC	Electrochemical Double-Layer Capacitors
EEC	European Energy Council
EEFA	Energy Environment Forecast Analysis (EEFA GmbH & Co. KG)
EEG	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare EnergienGesetz) (Renewable Energy Law)
EMEP	European Monitoring Evaluation Programme
EnLAG	Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (Power Lines Expansion Law)
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Energy
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energie-wirtschaftsgesetz) (German Energy Act)
EU	European Union
EU-15	European Union (member states before eastward enlargement)
EU-27	European Union (all current members)
EUCO	European Council
Eurostat	Statistical Office of the European Union
ETG	Energietechnische Gesellschaft im VDE (Society for Energy Technics)
ETS	Emission Trading Scheme
EWI	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (Energy Economic Institute at the University of Cologne)
Fe	Iron
FPC	Final POC Consumption
GasNZV	Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gas Network Access Ordinance)
GDP	Gross Domestic Product

GIC	Gas-Insulated Conductors
GIL	Gas-Insulated Lines
GKSS	Helmholtz-Zentrum Geesthacht Zentrum für Material- und Küstenforschung GmbH (Centre for Materials and Coastal Research)
GPP	Gross Power Production
GS	Gas and Steam Power Station
GT	Gas Turbine Power Station
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt hour
GWB	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkung (Act Against Restraints of Competition)
GWP	Global warming potential (assessed for a specific time horizon)
GWS	Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforchung (Institute of Economic Structures Research)
HCB	House Connection Boxes
HU	Housing Units
HV	High-Voltage
HVDC	High-Voltage Direct Current
IAEA	International Atomic Energy Agency
ICCG	International Centre for Climate Governance
ICE	Internal Combustion Engine
ICT	Information and Communication Technology
IEA	International Energy Agency
IER	Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (Institute for Energy Economics and the Rational Use of Energy), Universität Stuttgart
IfnE	Ingenieurbüro für neue Energien
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
ISO	Independent System Operator
ITO	Independent Transmission Operator
kV	Kilovolt
kVA	Kilovolt-Ampere
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt hour
kWh/a	Kilowatt hour per year
KWKG	Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz)
LCC	Life Cycle Costs
LNG	Liquefied Natural Gas
LNS	Local Network Station
LV	Low-Voltage

MV	Medium-Voltage
MVA	Megavolt-Ampere
MW	Megawatt
MWh	Megawatt hour
NaBr	Sodium Bromide
NaBr ₃	Sodium Tribromide
NaNiCl ₂ Battery	Sodium-Nickel-Chloride Battery, also ZEBRA battery
NaS Battery	Sodium-Sulphur Battery
Na ₂ S ₂	Disodium Disulphide
Na ₂ S ₄	Sodium Tetrasulfide
NAV	Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Elektrizitätsversorgung in Niederspannung (Netzanschlussverordnung) (Ordinance for Regulating Grid Connection)
NCC	Network Connection Capacity
NEEDS	New Energy Externalities Development for Sustainability (integrated project)
NH ₃	Ammonia
NiCd Battery	Nickel-Cadmium Battery
NiMH Battery	Nickel-Metal-Hybride Battery
NMVOc	Non-Methane Volatile Organic Compounds
NO _x	Nitrogen Oxides (reactive oxides of nitrogen, nitrogen dioxide (NO ₂) and nitrogen monoxide (NO))
ODP	Ozone Layer Depletion
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
PDA	Personal Digital Assistant
PHEV	Plug-in Hybrid Electric Vehicles
PIA	Privacy Impact Assessment
PLC	Power Supply Infrastructure
ppb	Parts per billion
PSS	Pump Storage Station
pu	Per unit system
PV	Photovoltaics
R&D	Research and Development
RD&D	Research, Development and Demonstration
RE	Renewable Energies
RES	Renewable Energy Sources
ROV	Raumordnungsverordnung (Regional Planning Procedure)
r.p.m.	Revolutions Per Minute
SO ₂	Sulphur Dioxide
SRU	Sachverständigenrat für Umweltfragen (German Advisory Council for Environmental Issues)
SVC	Static Var Compensator

TEN	Transeuropean Networks
TEN-E	Transeuropean Energy Networks
TFEU	Treaty on the Function of the European Union
TREC	Trans-Mediterranean Renewable Energy Corporation
TSO	Transmission System Operator
TWh	Terawatt hour
UCTE	Union for the Co-Ordination of Transmission of Electricity
UK	United Kingdom
UPS	Uninterruptible Power Supply
USA	United States of America
USGS	United States Geological Survey
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (Association for Electrical, Electronic & Information Technologies)
V^{2+} , V^{3+} , V^{4+} , V^{5+}	Vanadium in various oxidation states
VRLA	Valve-Regulated Lead-Acid
Wh	Watt hour
Wh/kg	Watt hour per kilogram
WTO	World Trade Organisation
YOLL	Years of Life Lost
ZEBRA	s. NaNiCl_2 Battery

Summary

Background and Aim of the Study

An important aim behind the restructuring of Germany's and Europe's electricity systems is to reduce their environmental burden, especially with respect to greenhouse gas emissions. Emissions must be brought down to a level that is sustainable in the long-run and consistent with greenhouse gas emission reduction goals. Meeting these goals will require a system that will be able to cope simultaneously with the fundamental demands for economic efficiency, environmental sustainability and supply security. Making use of existing scenarios, this study sketches such a system. It focuses in particular on auxiliary systems for electricity production, such as energy storage methods and network extensions.

The study introduces technologies that can balance electricity in energy systems and that can serve as enabling technologies for the integration of large quantities of renewable energies in the power supply system. It begins with a discussion of normative aims for the future electricity system before continuing with a description of current policies and political developments and an overview of relevant existing energy system studies. These sections serve as background for the remainder of the study. They are followed by discussion and analysis of the growing demand for means to balance the fluctuations found in electricity generated in power systems with a high penetration of renewable energies, the potentials of diverse technologies, requirements for electrical networks, economic impacts and important legal issues. Finally, the main challenges to the achievement of developing balancing technologies and processes for renewable electricity-dominant systems are summarised and recommendations made. With respect to the legal regulations, the status quo as of April 2011 is assumed in the study.

Aims for the Future and the Status Quo of Electricity Systems in Europe

The basic normative aims underlying this study of a future renewable electricity-dominated system are tied to the general economical principals of efficient allocation and just distribution. These principals are critical to characterising and evaluating policies and options that could become part of a future electricity system. Diverse economic discussions point to several trade-offs that exist among technical efficiency, low prices and environmental constraints. However, they also reveal that these trade-offs can be resolved by use of an action rule that is formulated on four priorities (see Sect. 2.1 of the main text):

1. protection of the environment and, thus, society from unacceptable effects;
2. preservation of the total value of produced and natural capital;
3. maximisation of the intertemporal welfare of current and future generations under the restrictions of the first and second priorities; and
4. just distribution of basics for meeting needs at present.

The action rule can be filled with content by applying indicators that evaluate technologies, policies and developments with respect to their environmental and societal aspects. The classification that was chosen for the evaluation of energy systems subdivides between protection of the environment, resource use and availability, and system characteristics with respect to society (see Sect. 2.2 of the main text).

An analysis of the political processes in the last about 20 years shows the development and potential shortcomings of energy politics (see Sect. 2.3 of the main text). Experts are worried about the potential unacceptable damage to the environment and society that could be caused by climate change. This has led to the establishment of limits on emissions of greenhouse gases. These limits have been defined politically by the international community. Experts' concerns are also the basis for the politically set quotas for energy produced from renewable technologies. Renewable energy's share of electricity production in Europe has shown large growth rates in recent years. This growth is expected to continue into the future. Still, there are many governance challenges ahead. For example, it will be necessary to encourage the international energy market, particularly in European countries, to strengthen technical infrastructure, and especially, electricity grids. It will also be important to assess to what extent Europe's rising competence in energy questions should be further extended. In addition, it will be necessary to find ways to address opposition to large-scale projects that may be acceptable from certain long-term environmental and societal normative perspectives, but may still encounter opposition among parts of society that object for various reasons to their development. This holds also for large-scale projects tied to technical systems that will be required for an expansion of renewable energy use. Adequate procedures for assuring stakeholder participation in decision-making processes will be essential.

Theoretical investigations about storing electricity as a means of storing economic value (s. Sect. 2.4 of the main text) identify three options that can be followed to

balance the demand for and supply of electricity in a system with a high amount of power produced from wind and solar radiation. First is to expand grid connections, particularly for transboundary transmissions, and to adjust the installation of wind and solar power to enable good potentials for the exchange of electricity in times of regional shortages. Second is to over-install conventional power plant capacity, for example, with natural gas-fired facilities, in order to be able to compensate a lack in supply. Third is to build options for energy storage and to introduce measures that can influence demand for electricity.

Existing Energy System Analyses

Continents are the appropriate scale for analyses of the technical and economical potentials for electricity systems that can balance electricity demand and supply at the regional level. Yet, in Europe, energy policy is still to a large extent seen as a matter of national sovereignty and competence. This means that for this interdisciplinary analysis, national energy scenarios and targets are primarily used. The case of Germany is taken as an example of a large nation in Europe with a strong economy and ambitious targets for the development of renewable energies.

A review of studies (see Sect. 3.1 of the main text) showed that two main methodological approaches are followed by policy-oriented analyses of electricity systems in Germany. For those analysing the time period of the next 10–20 years, temporal exploratory scenarios building on economic optimisation mechanisms tend to be made. For scenarios that cover the present up to about 2050, a target system is typically defined and pathways for realising it are then analysed. Comparing the main scenarios calculated for Germany reveals the importance of being clear about the assumptions being used, using consistent parameters and carrying out further sensitivity analyses. This is crucial for purposes of interpretation and development of policy support based on the findings of the basically complementary studies.

The approach chosen for the system analyses in this study is: First, to investigate how a long-term viable energy system could be realised. This is to be done by analysing potential future scenarios where there is a high share of renewable energies in the system and low-carbon balancing strategies are employed. And second, to identify factors which can or should be adapted to realise adequate framework conditions for the innovation processes needed for achieving a long-term viable energy system.

It was beyond the scope of this study to develop completely new scenarios that include an energy conversion system. Instead, with the goal of concentrating attention on balancing technologies in systems with a high share of renewables, two existing scenarios have been selected as a starting point for analysis (see Sect. 3.2 of the main text): the “lead scenario 2009” that follows a roadmapping approach (Nitsch and Wenzel 2009) and an explorative political scenario with ambitious environmental aims (scenario “III” from Lindenberger et al. 2008). Scenarios of the requirements for balancing electricity supply and demand are

investigated for 2030 and “2040+”.¹ The analysis produced for 2040+ based on the outcome of the “lead scenario” shows that additional measures such as storage, peak load control or securing renewable energy imports will be required to realise a functioning power system.

Demand for Balancing Electrical Energy and Power when there is a High Penetration of Renewable Energies in the System

Looking in more detail into the technical characteristics of the two selected scenarios for representative days (“type days”) in Germany with respect to the residual load (see Sect. 4.1.1.1 of the main text), i.e., the load that could not be covered by the remaining controllable power generators in the system, reveals for the lead scenario a maximum temporal power deficiency in 2030 of 7 GW and in 2040+ of 18 GW. For 2030, the maximum temporal power surplus results are 13.7 GW and for 2040, 24 GW. Four TWh of electricity in 2030 (1.4% of annual total feed-in of renewables) and 21 TWh in 2040+ (4.7% of annual total feed-in of renewables) cannot be used in the system. These numbers show that there is a potential for using storage technologies.

The dimension that storage options should take is mainly determined by the additional power and energy required during wind calms (see Sects. 4.1.1.2 and 4.1.1.3 of the main text). Analysing wind calms of several strengths and lengths shows that if these are to be covered only by storing electricity, storage power has to cover in total 18 GW in 2030 and 35 GW in 2040+. The energy capacity of the storage options in order to cope with the maximum energy demand has to amount in total to 600 GWh in 2030 and 1,700 GWh in 2040+. The dimension of the storage facilities is, in the 2030 scenario, determined by wind calms in which 5% of the installed power is not exceeded (in other words, at least 95% reduction) during 87 h, and in 2040+ by long wind calms (218 h) with at least 80% power reduction. The requirements could be lowered to the extent secured electricity can be imported.

Assuming exemplary compressed air energy storages (CAES) and neglecting peak reductions in the calculation of generation costs, net-benefits from applying energy storage facilities can be calculated (see Sect. 4.1.2 of the main text). The calculations show that reductions in generation costs, in the case of 15 GW additional storage power, exceed for the case of 2040+ the annuities of the investment, which means that using CAES with the assumed characteristics would be economical, even if the opportunity of getting peak prices is not considered.

Additional to this analysis of scenarios for Germany, a pan-European modelling approach was developed and realised during the study (see Sect. 4.2 of the main text). It optimises the system of power production from wind and solar radiation, electricity network and energy storages on the basis of hourly meteorological data for 7 years and technical and cost estimates for a future period around 2040 and

¹ 2040+ represents a situation in a year around 2040 or later.

beyond. Historical “burden”, in the form of already existing power plants, was neglected in order to analyse an optimised system without restrictions other than weather conditions, specific costs and available technologies. First model runs have been performed. The model mechanism relies on a genetic algorithm, optimising “individuals” specified by the various characteristics of the electricity system, expressed in cost values.

Technologies for Balancing Electrical Energy and Power

Looking at attributes of different technologies for balancing electrical energy and power reveals that the performance of a technology strongly depends on the specific situation for which it should be applied. Accordingly, technology options including storage technologies, as well as demand-side management and conventional power plants, can be categorised based on the following characteristics (see Sects. 5.1, 5.2, 5.3, 5.4, and 5.5 of the main text):

- A) type and location of the systems,
- B) duration and frequency of supply,
- C) type of input and output energy.

Simulating the application for different typical cases allows the derivation of cost estimates, which can be projected to future years (see Sect. 5.6 of the main text). According to the results of this analysis, the following can be said for the different analysed tasks. The assumed technical requirements are listed in brackets:

- *Long-term storage (power²: 500 MW, available energy: 100 GWh, 1.5 cycles per month):*

For this task, costs of 10 €/kWh seem to be achievable using the option of storing electrical energy in the form of hydrogen, which is much lower than the estimated achievable costs for compressed air energy storage (CAES) (about 23 €/kWh). The potentials in Germany are high. In contrast, the option of pumped hydro is, with achievable costs of less than 5 €/kWh, much cheaper, but offers only small potential in Germany, and transferring electricity from outside Germany, e.g., from Scandinavia will prospectively require the expansion of transmission lines. In case an extra line has to be built for the storage option and the line is only used for this purpose, the total costs may reach the same level as those that could be achieved by hydrogen storage.

- *Load levelling in the transportation grid (power: 1 GW, available energy: 8 GWh, 1 cycle per day):*

For this task pumped hydro plants are also interesting with the same cost values as for long-term storage. Additionally, compressed air storage technologies, especially the adiabatic variant with achievable costs also below 5 €/kWh, could become interesting alternatives. Furthermore, batteries can well be used

² Charging/discharging power are set equal for the definition of tasks.

for load levelling, although they are more expensive than the other two options. They show the advantage of being able to deliver also primary reserve.

- *Peak shaving in the distribution grids (power: 100 kW, available energy: 250 kWh, 2 cycles per day):*

In this area, several battery systems, including zinc-bromine, vanadium redox-flow, lithium-ion, nickel-cadmium, lead-acid and sodium-sulphur or sodium-chloride are competing. The best guess, from today's point of view, would estimate the achievable costs for sodium systems to be the lowest, followed by the lead-acid technology, which is the cheapest variant at present.

Additionally to the options that could be economical due to low specific costs, potentials from the double use of storage technologies, such as batteries for electric vehicles and small photovoltaic systems in houses, could also be relevant in the future. The total potential of demand-side management, including electric vehicles, combined heat and power plants, control of industrial load, heat pumps and white goods, is estimated to be around 16–23 GW theoretically and about 10 GW taking consumer acceptance into account.

Beyond the installation of storage options, the shutting-down of wind and solar power plants during extreme high supply peak events will still be necessary from technical, economical and legal points of view.

As for the future viability of storage systems, life cycle screenings of relevant technologies show that the expected large reductions of CO₂ in the energy system will lead to a higher importance of emissions generated in the production of materials (see Sect. 5.7.2 of the main text). Due to high emissions of SO₂ in some important processes, ecosystem effects may gain interest.

With a much lower use of fossil energy resources projected for the future, the use and availability of mineral resources, particularly for the production and application of new energy technologies, including balancing technologies, will become increasingly important. An analysis of the availability of these mineral resources in terms of their reserve-to-production ratio, high regional concentration of reserves, and prices and price changes (see Sect. 5.7.3 of the main text), shows that of the analysed substances only titanium is unproblematic. There are also only a few problems with availability for lithium, vanadium, arsenic, nickel and zircon oxide. Concerning mineral resources used in batteries, large-scale use of lithium type, lead-acid and vanadium batteries will require high recycling rates and potentially the development of substitutes in the long run.

Analysing a set of indicators gathered from relevant publications for system characteristics of balancing technologies with small modular systems provide a positive picture (see Sect. 5.7.4 of the main text). In contrast, large central systems may be linked to problems of import dependency, may require large efforts to reach sufficient redundancy, and face acceptance issues in the local population. This suggests the importance of participatory decision-making processes. Additionally, adequate measures have to be implemented to keep the risk of accidents with sudden uncontrolled release of the stored energy low. In order not to hamper the development of options for balancing supply and demand of electricity at a high

share of renewable energy use, implemented funding schemes have to be designed to be technologically neutral.

Electricity Network Aspects

Expanding the use of renewable resources for electricity production and using the balancing options discussed above also requires an extension of electricity grids. This concerns both the transmission and the distribution grid, nationally and internationally.

An investigation of technical restrictions in distribution grids (see Sects. 6.1.1 and 6.2.1 of the main text) shows that with the enabling of demand-side management, the capacities of distribution grids will soon be reached due to an increase in simultaneity of load. Breaching the operation boundaries can be avoided by coordinating load and generation in the distribution grid. In order to maximise demand-side management also with respect to maximal acceptance, automated procedures should be developed. The total costs of network reinforcements necessary with a penetration of decentralised controllable loads, which can be expected from 2020 onwards, are estimated to be about 1,000 € per household. These are high compared to the estimated annual generation cost savings of about 18 € per household.

Based on calculations for the transmission grid with typical days (“type days”) (see Sects. 6.1.2 and 6.2.2 of the main text), an extension of about 3,000 km or more is needed in the long run to cope with the regional shifting of feed-in towards substantial offshore expansion. However, this installation would be able to cope only with about 70% of the maximum installed wind capacity. In rare extreme situations in which wind power exceeds 70% of the maximal power, electricity generation will have to be curtailed to prevent damage to the grid infrastructure. Furthermore, extreme exchange of electricity with neighbouring countries is not accounted for in the assessment of required grid extension in this study. Other studies allowing extreme offshore feed-in and exchange result in a required expansion of about 3,500 km already in 2020.

Considering the current status and the anticipated advance of technology development, the most plausible technologies applied will be a combination of conventional overhead lines with high-voltage direct current (HVDC) lines. The investments in the long term (2040+) can thus be estimated, through calculations on the basis of type days, amounting to 6–8 billion €, or about 0.2–0.35 €/kWh of feed-in from wind power plants.

Economic Policy Options for the Use of Storage Systems

The theoretical analysis of potential problems in a market economy due to weather-dependent electricity supply and culturally caused demand fluctuations (see Sect. 7.1 of the main text) shows that several benefits can be gained from applying

balancing options in the electricity system. An improvement of the cross-border infrastructure can help dampen the fluctuations caused by deliveries from regions with high supply/demand ratios to those with low supply/demand ratios. Suppliers as well as traders could be interested in operating storage systems. While suppliers will prospectively locate the systems close to the source, traders will tend to locate them close to customers. Grid operators ideally could locate storage facilities close to points in the network with high instability. However, the European Union's unbundling directive currently does not allow grid operators to operate energy storage systems to any significant extent.

The benefits for markets and society to be derived from energy storage facilities can justify policy intervention (see Sect. 7.2 of the main text). With the use of storage systems, the stability of supply will be enhanced, environmental externalities – particularly those caused by climate change – will be reduced, monopoly power in times of scarce supply could be reduced by strengthening decentralised renewable energy systems, and the reliance on technologies with uninsurable uncertainty (nuclear power) can be reduced, or in the case of Germany, eliminated. For historical reasons, however, other technologies are being supported by governmental funding. Considering practical realities, funding beyond the currently provided support for research, development and demonstration projects is important.

Legal Analysis of Framework Conditions

There are several major legal issues with respect to installing strategies for balancing demand and supply of electricity which are brought to light by this study's legal analysis. The issues can be subdivided into: central storage systems (see Sect. 8.2 of the main text) and decentralised storage systems, including the options of demand-side management and smart grids (see Sect. 8.3 of the main text), and the expansion of transmission networks (see Sect. 8.4 of the main text).

With respect to central storage systems, in the cases of both current and pending laws, it is necessary to clarify whether the application of storage technologies applies to the supply layer or the grid layer. The legal classification influences how civil law applies to such issues as non-discriminating use and access as well as unbundling. Several disincentives and barriers to making investments into storage technologies can be identified in existing legislation. The actors most affected are the producers of electricity from renewable energies and the transmission system operators who are obliged by the German Renewable Energy Law (Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)) to buy and market "renewable power". Additionally, a special planning regime for utilising underground resources could help to mitigate potential conflicts among the users themselves and between them and the respective landowners. In order to not hamper the development of energy storage technologies through legal regulation, disincentives should be abolished.

For decentralised storage systems, particularly e-mobility, smart grid and demand-side management, contractual issues related to the completely new actors and networks that will emerge will have to be defined. Such issues as duties of care,

cooperation and information provision, as well as conditions of use will need to be addressed. The possibility that such technological systems could lead to the creation of far-reaching and extremely detailed individual mobility and energy use profiles requires consideration of the extent to which current legislation can deal with data protection concerns. This is especially the case considering the quantity and quality of data that will be collected as well as the new kinds of assessments, processing and use of that data which may occur. New solutions that could lie within or outside the existing legal framework for data protection will have to be assessed.

Current regulations covering procedures for the expansion of transmission grids are very diverse but also, in certain areas, dysfunctional. Most problematic appear to be the punctual investment duties of network operators tackled in civil court procedures, not adequately considering macroeconomic aspects (e.g., § 9 EEG). A more comprehensive and systematic approach is needed. For the national level, a fundamental reform model for strategic transmission investment projects could improve the situation. Some refinements and standardisation including, for instance, good practice guidelines for public hearing procedures may improve the handling of conflicts with the affected local population. The potentials for reforms on the EU level are limited. However, a better coordination on this level would be useful.

Challenges and Recommendations

The requirements for balancing electrical energy in the system will increase with the rising share of electricity produced from renewable energies. As the above summary of the analysis made in this study indicates, several challenges are tied to the introduction of low CO₂ emission options, including energy storage systems, demand-side management, the over-installation of capacity in electricity production, and grid expansion, that could provide the stable electricity performance needed in different locations in Europe. Done correctly, these systems could provide stable performance at all relevant time scales from seconds to days to weeks.

To conclude, the 13 challenges that were identified in this study (see Sect. 9.2 of the main text) are listed together with summaries of the respective recommendations that were drawn up for addressing them.

Challenge 1: Providing Sufficient Storage Capacity for Germany

- *A mix of storage options* should be installed, which is coordinated with respect to network restrictions, in order to limit the shutting down of facilities in high supply peak situations and provide low-carbon options for filling gaps.
- *International networks* should be established to further develop and use large storage potentials in some European countries.
- *Over-installation* in capacity of wind and solar power plants together with sufficient transporting capacity should be considered as options.

- *Alternative technical options* should be further analysed, e.g., using gas networks for storing energy.
- *Disincentives* from legal regulation should be removed and avoided in the future.
- *RD&D of technologies* should be intensified in order to reduce costs of storage technologies.

Challenge 2: Realising Technical Potentials of Decentralised Options

- *Automated technical solutions* to control loads should be developed in order to prevent reductions of user comfort.
- *Flexible tariffs* should be introduced to increase the acknowledgement of scarcities and temporally changing values of electric energy.
- *Data requirements* should be minimised in the required control procedures and adequate data protection regimes should be installed.
- *RD&D for standardisation* should be further pushed with respect to automated load management.

Challenge 3: Managing Environment and Resource Use

- *Appropriate design* of technologies should include early assessments of potential hindrances to a technology's large-scale application due to limited supply of required resources or environmental effects.
- *Continuous monitoring* of specific resource use and markets should be carried out during development.
- *RD&D of mineral recycling and substitutes* should be established and respective procedures implemented where necessary.

Challenge 4: Providing Sufficient Network Capacity for Electricity Transport

- *Acceleration of planning procedures* should be established by means of more structured mechanisms.
- *Strengthening of national and European interests* in relation to regional interests in network extension should be reached through reforming the respective regulation systems.
- *R&D should be fostered by the regulator* through accepting the respective costs for refunding.

Challenge 5: Adequate Implementation of Balancing Technologies in Regulations

- *Attributions and definitions* with respect to balancing technologies should be clarified in the relevant regulations.
- Decisions on *attributing storage facilities* to the grid or power generation level should be made by the legislator.

Challenge 6: Designing a European Energy Market

- *Exchange of electricity* should be enabled by further strengthening the transmission grid.
- A *low-carbon energy framework* should be implemented for Europe, which is comprehensive, long-term oriented and far-reaching/challenging and goes beyond 2020.
- Europe's electricity generation markets should be further integrated.

Challenge 7: Removing the Historical Heritage of Subsidies and Taxes

- *Ideal economic framework conditions* should be established by taking back outdated subsidies and taxes and installing consistent measures such as demonstration projects and temporally limited startup subsidies instead on a stepwise basis.
- *Historically determined drawbacks in framework conditions* should be countered by temporary subsidies and tax arrangements.

Challenge 8: Transforming Market Externalities to Costs and Earnings

- *Socio-economic benefits* should be internalised through establishing respective markets and compensation mechanisms.
- *Costs of system services* should be internalised by installing mechanisms for power generators paying for provided system services, including grids that they require for proper facility operation.
- *Advantages of coordination* between production of electricity from renewable energies, grid management and usage of storage technologies for benefits realisation should be analysed.
- *Potential business cases* should be analysed in detail.
- *Detailed system analysis of benefits* from applying balancing technologies should be performed as a basis for policy decisions.

Challenge 9: Handling New Complex Market Structures

- *Contractual challenges in the new markets* should be analysed in detail.
- *General legal measures for new markets* should be developed.

Challenge 10: Strengthening Scientific Advice on Balancing Options

- *Energy system analysis* should be extended by means of intensive research with full-scale models, including the coordinated cooperation of relevant institutions with complementing models.
- *Large-scale projects on energy system modelling* should be established and the advantages of institutionalisation, allowing regular updating and monitoring of system developments, should be analysed.
- The *European perspective*, considering different national politics, should be mandatory for extended energy system analyses.
- The *required installed power and energy capacity* should be analysed in detail as one major focus of future studies.

Challenge 11: Adequately Supporting the Application of New Technologies

- *Startup subsidies* based on market mechanisms should be implemented, and phased out automatically to the level of externality compensation in order to adequately promote the application of promising technologies.
- *Investments in RD&D for storage systems* should be increased.

Challenge 12: Adequately Supporting Long-Term Investments

- *Political decisions on boundary conditions* on a national and international level should be reliably fixed for the long term, in line with basic principles of European competition policy.
- A *sound basis for decisions on boundary conditions* should be generated by extended energy system analysis.

Challenge 13: Handling Opposition to Large-Scale Projects

- *Adequate mechanisms for the participation* of affected parties and the wider public in decision making should be implemented.
- *Installing a special planning regime for underground resources* should be analysed with respect to its potential for mitigating possible conflicts among the relevant interest groups.
- *Measures for conflict resolution*, such as the provision of adequate compensation measures should be further analysed and – where appropriate – applied.

Zusammenfassung

Hintergrund und Zielsetzung

Ein wesentliches Ziel der Umstrukturierung des Elektrizitätssystems in Deutschland und Europa ist die Reduzierung der erzeugten Umweltbelastung, vor allem durch Treibhausgase, auf ein langfristig zukunftsfähiges Maß. Es wurden Minderungsziele für Emissionsmengen festgelegt, deren Einhaltung langfristig zu einer akzeptablen Belastung von Umwelt und Gesellschaft führen soll. Eine wichtige Grundlage für die Einhaltung dieser Ziele ist die schrittweise Entwicklung eines Elektrizitätssystems, das zukünftig den Anforderungen von ökonomischer Effizienz, Umweltfreundlichkeit und Versorgungssicherheit gerecht werden kann. Die vorliegende Studie skizziert ein solches System basierend auf verfügbaren Szenarien. Der Schwerpunkt liegt dabei auf technischen Systemen zur Unterstützung der eigentlichen Elektrizitätserzeugung wie Energiespeichern und Netzausbau.

In der Studie werden Technologien diskutiert, mit denen die Nachfrage und das Angebot an Elektrizität ausgeglichen werden, womit die Nutzung großer Mengen Elektrizität aus erneuerbaren Energien ermöglicht werden kann. Zunächst werden normative Ziele für das zukünftige Elektrizitätssystem vorgestellt und die derzeitige Entwicklung in Politik, Gesellschaft und Technologien beschrieben; es folgt ein Überblick über bestehende relevante Energiesystemstudien. Diese Arbeiten dienen als Grundlage für weitere Analysen, anhand derer der Bedarf an Ausgleichskapazität in Systemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energien in der Elektrizitätserzeugung abgeschätzt wird, Potentiale verschiedener Technologien diskutiert werden, Anforderungen an elektrische Netze ermittelt werden, Kosten und Politikoptionen untersucht werden, wichtige regulatorische Aspekte behandelt werden und, abschließend, Empfehlungen zu den identifizierten Herausforderungen formuliert werden. Maßgeblich für die Untersuchungen ist der Stand der gesetzlichen Regelungen im April 2011.

Ziele für eine zukunftsfähige Entwicklung und der Status Quo von Elektrizitätssystemen in Europa

Zur Ableitung grundlegender normativer Ziele für ein zukunftsfähiges Elektrizitätssystem werden in der Studie die fundamentalen wirtschaftlichen Prinzipien der effizienten Allokation und der gerechten Verteilung herangezogen. Diese werden operationalisiert, um politisches Handeln und Optionen für ein zukünftiges Elektrizitätssystem einordnen und bewerten zu können. Aus ökonomischer Sicht bestehen verschiedene Zielkonflikte zwischen technischer Effizienz, niedrigen Preisen und umweltseitigen Belastungsgrenzen. Diese können aufgelöst werden, indem man eine Handlungsregel in vier absteigenden Prioritäten formuliert (s. Abschnitt 2.1 im Haupttext):

1. Schutz der Umwelt und damit der Gesellschaft vor inakzeptablen Auswirkungen;
2. Erhaltung des Gesamtwerts des adäquat bewerteten produzierten und natürlichen Kapitals;
3. Maximierung der gesamten Wohlfahrt derzeitiger und zukünftiger Generationen unter Einhaltung der ersten zwei Prioritäten;
4. gerechte Verteilung von Grundlagen in der Gegenwart.

Durch die Heranziehung entsprechender Indikatoren kann die Handlungsregel für die Bewertung von Technologien, politischen Handelns und politischer Entwicklungen verwendet werden. In der Studie werden dazu die drei Bereiche Schutz der Umwelt, Ressourcennutzung/-verfügbarkeit und Systemcharakteristiken im Hinblick auf die Gesellschaft unterschieden (s. Abschnitt 2.2 im Haupttext).

Eine Analyse der politischen Prozesse der vergangenen etwa zwanzig Jahre in dieser Studie (s. Abschnitt 2.3 im Haupttext) zeigt Entwicklungen und Versäumnisse in der Energiepolitik auf. Einige Ergebnisse werden im Folgenden zusammenfassend dargestellt. Experten befürchten, dass durch den beobachteten Klimawandel inakzeptable Auswirkungen auf Umwelt und Gesellschaft entstehen könnten. Deshalb wurden von der internationalen Gemeinschaft Grenzen für die Emission von "Treibhausgasen" politisch definiert und gesetzlich festgelegt. Diese dienen auch als Basis für die Festlegung von Quoten auf den Anteil erneuerbarer Energien im Energiesystem. Bereits heute ist in Europa ein starker Anstieg in der Verwendung erneuerbarer Energien für die Stromproduktion zu verzeichnen, der sich vermutlich weiter fortsetzen wird. Allerdings bestehen nach wie vor große Herausforderungen für die Politik, z.B. die Stärkung des internationalen Elektrizitätsmarktes. Dafür sollten vor allem weitere europäische Länder in den Markt einbezogen werden, wozu ein Ausbau der technischen Infrastruktur, in erster Linie die Erweiterung der elektrischen Netze, erforderlich wird. Zusätzlich sollte untersucht werden, inwiefern die gegenwärtig wachsende Zuständigkeit Europas in der Regelung von Energiefragen weiter verstärkt werden sollte. Die Erfahrung zeigt außerdem, dass einige Großprojekte, die aus langfristiger umweltseitiger und gesellschaftlich normativer Sicht akzeptiert oder sogar gewünscht werden, in Teilen der Bevölkerung auch auf Ablehnung stoßen. Das gilt unter anderem auch

für Technologien, die für eine weitere Ausweitung der Nutzung erneuerbarer Energien notwendig sind. Deswegen werden adäquate Prozeduren für die Beteiligung von Interessensvertretern an Entscheidungsprozessen erforderlich sein.

Theoretische Untersuchungen der Speicherung von Elektrizität als Mittel zur Speicherung ökonomischer Werte (s. Abschnitt 2.4 im Haupttext) zeigen auf, dass drei Optionen in einem System mit einem hohen Anteil von Elektrizität aus Wind- und Solarkraft verfolgt werden können, um Nachfrage und Angebot von Elektrizität auszugleichen. Die erste sieht vor, die internationalen Netzverbindungen, vor allem das Übertragungsnetz, auszubauen und die Installation von Windkraftanlagen und solar betriebenen Anlagen so anzupassen, dass ein großes Potential für den Stromaustausch bei regional unterschiedlichem Elektrizitätsbedarf entsteht. Die zweite Option besteht darin, konventionelle Kraftwerke über die ohnehin benötigte Kapazität hinaus zusätzlich allein für den Ausgleich vorzuhalten. Die dritte beinhaltet den Aufbau von Energiespeicheroptionen inklusive Nachfragesteuerung.

Bestehende Energiesystemanalysen

Hinsichtlich der technischen und ökonomischen Potentiale für den regionalen Ausgleich von Elektrizitätsnachfrage und -angebot wird deutlich, dass Kontinente die richtigen geographischen Skalen für Energiesystemanalysen sind. Jedoch liegt die Energiepolitik in Europa nach wie vor vorwiegend in den Händen der jeweiligen souveränen Staaten. Daher werden in dieser Studie in erster Linie nationale Energieszenarien für die interdisziplinäre Analyse herangezogen. Deutschland wird als ein Fallbeispiel für eine große europäische Nation mit einer starken Ökonomie und gleichzeitig ambitionierten Zielen bezüglich der Nutzung erneuerbarer Energien analysiert.

Eine Bestandsaufnahme (s. Abschnitt 3.1 im Haupttext) zeigt, dass in den vorhandenen Analysen des deutschen Elektrizitätssystems, die zur Politikberatung herangezogen werden, im Wesentlichen zwei Ansätze verfolgt werden: Während die Entwicklungen in den nächsten zehn bis zwanzig Jahren, also bis 2020 bzw. 2030, hauptsächlich durch zeitlich explorative Szenarien, die auf ökonomischer Optimierung basieren, untersucht werden, werden langfristige Analysen mit Blick auf 2050 durchgeführt, indem zunächst Zielsysteme definiert und dann mögliche Pfade zu ihrer Realisierung analysiert werden. Ein Vergleich der einschlägigen Studien zeigt die Wichtigkeit weiterer Offenlegungen der Annahmen, der Verwendung konsistenter Parameter und der Durchführung weiterer Sensitivitätsanalysen für die Interpretation der Ergebnisse mit dem Ziel der Politikberatung und für die Kombination der Aussagen aus den sich prinzipiell ergänzenden Studien.

Für die Systemanalysen in dieser Studie wird folgender Ansatz verfolgt: zuerst wird eine Analyse der Zielsituation, in der ein langfristig zukunftsfähiges System zur Elektrizitätsversorgung erreicht ist, durchgeführt. Dazu werden potentielle zukünftige Elektrizitätssysteme auf ihren Bedarf und die Potentiale von Technologien für den Ausgleich von Angebot und Nachfrage elektrischer Energie hin untersucht. In einem zweiten Schritt werden dann Maßnahmen identifiziert, die bereits heute

erfolgen könnten, um adäquate Rahmenbedingungen für die erforderlichen Innovationsprozesse zu gewährleisten.

Da in der vorliegenden Studie keine Gesamtkonzepte zukünftiger Elektrizitätssysteme inklusive der Erzeugung neu zu entwickeln waren und sie sich vielmehr auf die Betrachtung ergänzender Technologien zum Ausgleich von elektrischer Energie bei einem hohen Anteil erneuerbarer Energien konzentrieren soll, wurden zwei bereits vorhandene Studien als Grundlage für die Analysen herangezogen (s. Abschnitt 3.2 im Haupttext): Das "Leitszenario 2009" als Pfadanalyse (genauer: "roadmapping"-Ansatz, Nitsch and Wenzel 2009) und ein exploratives politisches Szenario mit ambitionierten Umweltzielen (Szenario "III" von Lindenberger et al. 2008). Auf ihrer Basis wurden für die zwei zukünftigen Jahre 2030 und "2040+"³ Anforderungen an den Ausgleich des Angebots und der Nachfrage elektrischer Energie untersucht. Als erstes Ergebnis aus der Analyse der Anlagenparks ergibt sich, dass im Falle des Leitszenarios im Zieljahr 2040+ zusätzliche Maßnahmen wie der Bau von Speichersystemen, Lastmanagement oder Absicherung der Importe von Strom aus erneuerbaren Energien notwendig sind, um ein funktionierendes System zu realisieren.

Bedarf an Ausgleich elektrischer Energie und Leistung bei einem hohen Anteil erneuerbarer Energien im System

Eine genaue Analyse der technischen Charakteristika der zwei ausgewählten Szenarien für Deutschland im Hinblick auf die residuale Last, d.h. der Last, die zeitweise nicht durch die Kraftwerke im System abgedeckt werden kann, auf Basis repräsentativer Tage ("Typtage") (s. Abschnitt 4.1.1.1 im Haupttext) ergab für das Leitszenario ein maximales Leistungsdefizit zur Deckung von Lücken im Stromangebot in 2030 von 7 GW und in 2040+ von 18 GW. Der maximale zeitweise Überschuss an elektrischer Leistung ergab sich in 2030 zu 13,7 und in 2040+ zu 24 GW. Dabei kann elektrische Energie in Höhe von 4 TWh (2030, 1,4 Prozent der jährlichen Einspeisung aus erneuerbaren Energien) bzw. 21 TWh (2040+, 4,7 Prozent der jährlichen Einspeisung aus erneuerbaren Energien) nicht im System genutzt werden. Diese Zahlen zeigen bereits, dass ein gewisses Potential für die Nutzung von Speichertechnologien besteht.

Die Auslegung der Speicheroptionen ist hauptsächlich bestimmt durch die Menge zusätzlicher Leistung und Energie, die für den Ausgleich von Windstillen benötigt wird (s. Abschnitte 4.1.1.2 und 4.1.1.3 im Haupttext). Die Analyse von Windstillen verschiedener Stärken und Längen zeigt, dass eine reine Abdeckung des zusätzlichen Leistungsbedarfs durch Speicher in der Summe eine Speicherleistung von 18 GW in 2030 und 35 GW in 2040+ erfordern würde. Die Energiekapazität der Speicheroptionen müsste insgesamt 600 GWh in 2030 und 1.700 GWh in 2040+ betragen, um die jeweils maximal benötigte Energiemenge abdecken zu können.

³ 2040+ entspricht einer Situation in einem Jahr um 2040 oder später.

In den Betrachtungen für 2030 wird die zur Abdeckung von Produktionseinbrüchen notwendige Dimension des Gesamtspeichers durch eine Windstille bestimmt, in der 5 Prozent der installierten Leistung über 87 Stunden nicht überschritten werden (d.h.: bei der 87 Stunden lang eine Reduktion um mindestens 95 Prozent zu beobachten ist). In 2040+ ergibt sich die Dimensionierung der Speicher durch eine Windstille mit 218 Stunden Länge und mindestens 80 Prozent Reduktion der Leistung. Die Anforderungen können in dem Maße verringert werden in dem gesicherte Elektrizität importiert werden kann.

Unter der beispielhaften Annahme der Nutzung von Druckluftspeichern ("Compressed Air Energy Storages" (CAES)) und der Vernachlässigung der Reduktion von Spitzen bei der Berechnung der Erzeugungskosten wurde der finanzielle Gewinn durch die Speichernutzung ermittelt (s. Abschnitt 4.1.2 im Haupttext). Die Berechnungen ergeben, dass im Fall von 15 GW zusätzlich installierter Speicherleistung in 2040+ die Reduktionen in den Erzeugungskosten die Annuitäten des Investments übersteigen. Das bedeutet, dass Druckluftspeicher mit den angenommenen Charakteristiken selbst ohne die Berücksichtigung von Preisen, die in Spitzenlastzeiten erzielt werden können, ökonomisch betrieben werden könnten.

Zusätzlich zu dieser Analyse von bestehenden Szenarien für Deutschland wurde im Projekt ein pan-europäischer Modellansatz entwickelt und parallel dazu numerisch umgesetzt (s. Abschnitt 4.2 im Haupttext). Mit ihm wird das System bestehend aus Elektrizitätserzeugung aus Wind und Sonneneinstrahlung, Elektrizitätsnetzen und Energiespeichern auf der Basis stündlicher meteorologischer Daten für sieben Jahre unter technischer sowie kostenseitiger Annahmen für ein zukünftiges Jahr um 2040 und später (2040+) optimiert. Vorgaben durch historisch gewachsene Energiesysteme, wie die Zahl und Art bereits bestehende Kraftwerke, werden dabei vernachlässigt, womit für die Optimierung zunächst keine Restriktionen außer Wetterbedingungen, spezifischen Kosten und verfügbaren Technologien bestehen. Der Modellmechanismus fußt auf einem genetischen Algorithmus, der iterativ "Individuen" optimiert, die sich durch verschiedene Charakteristiken des Energiesystems auszeichnen und in Form von Kostenwerten ausgedrückt werden. Mit dem Modell wurden erste Berechnungen durchgeführt.

Technologien für den Ausgleich elektrischer Energie und Leistung

Die Betrachtung der Eigenschaften verschiedener Technologien, die prinzipiell für den Ausgleich elektrischer Energie und Leistung herangezogen werden können, zeigt, dass ihre Verwendbarkeit stark von der jeweiligen Aufgabe abhängt. Technische Optionen wie Speichertechnologien aber auch Lastmanagement und konventionelle Kraftwerke können daher gut kategorisiert werden, indem ihre Charakteristiken im Hinblick auf die folgenden Bereiche angegeben werden (s. Abschnitte 5.1 bis 5.5 im Haupttext):

- A) Typ und Einsatzort des Speichersystems,
- B) Dauer und Häufigkeit des Speicherangebots,
- C) Form der gespeicherten und der bereitgestellten Energie.

Die Simulation der Realisierung für typische Fälle erlaubt es, potentielle zukünftige Kosten abzuschätzen (s. Abschnitt 5.6 im Haupttext). Auf Basis der Analyse ergeben sich folgende Aussagen für die untersuchten drei verschiedenen Aufgaben. Die Annahmen für die technischen Anforderungen sind jeweils in Klammern dargestellt:

- *Langzeitspeicherung (Leistung⁴: 500 MW, verfügbare Energie: 100 GWh, 1,5 Zyklen pro Monat):*

Für diese Aufgabe scheinen Kosten von 10 €-Cent/kWh erreichbar zu sein, wenn Elektrizität in Form von Wasserstoff gespeichert wird. Dieser Wert ist deutlich geringer als die abgeschätzten Kosten für Druckluftspeicher (CAES) (ca. 23 €-Cent/kWh). Die Potentiale in Deutschland sind hoch. Im Gegensatz dazu sind die Kosten für Pumpspeicherkraftwerke mit 5 €-Cent/kWh zwar geringer, aber die Potentiale in Deutschland sind sehr beschränkt. Bei Nutzung von Potentialen außerhalb Deutschlands, z.B. in Skandinavien, muss außerdem berücksichtigt werden, dass dazu ein entsprechender Ausbau des Übertragungsnetzes notwendig ist. Sollte sogar eigens für die Nutzung des Speichers eine Netzverbindung gebaut werden müssen und sollte diese nur für diesen Speicher genutzt werden, können die Gesamtkosten dieselbe Höhe erreichen wie die für die Speicherung in Wasserstoff.

- *Lastausgleich im Übertragungsnetz (Leistung: 1 GW, verfügbare Energie: 8 GWh, 1 Zyklus pro Tag):*

Für diese Aufgabe sind ebenfalls Pumpwasserkraftwerke interessant. Sie können voraussichtlich zu denselben niedrigen Kosten wie im Fall der Langzeitspeicherung betrieben werden. Zusätzlich käme der Einsatz von Druckluftspeichern, besonders der adiabatisch arbeitenden Varianten, mit erreichbaren Kosten unter 5 €-Cent/kWh in Frage. Des Weiteren können Batterien gut für den Lastausgleich genutzt werden, obwohl sie voraussichtlich höhere Kosten als die anderen zwei Optionen aufweisen werden. Dafür haben sie den Vorteil, auch Primärreserve bereitstellen zu können.

- *Bereitstellung von Spitzenlast (peak shaving) in den Verteilnetzen (Leistung: 100 kW, verfügbare Energie: 250 kWh, 2 Zyklen pro Tag):*

In diesem Bereich konkurrieren verschiedene Batterietechnologien miteinander, insbesondere Zinc-Brom-, Vanadium-Redox-Flow-, Lithium-Ionen-, Nickel-Cadmium-, Blei-Säure- und Natrium-Schwefel- oder Natrium-Nickel-Chlorid-Technologien. Aus heutiger Sicht werden die erreichbaren spezifischen Kosten für Natrium-Systeme am niedrigsten eingeschätzt, gefolgt von der Blei-Säure-Technologie, welche heute die kostengünstigste Variante darstellt.

Zusätzlich zu den kostengünstigen Optionen werden voraussichtlich auch Potentiale durch Doppelnutzung von Speichern wie Batterien in Elektrofahr-

⁴ Für die Definition der Aufgaben sind Ladungs- und Entladungsleistung als gleich angenommen worden.

zeugen und stationäre Batterien in Gebäuden, die z.B. zur Ergänzung kleiner Photovoltaikanlagen eingesetzt werden, in Zukunft relevant werden. Das gesamte Potential von Lastmanagement inklusive der Steuerung von Elektrofahrzeugen, Kraftwärmekopplungsanlagen, Industrielasten, Wärmepumpen und weißer Ware (Kühlschränke, Waschmaschinen, etc.) wird theoretisch auf etwa 16 bis 23 GW abgeschätzt. Unter Berücksichtigung der begrenzten Akzeptanz beim Konsumenten reduziert es sich auf etwa 10 GW. Neben der Installation von Speicheroptionen wird es aus technischer, ökonomischer und rechtlicher Sicht zusätzlich notwendig sein, Wind- und Solaranlagen bei extremen Angebotsspitzen abzuschalten.

Abschätzungen der Zukunftsfähigkeit von Speichersystemen auf Basis von Daten zu Lebenszyklusanalysen zeigen, dass die erwarteten starken Reduktionen in der Menge der CO₂-Emissionen im Energiesystem voraussichtlich dazu führen werden, dass die bei Produktionsprozessen von Materialien wie Nickel und Blei entstehenden Emissionen relevanter werden (s. Abschnitt 5.7.2 im Haupttext). Aufgrund hoher SO₂-Emissionen in einigen wichtigen Prozessen könnten u.a. entsprechende Auswirkungen auf Ökosysteme an Bedeutung gewinnen.

Durch die zukünftig geringere Ausbeutung fossiler Energieressourcen rückt die Nutzung und Verfügbarkeit von mineralischen Ressourcen stärker in den Fokus. Dies gilt insbesondere für die Produktion und den Betrieb neuer Energietechnologien, unter anderem solcher, die zum Ausgleich von elektrischer Energie und Leistung verwendet werden können. Die Analyse der Verfügbarkeit mineralischer Ressourcen unter Berücksichtigung der statischen Reichweite, regionaler Konzentrationen von Reserven, Preise und Preisänderungen (s. Abschnitt 5.7.3 im Haupttext) zeigt, dass von den analysierten Rohstoffen lediglich Titan unproblematisch ist, während einzelne wenige Probleme mit Lithium, Vanadium, Arsen, Nickel und Zirkonoxid absehbar sind. Nimmt man den heutigen Ressourcenbedarf für die Herstellung und den Betrieb von Batterien auch für zukünftige Technologien an, wird die Verwendung der untersuchten Batterietechnologien Lithium-Typ-, Blei-Säure- und Vanadium-Akkumulatoren in großen Mengen langfristig hohe Recyclingraten und möglicherweise die Substitution derzeit benötigter Mineralien erfordern.

Die Analyse der Systemcharakteristik der betrachteten Ausgleichstechnologien anhand typischer, hier verwendeter Indikatoren für diesen Bereich kommt vor allem für kleine modulare Systeme zu einem positiven Ergebnis (s. Abschnitt 5.7.4 im Haupttext). Bei großen zentralen Systemen kann es zu höherer Importabhängigkeit kommen; es muss ein größerer Aufwand betrieben werden, um ausreichend Redundanz im System vorzuhalten, und die begrenzte Akzeptanz der lokalen Bevölkerung ist zu berücksichtigen, wodurch voraussichtlich die Nutzung partizipativer Elemente in den Entscheidungsverfahren wichtig sein wird. Zusätzlich müssen adäquate Maßnahmen ergriffen werden, um das Risiko von Unfällen unter plötzlicher Abgabe gespeicherter Energie gering zu halten. Um zu vermeiden, dass die Entwicklung von Ausgleichsoptionen für Angebot

und Nachfrage von elektrischer Energie behindert wird, müssen die implementierten Fördersysteme technologieneutral gestaltet werden.

Implikationen für Elektrizitätsnetze

Die Ausweitung der Nutzung erneuerbarer Ressourcen für die Elektrizitätsproduktion und die Anwendung der oben diskutierten Ausgleichsoptionen erfordern zusätzlich einen Ausbau der Elektrizitätsnetze. Das betrifft sowohl das Übertragungsnetz als auch die Verteilnetze, sowohl national als auch international.

Eine Untersuchung technischer Restriktionen in Verteilnetzen (s. Abschnitt 6.1.1 und 6.2.1 im Haupttext) zeigt auf, dass die Kapazitäten bei Nutzung von Laststeuerung (“demand side management”) wegen der ansteigenden Gleichzeitigkeit der Lasten voraussichtlich schnell erschöpft sein werden. Die Verletzung operativer Grenzen kann dadurch verhindert werden, dass Last und Erzeugung im Verteilnetz koordiniert werden. Um die Umsetzung der Laststeuerung im Hinblick auf ihren Nutzungskomfort zu optimieren, sollte sie so weit wie möglich automatisiert werden. Für die notwendige Verstärkung der Verteilnetze werden Kosten von 1.000 € pro Haushalt abgeschätzt, die bei Ausnutzung des Potentials Laststeuerung voraussichtlich ab 2020 zu investieren sind. Diese sind im Vergleich zu den jährlich eingesparten Erzeugungskosten von ungefähr 18 € pro Haushalt hoch.

Basierend auf Berechnungen für das Übertragungsnetz mit Hilfe von Profilen typischer Tage (“Typtage”) (s. Abschnitt 6.1.2 und 6.2.2 im Haupttext) ist langfristig dessen Erweiterung um etwa 3.000 km oder mehr notwendig, um der räumlichen Verschiebung der Erzeugung aufgrund des substantiellen Anstiegs operativer Off-Shore-Windanlagen gerecht zu werden. Die Beschränkung der Anlayse auf Typtage bedeutet, dass durch diese errechnete Erweiterung allerdings maximal nur etwa 70 Prozent der insgesamt installierten Windkraftleistung übertragen werden können. In seltenen Extremsituationen, in denen die Leistung 70 Prozent der Maximalleistung übersteigt, müssten daher Windkraftanlagen abgeschaltet werden, um Schäden am Übertragungsnetz zu vermeiden. Für die Abschätzung der Werte wird außerdem angenommen, dass kein starker Austausch von elektrischer Energie mit Nachbarländern stattfindet. Andere Studien, die auch die netzseitige Abdeckung extremer Einspeisesituationen und einen starken Austausch mit Nachbarländern für die Abschätzung des Ausbaubedarfs vorsehen, kommen zu einer Erweiterung von etwa 3.500 Kilometern, die bereits in 2020 notwendig sein werden.

Unter Berücksichtigung der derzeitigen und voraussichtlich zukünftigen Entwicklung der Netztechnologien erscheint aus heutiger Sicht die Verwendung einer Kombination von konventionellen Drehstromfreileitungen mit Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) am plausibelsten. Aus Rechnungen auf Basis von Typtagen ergeben sich damit langfristig (2040+) Investitionskosten von sechs bis acht Milliarden € bzw. entsprechend etwa 0,2 bis 0,35 €-Cent pro kWh eingespeister Windenergie.

Wirtschaftspolitische Optionen für die Nutzung von Speichersystemen

Die theoretische Analyse möglicher Probleme einer Marktwirtschaft angesichts wetterabhängiger Elektrizitätserzeugung und kulturell beeinflusster Nachfragefluktuationen (s. Abschnitt 7.1 im Haupttext) zeigt, dass mit dem Einsatz von Ausgleichstechnologien im Elektrizitätssystem verschiedene Nutzen verbunden sind. Durch die Verbesserung der Infrastruktur über nationale Grenzen hinweg könnten die Fluktuationen durch Lieferungen aus Regionen mit Angebotsüberschuss in Regionen mit Angebotsdefizit gedämpft werden. Sowohl Stromanbieter als auch -händler könnten an dem Betrieb von Speichersystemen interessiert sein. Während Anbieter die Systeme voraussichtlich nahe der Erzeugung installieren werden, werden Händler sie eher in Kundennähe platzieren. Netzbetreiber könnten Speicheranlagen idealerweise in Bereichen hoher Netzinstabilität aufstellen. Allerdings ist es Netzbetreibern aufgrund der "Unbundling"-Richtlinie der Europäischen Union derzeit nicht erlaubt Speicheranlagen in nennenswertem Umfang zu betreiben.

Die Anwendung von Energiespeichern führt zu einigen Systemverbesserungen, mit denen politische Eingriffe in den Markt gerechtfertigt werden können (s. Abschnitt 7.2 im Haupttext). Die Stabilität der Energiebereitstellung wird erhöht, Umweltexternalitäten – vor allem die durch Klimawandel hervorgerufenen – werden reduziert, durch einen erhöhten Anteil dezentraler Anlagen kann eine Monopolmacht in Zeiten knappen Angebots reduziert werden und die Anwendung von Technologien mit nicht versicherbaren Risiken (Kernkraftwerke) können reduziert oder im Fall von Deutschland ersetzt werden. Aufgrund historisch gewachsener Förderstrukturen werden andere Technologien im Energiebereich bereits staatlich gefördert. Daher ist derzeit aus praktischen Gründen zusätzlich eine Förderung von Ausgleichstechnologien notwendig, die über die der Forschung, Entwicklung und Demonstration hinausgeht.

Rechtliche Analyse der Rahmenbedingungen

Einige der aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen sollten im Zusammenhang mit der Realisierung von Strategien zum Ausgleich von Nachfrage und Angebot elektrischer Energie bereits jetzt untersucht werden. Die rechtswissenschaftlichen Analysen in der vorliegenden Studie werden unterteilt in Aspekte zentraler Speichersysteme (Abschnitt 8.2 im Haupttext), dezentraler Speichersysteme inklusive Lastmanagement sowie "intelligenter" Netze (Abschnitt 8.3 im Haupttext) und der Erweiterung des Übertragungsnetzes (Abschnitt 8.4 im Haupttext). Die Ergebnisse sind im Folgenden dargestellt.

Im Bereich zentraler Speichersysteme sollte sowohl im derzeitigen Recht als auch im noch zu gestaltenden Recht geklärt werden, ob die Anwendung von Speichertechnologien der Erzeugerseite oder der Netzseite zugeordnet werden soll. Ihre rechtliche Klassifikation hat insbesondere Auswirkungen auf die Bewertung zivilrechtlicher Fragen wie z.B. die der diskriminierungsfreien Nutzung, des

diskriminierungsfreien Zugangs und der Entflechtung (“Unbundling”). Es können verschiedene negative Anreize und Barrieren durch die derzeitige Gesetzgebung identifiziert werden, die Auswirkungen auf Investitionen in Speichertechnologien haben. Die in erster Linie betroffenen Akteure sind Erzeuger von Elektrizität aus erneuerbaren Energien und Übertragungsnetzbetreiber, die aufgrund des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG) Strom aus erneuerbaren Energien kaufen und vermarkten müssen. Zusätzlich könnte ein spezielles Planungsregelwerk für die Nutzung von Untergrundressourcen helfen, potentielle Konflikte zwischen den einzelnen Nutzern und zwischen Nutzern und den jeweiligen Landeigentümern zu entschärfen. Um die Entwicklung von Speichertechnologien nicht durch die Gesetzgebung zu behindern, sollten entsprechende negative Anreize beseitigt werden.

Im Bereich dezentraler Speichersysteme, insbesondere bei der Elektromobilität, intelligenten Netzen und allgemeiner beim Lastmanagement, müssen vertragliche Fragen in Verbindung mit ganz neuen Akteuren und Netzwerken hinsichtlich der Sorgfaltspflichten, Kooperation und Information sowie Nutzungsbedingungen beantwortet werden. Außerdem stellt sich durch die Möglichkeiten, weitreichende und sehr detaillierte individuelle Profile der Mobilität und Energienutzung zu generieren, die Frage, inwieweit die derzeitige Gesetzgebung im Bereich des Datenschutzes dazu geeignet ist, mit der Menge und Qualität der Daten sowie mit den neuen Arten der Datenerfassung, -aufarbeitung und -nutzung legitim umzugehen. Neue Ansätze für Lösungen innerhalb und außerhalb des gesetzlichen Rahmens werden berücksichtigt werden müssen.

Derzeitige Verfahren für den Ausbau von Übertragungsnetzen sind sehr divers und in bestimmten Bereichen dysfunktional. Besonders problematisch erscheinen punktuelle Investitionspflichten von Netzbetreibern, die zivilrechtlich behandelt werden und bei denen gesamtwirtschaftliche Aspekte nicht adäquat berücksichtigt werden (z.B. § 9 EEG). Hier wird ein umfassenderer und systematischerer Ansatz benötigt. Auf nationaler Ebene könnte die Situation durch ein fundamentales Reformmodell für strategische Investitionsprojekte in Übertragungsleitungen verbessert werden. Einige Verbesserungen und Standardisierungen, z.B. in Bezug auf Richtlinien guter Praxis bei öffentlichen Anhörungen, könnten den Umgang bei Konflikten mit der betroffenen lokalen Bevölkerung verbessern. Die Möglichkeiten für Reformen auf europäischer Ebene sind begrenzt. Jedoch wäre eine bessere Koordination auf dieser Ebene sinnvoll.

Herausforderungen und Empfehlungen

Die Anforderungen an den Ausgleich elektrischer Energie im System werden mit steigendem Anteil von Elektrizität aus erneuerbaren Energien zunehmen. Allerdings zeigt die obige Zusammenfassung der Analysen in dieser Studie bereits, dass einige Herausforderungen mit der Nutzung alternativer Optionen, die niedrige CO₂-Emissionen aufweisen, verbunden sind. Zu diesen gehören Energiespeicher inklusive Lastmanagement sowie die Überinstallation der Erzeugungskapazität

zusammen mit einem entsprechenden Netzausbau. Zur Gewährleistung einer stabilen Elektrizitätsversorgung müssen dabei die verschiedenen Standorte in Europa und die relevanten Zeitskalen von Sekunden zu Tagen und Wochen berücksichtigt werden.

Im Folgenden werden die 13 identifizierten Herausforderungen mit entsprechenden Empfehlungen, die aus der Studie abgeleitet wurden (s. Abschnitt 9.2 im Haupttext), zusammengefasst aufgelistet.

Herausforderung 1: Bereitstellung ausreichender Speicherkapazität in Deutschland

- Ein *Mix verschiedener Speicheroptionen*, der auf die Netzrestriktionen abgestimmt ist, sollte installiert werden um die Abschaltung von Windkraftanlagen in der Spitzenerzeugung zu verhindern und die Anwendung von kohlenstoffarmen Alternativen zum Schließen von Angebotslücken zu ermöglichen.
- *Internationale Netzwerke* sollten etabliert werden, um große Speicherpotentiale in einigen europäischen Ländern weiterzuentwickeln und nutzbar zu machen.
- *Die Überinstallation* der Kapazität von Wind- und Solar-Kraftwerken zusammen mit der Gewährleistung ausreichender Übertragungskapazität sollte als Option berücksichtigt werden.
- *Alternative technische Optionen*, wie etwa die Nutzung der Gasnetze für die Speicherung von Energie, sollten weiter analysiert werden.
- *Negative Anreize in der rechtlichen Regulierung* sollten beseitigt und in Zukunft vermieden werden.
- *Forschung, Entwicklung und Demonstration der Technologien* sollten intensiviert werden, um die Kosten der Speichertechnologien zu reduzieren.

Herausforderung 2: Realisierung technischer Potentiale dezentraler Optionen

- *Automatisierte technische Lösungen* für die Steuerung von Lasten sollten entwickelt werden, um Minderungen im Nutzungskomfort zu vermeiden.
- *Flexible Tarife* sollten eingeführt werden, um die Wahrnehmung von Knappheiten und temporären Variationen im Wert elektrischer Energie zu steigern.
- *Datenanforderungen* für Steuerungsvorgänge sollten minimiert und adäquate Datenschutzbestimmungen eingerichtet werden.
- *Forschung, Entwicklung und Demonstration für die Standardisierung* sollten vor allem im Bereich automatisierten Lastmanagements weiter vorangetrieben werden.

Herausforderung 3: Management der Umwelt- und Ressourcennutzung

- Durch eine *geeignete Gestaltung* der Technologien sollten potentielle Hemmnisse durch die limitierte Verfügbarkeit benötigter Ressourcen oder durch das Auftreten von Umwelteffekten bei Massenbedarf bereits frühzeitig berücksichtigt werden.
- *Kontinuierliche Beobachtungen* der Ressourcennutzung und der Märkte während der Entwicklung sollten erfolgen.
- *Forschung, Entwicklung und Demonstration in den Bereichen Recycling von Sekundärrohstoffen und Substitute* sollte erfolgen und wo notwendig sollten entsprechende Prozesse eingerichtet werden.

Herausforderung 4: Bereitstellung ausreichender Netzwerkkapazitäten für den Transport von Elektrizität

- Eine *Beschleunigung von Planungsprozeduren* sollte durch die Einführung strukturierter Mechanismen erreicht werden.
- Eine *Stärkung der nationalen und europäischen Interessen* im Verhältnis zu regionalen Interessen sollte über die Reformierung des Regulierungssystems erreicht werden.
- *Forschung und Entwicklung sollte durch den Regulator unterstützt werden*, indem die entstehenden Kosten im Rahmen der Kostenerstattung akzeptiert werden.

Herausforderung 5: Adäquate Berücksichtigung von Ausgleichsstrategien in Regelwerken

- *Zuordnungen und Definitionen* im Zusammenhang mit Ausgleichstechnologien sollten in den entsprechenden Regelwerken geklärt werden.
- Entscheidungen über die *Zuordnung von Speicheranlagen* zur Netz- oder zur Erzeugungsebene sollten vom Gesetzgeber getroffen werden.

Herausforderung 6: Gestaltung eines europäischen Energiemarkts

- *Austausch von Elektrizität* sollte ermöglicht werden, indem das Übertragungsnetz weiter ausgebaut wird.
- Ein *Rahmen für eine kohlenstoffarme Energieversorgung* sollte für Europa implementiert werden, der umfassend, langzeitorientiert und weitreichend bzw. ehrgeizig ist und über 2020 hinaus geht.
- *Europas Elektrizitätsmärkte* sollten weiter integriert werden.

Herausforderung 7: Beseitigung überholter Subventionen und Steuern

- *Optimale ökonomische Rahmenbedingungen* sollten hergestellt werden, indem überholte Subventionen und Steuern schrittweise zurückgenommen und konsistente Maßnahmen wie Demonstrationsprojekte und zeitlich beschränkte Startsubventionen eingeführt werden.
- *Historisch gewachsenen Missständen in den Rahmenbedingungen* sollte durch zeitlich begrenzte Subventions- und Steuerausgestaltungen begegnet werden.

Herausforderung 8: Umwandlung von Markt-Externalitäten in Kosten und Erlöse

- *Sozioökonomischer Nutzen* sollten internalisiert werden, indem entsprechende Märkte und Kompensationsmechanismen eingerichtet werden.
- *Kosten von Systemdienstleistungen* sollten internalisiert werden, indem Mechanismen eingeführt werden, über die Stromerzeuger für die geleisteten Dienstleistungen, die sie für einen reibungslosen Betrieb der Kraftwerke benötigen, inklusive der Netze, zahlen müssen.
- *Vorteile durch Koordination* der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien mit dem Netzmanagement und der Nutzung von Speichern sollten im Hinblick auf die Realisierung zusätzlichen Nutzens untersucht werden.
- *Mögliche Geschäftsmodelle* sollen im Detail analysiert werden.
- *Detaillierte Systemanalysen von Nutzen* durch die Anwendung von Ausgleichsstrategien sollten als Basis für Politikentscheidungen durchgeführt werden.

Herausforderung 9: Handhabung neuer komplexer Marktstrukturen

- *Vertragliche Herausforderungen auf neuen Märkten* sollten im Detail analysiert werden.
- *Generelle rechtliche Maßnahmen für neue Märkte* sollten entwickelt werden.

Herausforderung 10: Stärkung wissenschaftlicher Beratung im Bereich der Ausgleichsstrategien

- Die *Energiesystemanalyse* sollte durch intensive Forschung mit umfassenden Modellen und unter der koordinierten Kooperation relevanter Institutionen verbessert werden.

- *Großprojekte zur Energiesystemmodellierung* sollten durchgeführt und Vorteile ihrer Institutionalisierung, die regelmäßige Aktualisierungen und Beobachtung der Systementwicklungen erlauben würde, untersucht werden.
- Die *europäische Perspektive*, unter der Berücksichtigung nationaler Politiken, sollte für eine erweiterte Energiesystemanalyse verpflichtend sein.
- Die *benötigte installierte Leistung und Energiekapazität* sollten in zukünftigen Studien als Hauptaspekte im Detail analysiert werden.

Herausforderung 11: Adäquate Unterstützung der Verwendung neuer Technologien

- *Startsubventionen* sollten eingeführt werden, die auf Marktmechanismen basieren, und automatisch auf das Niveau der Kompensation von Externalitäten abgesenkt werden, um die Verwendung vielversprechender Technologien adäquat zu fördern.
- *Investitionen in Forschung, Entwicklung und Demonstration für Speichersysteme* sollten erhöht werden.

Herausforderung 12: Adäquate Unterstützung von Langzeitinvestitionen

- *Politische Entscheidungen über Rahmenbedingungen* auf nationaler und internationaler Ebene sollten zuverlässig und langfristig sowie in Übereinstimmung mit der europäischen Wettbewerbspolitik festgelegt werden.
- Eine *verlässliche Basis für Entscheidungen über Rahmenbedingungen* sollte durch erweiterte Energiesystemanalysen geschaffen werden.

Herausforderung 13: Umgang mit Konflikten bei Großprojekten

- *Adäquate Mechanismen für die Beteiligung* betroffener Parteien und der breiteren Öffentlichkeit im Entscheidungsprozess sollten eingerichtet werden.
- *Die Einrichtung eines speziellen Planungsregelwerks für Untergrundressourcen* sollte auf ihr Potential zur Vermeidung möglicher Konflikte der relevanten Interessengruppen hin analysiert werden.
- *Maßnahmen zur Konfliktlösung* wie die Gewährung adäquater Kompensationsmaßnahmen sollten weiter analysiert und, wo sinnvoll, angewandt werden.