

Ergebnisbericht | September 2016

Ergebnisse und Empfehlungen des BMBF-Forschungsprojektes Regenerative Stromversorgung & Speicherbedarf in 2050

Teilbericht D13+D14

FKZ: 03SF0439B

Förderung durch Bundesministerium für
Bildung und Forschung (BMBF)



GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

Das diesem Bericht zugrunde liegende Forschungsvorhaben wurde durch das BMBF gefördert.
Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Bitte den Bericht im Fall einer verkürzten Autorenliste wie folgt zitieren:

Vogt et al. (2016): „RESTORE 2050 – Regenerative Stromversorgung & Speicherbedarf im Jahr 2050, Projektabschlussbericht: Ergebnisse und Handlungsempfehlungen“; FKZ 03SF0439, gefördert durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF); Oldenburg, Sep. 2016

Autoren (siehe Partner)

Dr. Lueder von Bremen¹, Mathis Buddeke², Dr. Detlev Heinemann¹, Alexander Kies¹, Dr. David Kleinhans³, Christine Krüger², Frank Merten², Maximilian Preute², Sascha Samadi², Dr. Thomas Vogt^{3;b}, Lukas Wienholt³

Projektlaufzeit: Nov. 2012 bis Sep. 2016

Projektkoordination:

Dr. Thomas Vogt

NEXT ENERGY - EWE-Forschungszentrum für Energietechnologie e. V.

Carl-von-Ossietzky-Str. 15

26129 Oldenburg

Tel: 0441 99906-103; Fax: 0441 99906-109

E-Mail: thomas.vogt@next-energy.de

Projektpartner:

1) Carl von Ossietzky Universität Oldenburg

Institut für Physik – Energiemeteorologie

Ammerländer Heerstr. 114-118

26129 Oldenburg

www.uni-oldenburg.de/energiemeteorologie

2) Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH

Döppersberg 19

42103 Wuppertal

www.wupperinst.org

3) NEXT ENERGY – EWE Forschungszentrum für Energietechnologie e.V.

Carl-von-Ossietzky-Str. 15

26129 Oldenburg

www.next-energy.de

Impressum**Ansprechpartner/-in**

Dipl.-Phys. Frank Merten

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH

Forschungsgruppe Zukünftige Energie- und Mobilitätsstrukturen

Döppersberg 19

42103 Wuppertal

Telefon: 0202-2492-126; FAX: 0202-2492+198

frank.merten@wupperinst.org

Stand

September 2016

Inhaltsverzeichnis

1	Kurzdarstellung des Projektes	6
1.1	Zielstellung	6
1.2	Forschungsfragen	6
1.3	Meilensteine	7
1.4	Verbundpartner	7
1.5	Zuwendungsgeber und Projektlaufzeit	8
2	Modelleingangsgrößen	9
2.1	Begriffsdefinition Referenz-, Basis- und Potenzialszenarien	9
2.2	Meta-Analyse und Auswahl der Referenzszenarien (Wuppertal Institut)	9
2.2.1	Referenzszenarien	10
2.2.2	Stromerzeugung	12
2.2.3	Stromnetzausbau	13
2.2.4	Speicherbedarf	13
2.2.5	Lastverschiebepotenzial	13
2.3	Simulation von EE-Einspeisungszeitreihen und Ausbauoptimierung (Universität Oldenburg)	13
2.3.1	On- und offshore Windenergie	14
2.3.2	PV und CSP	14
2.3.3	Wasserkraft	14
2.3.4	Geothermie und Biomasse	14
2.3.5	Repräsentatives Wetterjahr	14
2.3.6	Ökonomisch-räumliche Ausbauoptimierung	15
2.4	Erneuerbare Energie-Importe (Universität Oldenburg)	15
2.4.1	CSP aus Nordafrika	16
2.4.2	Wasserkraft aus Norwegen	17
2.5	Europäischer Lastgang 2050 (Wuppertal Institut)	18
2.5.1	Geographischer Untersuchungsraum	18
2.5.2	Methodik zur Genese landesspezifischer Lastgangsdaten	19
2.5.3	Europäischer Lastgang 2050	21
2.6	Lastmanagement (NEXT ENERGY)	22
2.6.1	Methodik zur Quantifizierung großskaliger DSM-Potenziale	23
2.6.2	DSM-Potenzial	24
2.7	Stromspeicher (NEXT ENERGY)	24
2.7.1	Basis- vs. Potenzialszenario	24
2.7.2	Modell- und szenariospezifische Charakterisierung	25
2.7.3	Ergebnis Basisszenario	26
2.7.4	Ergebnis Potenzialszenario	26
3	Modellbeschreibung (Wuppertal Institut)	28
3.1	Zielstellung des Modells	28
3.2	Struktur und Modellogik	28
3.2.1	Speicher	28
3.2.2	Lastmanagement	29
3.2.3	Netze	29
3.2.4	Regelbare Erneuerbare Energien	29
3.2.5	Simulationszeitraum und rollierende Planung	30

3.2.6	Räumliche Auflösung	30
3.2.7	Modularer Aufbau	31
3.3	Zielfunktion: Minimierung der Residuallast	32
3.4	Simulationsplan und -konfiguration	34
4	Charakterisierung europäischer Zielszenarien (Wuppertal Institut)	37
4.1	Installierte EE-Kapazitäten	37
4.2	EE-Stromerzeugung	38
4.3	EE-Deckungsraten im Gesamtsystem	39
4.4	Gradienten der Residuallast	40
4.5	Speichereinsatz	41
4.6	Übertragungsnetz	41
4.7	Regionalisierung	43
5	Optimierung der räumlichen EE-Kapazitätsverteilung (Universität Oldenburg)	44
5.1	Methodisches Vorgehen	44
5.2	Ergebnisse und Diskussion	46
5.3	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	48
6	Implikationen unterschiedlicher Wetterjahre und Netztopologien (Universität Oldenburg)	50
6.1	Methodisches Vorgehen	50
6.2	Ergebnisse und Diskussion	50
6.3	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	54
7	Systemische Implikationen des Ausbau von Flexibilitätsoptionen in Europa	55
7.1	Welchen Beitrag können grenzüberschreitende Stromnetze zur Integration von EE leisten? (Wuppertal Institut)	55
7.1.1	Methodisches Vorgehen	55
7.1.2	Ergebnisse und Diskussion	56
7.1.3	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	57
7.2	Welchen Beitrag können Speichertechnologien zur Integration von EE-Strom leisten? (Wuppertal Institut)	58
7.2.1	Methodisches Vorgehen	58
7.2.2	Ergebnisse und Diskussion	58
7.3	Welchen Beitrag können DSM-Technologien zur Integration von EE-Strom leisten? (NEXT ENERGY)	60
7.3.1	Methodisches Vorgehen	60
7.3.2	Ergebnisse und Diskussion	60
7.3.3	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	62
7.4	Auswirkungen geregelter CSP Einspeisung aus Nordafrika auf die Lastdeckung in Europa (Universität Oldenburg)	63
7.4.1	Methodisches Vorgehen	64
7.4.2	Ergebnisse und Diskussion	64
7.4.3	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	65
7.5	Abhängigkeit des Backup-Energiebedarfs von thermischer Speichergröße und CSP-Anteil (Universität Oldenburg)	66
7.5.1	Methodisches Vorgehen	66
7.5.2	Ergebnisse und Diskussion	67
7.5.3	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	67

8 Wechselwirkungen von Netz-, DSM und Speicherausbau	69
8.1 Wie wirken sich verschiedene Netz-Konfigurationen auf den Speicherbedarf aus? (Wuppertal Institut)	69
8.1.1 Methodisches Vorgehen	69
8.1.2 Ergebnisse und Diskussion	69
8.1.3 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	72
8.2 Wie wirkt sich die Nutzung von DSM-Technologien auf die Netzauslastung aus? (NEXT ENERGY)	72
8.2.1 Methodisches Vorgehen	72
8.2.2 Ergebnisse und Diskussion	72
8.2.3 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	74
8.3 Wie wirkt sich die Nutzung von DSM-Technologien auf die Nutzung verschiedener Speichertechnologien aus? (NEXT ENERGY)	74
8.3.1 Methodisches Vorgehen	74
8.3.2 Ergebnisse und Diskussion	74
8.3.3 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	77
9 Zusammenfassende Empfehlungen	78
9.1 EE-Szenarien und -Strategien	78
9.2 Stromnetze und Überregionaler Energieaustausch	79
9.3 Energiespeicher	80
9.4 Lastmanagement	81
9.5 Backup-Kapazitäten	82
9.6 Deutschland	83
Anhang	87
A Stromnachfrage durch Wärmepumpen	87
B Stromnachfrage durch Elektromobilität	88
C Kuppelkapazitäten des Übertragungsnetzes: Basisnetz	89
D Kuppelkapazitäten des Übertragungsnetzes: Zubau zw. Basis- und Max-Netz	90

Verbundpartner

Verbundkoordination

Dr. Thomas Vogt
NEXT ENERGY - EWE-Forschungszentrum für Energietechnologie e. V.
an der Carl von Ossietzky Universität Oldenburg
Carl-von-Ossietzky-Str. 15
26129 Oldenburg
www.next-energy.de
Tel: 0441 99906-103
Fax: 0441 99906-109
E-Mail: thomas.vogt@next-energy.de

Ansprechpersonen Verbundpartner und Leiter Arbeitspakete

Dr. Detlev Heinemann (AP 2 und AP 3)
Carl von Ossietzky Universität Oldenburg
Institut für Physik
Abteilung EHF
Arbeitsgruppe Energiemeteorologie
Carl-von-Ossietzky-Straße 9-11
D-26129 Oldenburg
www.uni-oldenburg.de
Tel: 0441-798 3543
Fax: 0441-798 3326
E-Mail: detlev.heinemann@uni-oldenburg.de

Frank Merten (AP 1, AP 4 und AP 7)
Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie
Döppersberg 19
42103 Wuppertal
www.wupperinst.org
Tel.: 0202 - 2492 126
Fax: 0202 – 2492 198
E-Mail: frank.merten@wupperinst.org

Dr. David Kleinhans (AP 5 und AP 6)
NEXT ENERGY - EWE-Forschungszentrum für Energietechnologie e. V.
an der Carl von Ossietzky Universität Oldenburg
Carl-von-Ossietzky-Str. 15
26129 Oldenburg
www.next-energy.de
Tel: 0441 99906-106
Fax: 0441 99906-109
E-Mail: david.kleinhans@next-energy.de

1 Kurzdarstellung des Projektes

Viele Studien kommen zu der Bewertung, dass eine nahezu vollständig auf erneuerbaren Energien (EE) aufbauende Stromversorgung im Jahr 2050 in Deutschland und Europa realisierbar ist. Gleichwohl decken viele Arbeiten eine Reihe entscheidender Zusammenhänge und Fragen für ein robustes Zielsystem nicht ausreichend ab. Dazu zählen unter anderem die systemischen Wechselwirkungen durch den parallel stattfindenden (trans-) europäischen EE-Ausbau, die meteorologischen Dargebotsschwankungen in unterschiedlichen zeitlichen und räumlichen Skalen sowie entsprechend robuste und differenzierte Bedarfs- und Einsatzanalysen für Speicher und Grenzkuppelstellen. In RESTORE 2050 wurden diese offenen und strategisch relevanten Forschungsfragen durch eine Kombination aus Meta-Analysen und vertiefender Systemstudien auf Basis umfangreicher Modellsimulationen untersucht.

1.1 Zielstellung

Das übergeordnete Ziel des Forschungs-Projektes RESTORE 2050 (Regenerative Stromversorgung & Speicherbedarf in 2050; Förderkennzeichen 03SF0439) war es, wissenschaftlich belastbare Handlungsempfehlungen für die Transformation des deutschen Stromsystems im europäischen Kontext zu geben. Dafür wurden auf Basis der zukünftig prognostizierten Entwicklung von Stromangebot und -nachfrage innerhalb des ENTSO-E Netzverbundes für den Zeithorizont des Jahres 2050 sowie mittels örtlich und zeitlich hoch aufgelöster meteorologischer Zeitreihen die Themenkomplexe (1) Nationale Ausbaustrategien für erneuerbare Energien, (2) Übertragungsnetzausbau und (3) Alternativmaßnahmen wie Lastmanagement, (4) Bedeutung des EE-Stromausstauschs mit Drittstaaten und (5) die Rolle von Stromspeichern auf Übertragungsebene analysiert. Die aus den Untersuchungsergebnissen abgeleitenden Handlungsempfehlungen stellen wichtige Beiträge für die weitere Integration von erneuerbaren Energien dar und geben Hinweise für den Aufbau einer leistungsfähigen europäischen Infrastruktur.

1.2 Forschungsfragen

Im Rahmen des Projektes RESTORE 2050 wurden auf Basis der zukünftig möglichen Entwicklung von Stromangebot und -nachfrage innerhalb des ENTSO-E Netzverbundes sowie mittels örtlich und zeitlich hoch aufgelöster meteorologischer Zeitreihen die folgenden Fragenkomplexe adressiert:

- Welche EE-Ausbaustrategien erweisen sich im europäischen Kontext und unter Berücksichtigung von langjährigen meteorologischen Zeitreihen als robust und welche dagegen nicht? Wie sieht diesbezüglich eine optimale räumliche Verteilung der Erzeugungskapazitäten erneuerbarer Energien innerhalb der Länder im Zieljahr 2050 aus?
- Welche Übertragungsnetzkapazität zwischen den Ländern (Grenzkuppelstellen), insbesondere bezogen auf eine stärkere Kopplung mit Norwegen (Wasser-/Windkraft und Speicher) und den Ländern Nordafrikas (Solarstromimport), ist für eine stabile Stromversorgung mit erneuerbaren Energien in Deutschland und in der EU erforderlich?
- Welchen quantitativen Beitrag können ausgewählte Technologien, die unter dem Begriff Demand Side Management (DSM) firmieren, zur Integration von EE-Strom auf europäischer Ebene leisten?
- Wie hoch ist der Bedarf an Stromspeicherkapazitäten und -technologien in Deutschland und Europa mit und ohne Berücksichtigung der Optionen DSM und Netzausbau?

Die oben aufgeführten Fragen wurde im Projektverlauf noch weiter spezifiziert und werden in diesem Bericht in den Kapiteln 4 bis 8 behandelt.

1.3 Meilensteine

Innerhalb der Projektlaufzeit (Nov. 2012 bis Jun. 2016) wurden folgende Arbeitsziele erreicht:

- Arbeitsziele 2012/2013
 - Meta-Analyse bestehender europäischer EE-Ausbauszenarien und Auswahl robuster Zielszenarien für den Untersuchungshorizont des Jahres 2050
 - Entwicklung von europäischen Lastganglinien für das Zieljahr 2050
 - Verfügbarkeit von hochaufgelösten Stromeinspeisungslangzeitreihen für fluktuierende und nicht-fluktuierende EE-Technologien in Europa für ein Jahr
 - Entwicklung eines globalen DSM-Modellkonzepts
 - Entwicklung des Modellkonzepts für die Einsatzoptimierung von Stromnetz, DSM und Energiespeichern
- Arbeitsziele 2014
 - Verfügbarkeit von hochaufgelösten Stromeinspeisungslangzeitreihen für fluktuierende und nicht-fluktuierende EE-Technologien in Europa für zehn Jahre
 - Bereitstellung zusätzlicher Stromeinspeisungs-Langzeitreihen für Nordafrika und Norwegen
 - Entwicklung von DSM-Lastprofilen für Elektro-PKW und Wärmepumpen
 - Bewertung des Lastverschiebungspotenzials ausgewählter DSM-Technologien auf europäischer Ebene
 - Bewertung von Stromspeichertechnologien für den Einsatz auf Übertragungsnetzebene
 - Entwicklung des RESTORE Modells für die Einsatzoptimierung von Stromnetz, DSM und Energiespeichern
- Arbeitsziele 2015 und 2016
 - Verfügbarkeit von hochaufgelösten, ökonomisch-optimierten Stromeinspeisungslangzeitreihen für fluktuierende und nicht-fluktuierende EE-Technologien
 - Analyse und Bewertung von ausgewählten europäischen Zielszenarien für das Jahr 2050 mittels Modellsimulationen des europäischen Verbundnetzes
 - Wissenschaftliche und technische Handlungsempfehlungen für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien unter Berücksichtigung von DSM-Optionen, Speichertechnologien und Netzausbau.

1.4 Verbundpartner

Die Verbundpartner des Projektes RESTORE 2050 sind NEXT ENERGY – EWE-Forschungszentrum für Energietechnologie e.V. (Verbundkoordination, Leitung der Arbeitspakete AP 5 „Lastmanagement“ und AP 6 „Stromspeicher“), die Carl von Ossietzky Universität Oldenburg (Leitung der Arbeitspakete AP 2 „Optimiertes EE-Portfolio 2050“ und AP 3 „EE-Importe 2050“) sowie das Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH (Leitung der Arbeitspakete AP 1 „Szenarienauswahl und Metaanalyse“, AP 4 „Europäischer Lastgang 2050“ und AP 7 „Systemanalyse“).

1.5 Zuwendungsgeber und Projektlaufzeit

Zuwendungsgeber des Projektes RESTORE 2050 (FKZ: 03SF0439) ist das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF). Für die Projektbetreuung ist der Projektträger Jülich (PTJ) zuständig. Die in diesem Bericht dargestellten Projektergebnisse wurden während der Projektlaufzeit vom 01.11.2012 bis 30.06.2016 von den Projektpartnern erarbeitet. Erkenntnisse aus dem im Rahmen des Aufstockungsantrags RESTORE 2050_plus bewilligten zusätzlichen Arbeitspaket 8 „Bewertung von Wasserstoffspeichern und ihre Einsatzmöglichkeiten in EE-dominanten Stromsystemen“ sind nicht Bestandteil dieses Berichtes und werden in einem separaten, ergänzenden Bericht dargestellt.

2 Modelleingangsgrößen

Kapitel 2 beschreibt die wesentlichen Modelleingangsgrößen sowie die verwendeten Daten und Methoden, die Rahmen von RESTORE 2050 genutzt, generiert beziehungsweise entwickelt wurden. Die Kapitelstruktur spiegelt die im Projekt durchgeführten Arbeitspakete (AP) wider:

- AP 1 „Szenarienauswahl und Metaanalyse“ (s. Kap. 2.2)
- AP 2 „Optimiertes EE-Portfolio 2050“ (s. Kap. 2.3)
- AP 3 „EE-Importe 2050“ (s. Kap. 2.4)
- AP 4 „Europäischer Lastgang 2050“ (s. Kap. 2.5)
- AP 5 „Lastmanagement“ (s. Kap. 2.6)
- AP 6 „Stromspeicher“ (s. Kap. 2.7)

, welche zusammen mit den Modellentwicklungsarbeiten im AP 7 die Grundlage für die im Rahmen von AP 7 „Systemanalyse“ mittels des RESTORE-Modells (s. Kap. 3) durchgeführten Simulationsläufe bilden. Die gewonnenen Erkenntnisse aus den Simulationen sind in den Kapiteln 4 bis 8 dargestellt aus den Handlungsempfehlungen abgeleitet wurden (s. Kap. 9).

2.1 Begriffsdefinition Referenz-, Basis- und Potenzialszenarien

In diesem Bericht wird oft von Referenzszenarien gesprochen. Damit wird grundsätzlich auf bereits existierende Szenarien zum europäischen Energiesystem 2050 Bezug genommen, die im Rahmen vorangegangener externer Studien entwickelt und veröffentlicht wurden. Diese Referenzszenarien, deren Auswahl im Folgenden beschrieben wird, dienen als Grundlage für die Gestaltung eigener Szenarien im RESTORE 2050 Projekt. Um die eigenen Ergebnisse möglichst mit Arbeiten Dritter vergleichbar zu machen, wurde zur Erstellung der projektspezifischen Szenarien auf Ergebnissen und Daten der Referenzszenarien aufgebaut, um diese um den hier bearbeiteten Forschungsschwerpunkt „Flexibilisierung“ zu ergänzen.

Auf die projektinternen Szenarien wird mit „Basisszenario“ und „Potenzialszenario“ verwiesen. Diese unterscheiden sich im Wesentlichen in der Nutzung der Flexibilisierungspotenziale durch Übertragungsnetze, Energiespeicher und Demand Side Management. Im Basisszenario wird jeweils der im Jahr 2050 erwartete Mindestausbau einer Flexibilitätsoption untersucht, wohingegen die Potenzialszenarien die technischen Potenziale für die Erschließung der jeweiligen Technologien abbilden.

2.2 Meta-Analyse und Auswahl der Referenzszenarien (Wuppertal Institut)

Ziel von AP 1 war es, vorliegende Studien und Szenarien zur Entwicklung des europäischen Stromsystems hin zu nahezu 100% erneuerbaren Energien zu recherchieren und auf ihre Nutzbarkeit für die Untersuchungen innerhalb von RESTORE 2050 zu überprüfen. Die ausgewählten Szenarien wurden anschließend als Ausgangspunkte ("Referenzszenarien") betrachtet, welche die Grundlage für nachgelagerte Untersuchungen zum kostenminimalen EE-Anlagenmix (AP 2), zu den Implikationen eines Strombezugs aus Nordafrika (AP 3), zum Lastverschiebepotenzial (AP 4 und AP 5), zum Bedarf an Speichern (AP 6) und zu (Wechsel-) Wirkungen von Flexibilitätsoptionen (AP 7) bildeten.

2.2.1 Referenzszenarien

Zu Beginn von RESTORE 2050 wurden aktuelle Energieszenarien für Europa recherchiert, die wesentliche Informationen über Stromsysteme für das Jahr 2050 quantitativ darstellen. Insgesamt konnten elf Studien mit 32 Szenarien ermittelt werden, die als Grundlage für die Auswahl geeigneter Szenarien dienen. Ein zentrales Auswahlkriterium stellte sowohl ein hoher Anteil erneuerbarer Energien ($\geq 80\%$) zur Deckung des Stromverbrauchs bis zum Jahr 2050 dar, als auch eine Differenzierung von installierter Kapazität nach Erzeugungstechnologien. Zwölf von 32 Szenarien erfüllen diese Kriterien und wurden in der Folge mittels eines Kriterienrasters einer Detailanalyse unterzogen (für Details s. [Samadi and Merten, 2013]).

Abbildung 1 zeigt die Anteile der verschiedenen Energieträger bzw. Technologien an der europäischen Stromerzeugung in den zwölf näher betrachteten Szenarien im Jahr 2050. Die Abbildung verdeutlicht, dass mit Ausnahme des „GP/EREC - 2050 Szenario“ [Teske et al., 2012] alle Szenarien die Windenergie als die dominierende Stromerzeugungsquelle in Europa im Jahr 2050 ansehen, mit Anteilen zwischen rund 30 % und 55 %. Die Aufteilung zwischen Onshore- und Offshore-Erzeugung unterscheidet sich dabei je nach Szenario zum Teil deutlich. Die Solarenergie ist in den meisten Szenarien die zweitwichtigste Stromerzeugungsquelle, mit Anteilen zwischen knapp 10 % und bis zu 35 %. Auch hier ist die Aufteilung zwischen Photovoltaik und Solarthermie von Szenario zu Szenario teilweise deutlich abweichend.

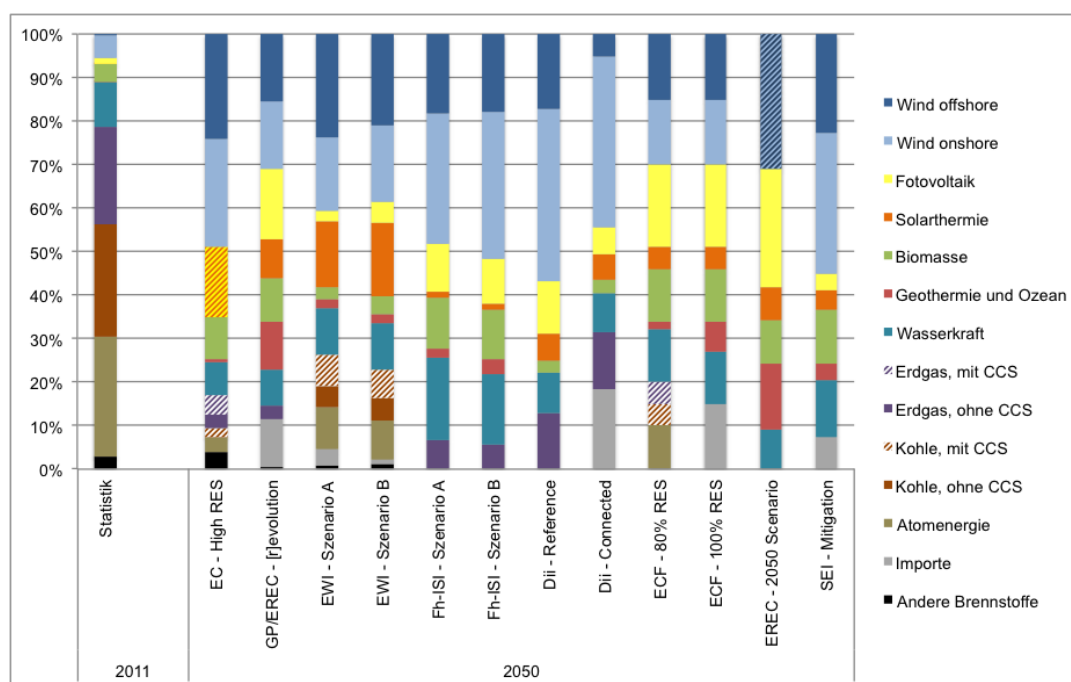


Abbildung 1: Relative Stromerzeugungsanteile in 12 unterschiedlichen europäischen Energieszenarien aufgeschlüsselt nach Energieträgern bzw. Technologien (inkl. Importe) für das Jahr 2050.

Datenbasis: Eigene Darstellung, Daten für das Jahr 2011 nach [Eurostat, 2013], dargestellte Studien: [EC, 2011, Teske et al., 2012, EWI, 2011, Pfluger et al., 2011, IEA, 2012, Dii, 2012, ECF, 2010, EREC, 2010, SEI, 2012].

Auf Grundlage dieser Analysen und in Rücksprache mit dem Projektträger Jülich wurden zwei für die Modellierung innerhalb des Projekts besonders geeignete Szenarien bestimmt. Dabei wurden die folgenden Kriterien für die Auswahl der Referenzszenarien herangezogen:

- Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung im Jahr 2050 sollte möglichst deutlich über 80 % liegen
- Die jeweiligen Stromerzeugungsmixe in den ausgewählten Szenarien unterscheiden sich wesentlich voneinander:
 - Zum einen in Bezug auf fluktuierende vs. regelbare erneuerbare Energien
 - Zum anderen im Hinblick auf die Stromerzeugung aus Wind- vs. Solarenergie
- Die Szenarien weisen 2050 eine deutlich voneinander abweichende Stromnachfrage auf
- Die Szenarien weisen (z. B. in Bezug auf länderscharfe Angaben, Aussagen zu Infrastruktur-/Speicherbedarf) einen möglichst hohen Detailgrad auf
- Die Szenarien wurden unter Nutzung eines Stromsystemmodells mit einer hohen zeitlichen Auflösung erstellt

Unter Berücksichtigung dieser Kriterien wurden die folgenden beiden Szenarien als Grundlage für die Simulation und Analyse in RESTORE 2050 ausgewählt:

- **Fraunhofer ISI 2011 - Szenario B [Pflugler et al., 2011]**
(im Folgenden als „**ISI-Referenzszenario**“ bezeichnet)
 - Hoher dynamischer Anteil erneuerbarer Energien an Stromversorgung (94 % in 2050)
 - Vergleichsweise hoher Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien an der gesamten Stromerzeugung (> 60 % in 2050)
 - Relativ niedrige Stromnachfrage (verglichen mit anderen Szenarien)
 - Hoher Detailgrad in Bezug auf einzelne Länder und das Stromnetz
 - Verwendung eines Stromsystemmodells mit stündlicher Auflösung
- **Greenpeace / EREC 2012 - Szenario: energy [r]evolution [Teske et al., 2012]**
(im Folgenden als „**GP/EREC-Referenzszenario**“ bezeichnet)
 - Hoher dynamischer Anteil erneuerbarer Energien an Stromversorgung (96 % in 2050)
 - Geringerer Wind-Anteil (und höherer Solar-Anteil) als in Szenario B der Studie von Fraunhofer ISI (2011) und den meisten anderen Szenarien.
 - Mittlere bis hohe Stromnachfrage im Vergleich zu den anderen Szenarien

Im Anschluss wurden die zwei ausgewählten Referenzszenarien detailliert ausgewertet, um wesentliche Informationen und Daten zur Stromerzeugung, Stromnetzausbau, dem Bedarf an Stromspeichern sowie der angenommenen Potenziale zur Lastverschiebung analysiert. Die wesentlichen Informationen der beiden Szenarien, die als Grundlage für die eigenen Simulationen und Analysen in RESTORE 2050 dienen, sind in Tabelle 1 zusammengefasst.

Parameter	GP/EREC	ISI
Abgrenzung	Gesamtenergiesystem EU-27	Stromsystem EU-27 + CH und NO
Installierte el. Leistung [GW]	1.549	1.614
Stromnachfrage [TWh]	3.296	3.376
Stromerzeugung [TWh]	4.533	3.641
Stromnetz / Lastdeckung	nicht quantitativ	NTC zw. Ländern
Lastmanagement	nicht quantitativ	nicht explizit untersucht
Speicherleistung [GW]	nicht quantitativ	49,3 (+12,1)

Tabelle 1: Basisdaten der Referenzszenarien EREC und ISI

Datenbasis: [Teske et al., 2012] und [Pfluger et al., 2011]

2.2.2 Stromerzeugung

Beispielhaft ist in Abbildung 2 die installierte Kapazität zur Stromerzeugung nach Technologien dargestellt. Wie die Darstellung veranschaulicht, ist die Höhe der installierten Stromerzeugungskapazitäten in der EU 27 im Jahr 2050 in den beiden Szenarien vergleichbar, unterscheidet sich jedoch hinsichtlich des Technologiemixes signifikant. Deutliche Unterschiede zeigen sich in den Kapazitäten der Solarenergie und der Windenergie. Im GP/EREC-Referenzszenario sind im Jahr 2050 rund 650 GW an Photovoltaik- und CSP-Anlagen installiert, während im ISI-Referenzszenario die Kapazität mit rund 330 GW nur etwa die Hälfte beträgt. Im Gegensatz dazu umfasst die Kapazität zur Stromerzeugung aus Windenergie (on- und offshore) im ISI-Referenzszenario mit fast 800 GW in etwa 60 % mehr Kapazitäten als im GP/EREC-Szenario mit knapp 500 GW.

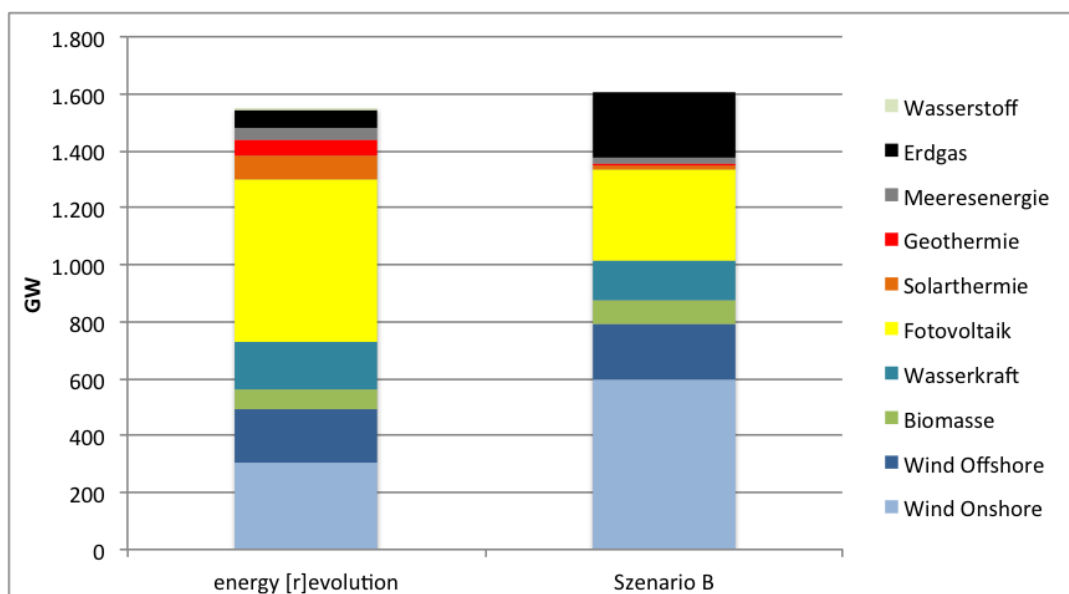


Abbildung 2: Stromerzeugungskapazitäten im Jahr 2050 in der EU 27 nach den ausgewählten Referenzszenarien und aufgeschlüsselt nach Energieträgern bzw. Technologien (in GW)

Datenbasis: Eigene Darstellung nach [Teske et al., 2012] und [Pfluger et al., 2011]

2.2.3 Stromnetzausbau

Während das europäische Stromnetz in der Studie in Auftrag von Greenpeace und EREC [Teske et al., 2012] nicht modelliert wird, findet in der Studie von Fraunhofer ISI [Pfluger et al., 2011] eine entsprechende Modellierung statt. Es werden quantitative Aussagen über den notwendigen Ausbaubedarf der Transferkapazität zwischen den einzelnen europäischen Ländern getroffen. Die Länder der EU (27+2) sind jeweils als ein Knotenpunkt im Stromnetz dargestellt. Die Transferkapazität steigt im Betrachtungszeitraum von 56 GW im Jahr 2008 auf 252 GW im Jahr 2050, insbesondere um die hohe zusätzliche Stromerzeugung aus Wind- und PV-Anlagen in das Stromsystem integrieren zu können.

2.2.4 Speicherbedarf

In [Teske et al., 2012] wird der Speicherbedarf des GP/EREC-Referenzszenarios nicht quantifiziert. Es wird jedoch erwähnt, dass in dem Szenario die Erzeugung von Wasserstoff u.a. zum Zwecke der Speicherung von Strom erfolgt. Die Kraftwerkskapazitäten zur Rückverstromung von Wasserstoff wird mit 5 GW im Jahr 2050 in Europa angegeben. In der Studie von Fraunhofer ISI [Pfluger et al., 2011] wird der Bedarf an Speicherkapazitäten modelliert und es werden quantitative Aussagen über den notwendigen Ausbaubedarf der Speicherkapazitäten (EU 27+2) getroffen. Im ISI-Referenzszenario wird von einem Anstieg von 37,2 GW im Jahr 2008 bis auf 49,3 GW (+12,1 GW bzw. +33 %) im Jahr 2050 ausgegangen. Dabei wird in der Studie nicht weiter spezifiziert, welche Art von Speichern ausgebaut werden. Es wird jedoch angenommen, dass es sich um „Tagesspeicher“ handelt und demnach die dort angegebenen Kapazitäten in dem eigenen Modell in Form von Pumpspeicherkraftwerken und adiabatischen Druckluftspeichern abgebildet.

2.2.5 Lastverschiebepotenzial

In der EREC Studie finden sich keine detaillierten, quantitativen Aussagen zum angenommenen Einsatz von Technologien zur Lastverschiebung (Demand Side Management, DSM). Es wird allerdings angemerkt, dass DSM neben dem Ausbau intelligenter Netze und dem Zubau von Speicherkapazitäten dazu beitragen wird, dass die hohen Anteile fluktuierender erneuerbarer Energien in das zukünftige Stromsystem integriert werden können. Im ISI-Referenzszenario werden explizit keine Maßnahmen zur Lastverschiebung berücksichtigt. Aufgrund des sich im ISI-Referenzszenario ergebenden, vergleichsweise niedrigen Ausbaubedarfs für Speicherkapazitäten, werden der Studie zufolge mögliche zukünftige Maßnahmen zur Lastverschiebung nicht explizit berücksichtigt (vgl. [Pfluger et al., 2011] S.88). Gleichwohl sei davon auszugehen, dass der Speicherbedarf weiter reduziert werden könne, sollten zusätzliche zeitliche Flexibilität in der Stromnachfrage erschlossen werden können.

2.3 Simulation von EE-Einspeisungszeitreihen und Ausbauroptimierung (Universität Oldenburg)

Im Rahmen von AP2 wurden Einspeisungszeitreihen aus Erneuerbaren Energien für 10 Jahre generiert, welche die Wetterjahre 2003 bis 2012 abdecken. Alle Einspeisungszeitreihen der Erneuerbaren Energien wurden auf Länderebene bzw. für offshore Gebiete aggregiert und weiterverwendet. Details zur Modellierung der Zeitserien sind dem RESTORE-Projektbericht D12 „Simulation of renewable feed-in for power system studies“ [Kies and Heinemann, 2016] zu entnehmen. Es ist zu beachten, dass für alle Einspeiser die installierten Kapazitäten (soweit länderscharf verfügbar) aus den Metastudien übernommen wurden. Da die Kapazitätsfaktoren der hier durchgeführten

Simulation nicht notwendigerweise mit den Kapazitätsfaktoren in den Meta-Studien übereinstimmen, ergeben sich zwangsläufig unterschiedliche Einspeisemengen in RESTORE 2050 und in den Meta-Studien.

2.3.1 On- und offshore Windenergie

Für die Simulation der fluktuierenden Einspeisungen von Wind (onshore und offshore) wurden MERRA Reanalysedaten [Rienecker et al., 2011] statistisch auf ein 7x7km Gitter verfeinert (downscaling). In 140 m Nabenhöhe wurde die Windleistung mit der im Jahr 2013 leistungsstärksten Windkraftanlage am Markt (Enercon E126) modelliert.

2.3.2 PV und CSP

Für die Simulation von PV und CSP in Europa wurden die Daten des Breitbandkanals (HRV) von den geostationären Meteosat-Satelliten verwendet. In den Jahren 2003-2005 wurde Meteosat First Generation (MFG) und nachfolgend Meteosat Second Generation (MSG) verwendet. Mit der Heliosat Methode [Hammer et al., 1998, Cano et al., 1986] wurde aus den Satellitenrohdaten die Globalstrahlung und die Direktstrahlung an jedem Pixel abgeleitet. Die räumlich sehr hoch aufgelösten Pixel (<2 km) wurden anschliessend auf das gleiche 7x7 km Gitter gemittelt. Die Konfiguration der PV-Systeme wurde aus den Meta-Studien [Teske et al., 2012] und [Pfluger et al., 2011] übernommen. Die Speicherfähigkeit von Wärme in CSP-Kraftwerken wurde nicht implementiert, da der Speichereinsatz von CSP im RESTORE-Modell gesteuert wird.

2.3.3 Wasserkraft

Anhand der heutigen Nutzung wurde Wasserkraft in Laufwasser und Speicherseen mit einem kontrollierbaren Abfluss für jedes in den Simulationen betrachtete Land unterteilt. Allgemein wird der Zufluss zu Wasserkraftwerken aus ERA-Interim Reanalysedaten ([Dee et al., 2011]) modelliert (s. Abschnitt 2.4.2). Für die Länder Spanien, Frankreich, Portugal, Irland und Großbritannien wurde ebenfalls eine Einspeisung aus Wellenenergie modelliert. Einziger variabler Eingangsparameter hierbei ist die Windgeschwindigkeit, die kubisch eingeht.

2.3.4 Geothermie und Biomasse

Weitere Erneuerbare Einspeiser, die keine direkte Abhängigkeit vom Wetter besitzen sind geothermische Anlagen und Biomasse-Anlagen. Für beide Anlagentypen wurde ein Kapazitätsfaktor von 35% und eine konstante Einspeisung angenommen.

2.3.5 Repräsentatives Wetterjahr

Um die Rechenzeitbedarf zu reduzieren, beschränken sich ein Teil der RESTORE-Modellläufe auf nur ein Jahr. Als repräsentatives Wetterjahr wurde nach Analyse der fluktuierenden Einspeisungen von offshore Wind, onshore Wind, PV und CSP für alle zehn Jahre das Jahr 2004 als repräsentatives Jahr ausgewählt. Repräsentativ bedeutet in diesem Zusammenhang, dass das Jahr 2004 dem Gesamtzeitraum unter gewissen Aspekten und für alle fluktuierenden Erzeuger am besten gleicht. Diese Aspekte sind mittlerer Kapazitätsfaktor und die Differenz zwischen den kumulativen Verteilungen der Einzeljahre zur Grundgesamtheit aller Jahre. Ebenfalls wurden die Differenzen aufeinanderfolgender Einspeisungen, sogenannte Inkremente, für die Zeitskalen stündlich, täglich, wöchentlich und monatlich berechnet und als kumulative Verteilung verglichen. Als einfaches Maß für die Fluktuation wird die Standardabweichung der Einspeisungen auf den

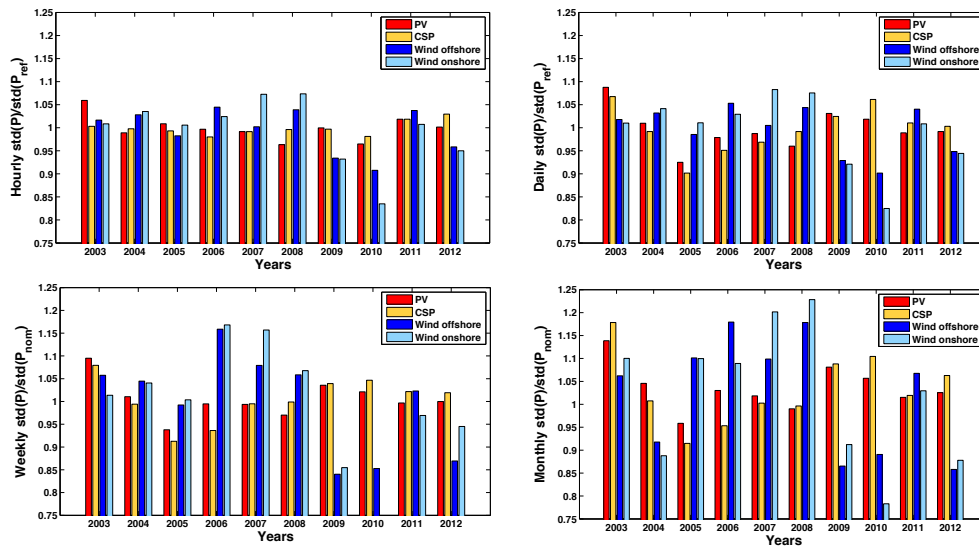


Abbildung 3: Verhältnis der Standardabweichung von PV, CSP, Wind offshore und Wind onshore Einspeisung für jedes Jahr 2003 bis 2012 im Verhältnis zur Gesamtperiode in Europa. Stündliche, tägliche, wöchentliche und monatliche Betrachtung.

genannten Zeitskalen betrachtet. In Abb. 3 (links) ist zu erkennen, dass die Schwankungen aller Einspeiser auf stündlicher Basis im Jahr 2004 sehr nahe am langjährigen Mittel liegen. Die Variation von Monat zu Monat (Abb. 3, rechts) zeigt, dass für Wind nahezu kein Jahr die gleiche Standardabweichung wie die Gesamtzeitreihe besitzt. PV und CSP in 2004 erfüllen jedoch diesen Aspekt sehr gut.

2.3.6 Ökonomisch-räumliche Ausbauoptimierung

Als Kriterium für eine ökonomischen räumlichen Optimierung des Ausbaus an PV und Windkraftanlagen in Europa sowie zur Genese entsprechender EE-Einspeisezeitreihen, wurden die Stromgestehungskosten gewählt, die in Investitionskosten und operative Kosten aufgeteilt sind. In den Rechnungen wurden die Erneuerbaren Energien PV und onshore und offshore Wind eingesetzt. Residuale Lasten wurden mit fossil betriebenen „Schattenkraftwerken“ ausgeglichen. Die verwendete Netztopologie berücksichtigt neue Verbindungen im aktuellen Ten-Year-Development Plan [ENTSO-E, 2014]; jedoch wurde unlimitierte Übertragung angenommen. Das für diese ökonomische Optimierung verwendete Modell sowie die entsprechenden Ergebnisse sind in Abschnitt 5 dargestellt. Die Ergebnisse der Analyse zeigen, dass durch eine Optimierung der räumlichen Kapazitätsverteilung und des Technologiemixes zur Stromerzeugung zwischen PV, onshore & offshore Wind sowie Backup-Kraftwerken die Stromgestehungskosten deutlich um etwa 10% gegenüber dem ISI-Referenzszenario gesenkt werden können.

2.4 Erneuerbare Energie-Importe (Universität Oldenburg)

Die Beiträge norwegischer Wasserkraft und von CSP Kraftwerken in Nordafrika werden im Kontext von RESTORE 2050 als Stromimporte angesehen. Die Simulation der Einspeisezeitreihen basiert auf Wetterdaten der ERA-Interim Reanalyse [Dee et al., 2011] bzw. auf Satellitendaten.

2.4.1 CSP aus Nordafrika

Die notwendige Direktstrahlung (Direct Normal Irradiance DNI) zum Betrieb von CSP Kraftwerken wird über Europa aus dem HRV Kanal und über Nordafrika aus dem LRV (VIS008) Kanal von Meteosat Satelliten abgeleitet. Die Direktstrahlung wurde wie für PV auf einem 7x7 km Gitter und stündliche Auflösung berechnet. Eine Anpassung der Algorithmen für den LRV Kanal zur Bestimmung der notwendigen Direktstrahlung wurde durchgeführt, da aufgrund von anisotroper Reflexion in den Mittagsstunden in Monaten mit einer schnellen Änderung des Sonnenstands (Frühjahr, Herbst) eine deutliche Unterschätzung der Einstrahlung auftritt (Abb. 4, rote Linie).

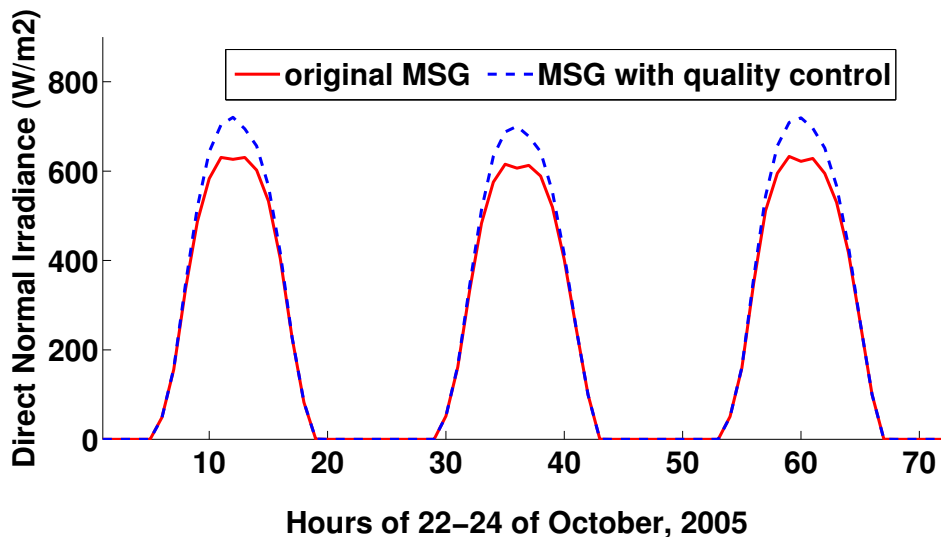


Abbildung 4: Direktstrahlung in Nordafrika an drei beispielhaft ausgewählten Tagen mit (MSG with quality control) und ohne Atmosphärenkorrektur (original MSG).

Zur Korrektur dieses Effekts wurde das Heliosat-Verfahren zur Strahlungsberechnung [Hammer et al., 1998] so umgestellt, dass jeweils nur 10 Tage anstelle der sonst genutzten 30 Tage zur Bestimmung der Albedo verwendet werden. Auswertungen mit dem angepassten Verfahren zeigen eine verbesserte Übereinstimmung mit der Direktstrahlungsberechnungen auf Basis des Breitbandkanals (HRV) von Meteosat First Generation (MFG) Satelliten mit einer zusätzlichen Atmosphärenkorrektur, die nur für das Jahr 2005 ebenfalls als Referenz zur Verfügung standen (Abb. 5, links). Wie Abbildung 5 (rechts) verdeutlicht, kommt es im Frühjahr und Herbst nicht mehr zur Unterschätzung der Direktstrahlung.

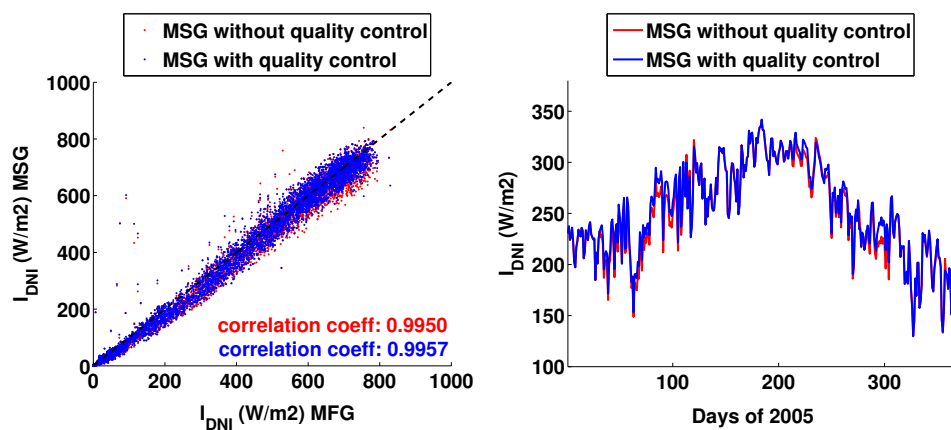


Abbildung 5: Streuplot (links) der Direktstrahlung (original und qualitätsverbessert) in Nordafrika gegen HRV Direktstrahlung aus MFG im Jahr 2005. Rechts Zeitreihe (Tageswerte) der originalen und qualitätsverbesserten Direktstrahlung für Nordafrika im Jahr 2005.

Die solare Direktstrahlung ist sehr sensitiv hinsichtlich Wolken und Aerosolen in der Luft. Ebenfalls sind CSP Kraftwerke laut [Trieb, 2005] nur bei sehr hohen Einstrahlungen effiziente Stromproduzenten. Der Schwellenwert für das technische Potenzial wird bei $1.800 \text{ kWh/m}^2/\text{y}$ gesehen und beim ökonomischen Potenzial bei $> 2.000 \text{ kWh/m}^2/\text{y}$. Da diese Einstrahlungswerte in Italien und Griechenland nicht erreicht werden, werden die Schwellenwerte, wo überhaupt CSP Kraftwerke installiert sein wird, auf $1.750 \text{ kWh/m}^2/\text{y}$ gesenkt. Für Spanien und Nordafrika gilt in der Simulation ein Schwellenwert von $1.800 \text{ kWh/m}^2/\text{y}$. Im Vergleich der täglichen Einspeisung von Spanien und Nordafrika wird die stärkere Variabilität der Bewölkung über Spanien deutlich und führt zu relativ starken Unterschieden in der produzierten Energie aus CSP (Abb. 6). Die Auswirkungen auf das europäische Stromversorgungssystem werden in Abschnitt 7.4 dargestellt.

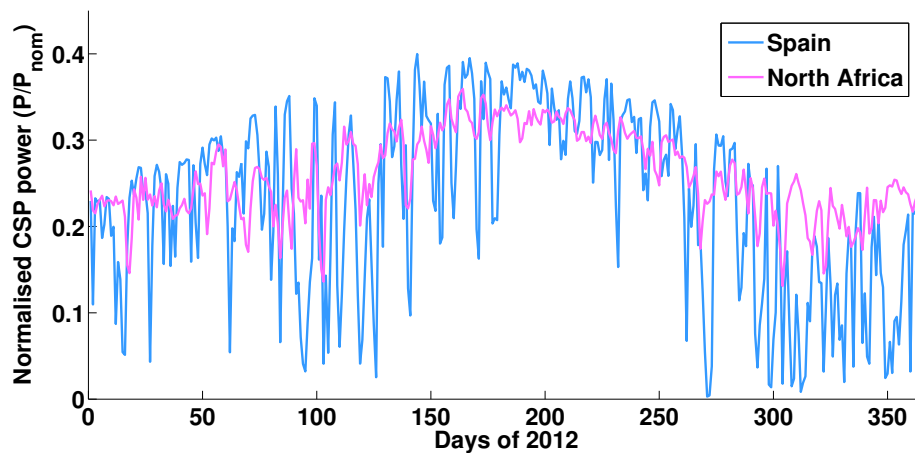


Abbildung 6: Tägliche Einspeisung solarthermischer Kraftwerke in Spanien und Nordafrika im Jahr 2012.

2.4.2 Wasserkraft aus Norwegen

Um den Zufluss von Energie in Wasserkraftwerke (in Norwegen, aber auch in anderen europäischen Staaten) zu modellieren, wurde die potenzielle Energie des Oberflächenabflusses berechnet. Der Oberflächenabfluss ist die Menge an Wasser, die nach vollständiger Sättigung des Bodens als Ergebnis aus Niederschlag, Schneeschmelze, Evapotranspiration usw. fließt. Vereinfachend wird für die Höhendifferenz zur Berechnung der potenziellen Energie die mittlere Höhe der Gitterbox (gegenüber Normalnull) verwendet. Die Gitterboxen wurden pro Land aggregiert und die resultierenden jährlichen Energiezuflüsse anschließend mit der Erzeugung des jeweiligen Landes normiert. Im RESTORE-Modell werden die installierten Leistungen und Reservoirkapazitäten pro Land entsprechend den Vorgaben der jeweiligen Referenzstudie und des gewählten Szenarios gesetzt.

Der Zufluss von Energie (Wasser) in die europäischen Wasserkraftwerke für die Jahre 2003-2012 wurde mit Run-off-Daten (Oberflächenabfluss) der globalen Reanalyse ERA-Interim vom Europäischen Zentrum für mittelfristige Wettervorhersage (ECMWF) berechnet [Dee et al., 2011]. Dieser Datensatz hat eine räumliche Auflösung von 0.75×0.75 Grad und liefert vier Werte pro Tag. Da der Modellierungsansatz keine Zeitverzögerung zwischen Auftreten von Run-off und Zufluss ins Wasserreservoir berücksichtigt, wird der Zuflussdatensatz nur auf Tagesbasis ausgeliefert. Der modellierte Zufluss an Energie in die norwegischen Wasserkraftwerke wurde mit vom Norwegian Water Resources and Energy Directorate [Resources and Directorate, 2014] zur Verfügung gestellten Zuflussdaten verglichen (vgl. Abb. 7). Es zeigt sich sowohl in den Zuflussdaten als auch in den berechneten Werten die starke saisonale Abhängigkeit des Zuflusses und eine gute Übereinstimmung. Details zur Modellierung der Zeitserien sind ebenfalls dem RESTORE-Projektbericht

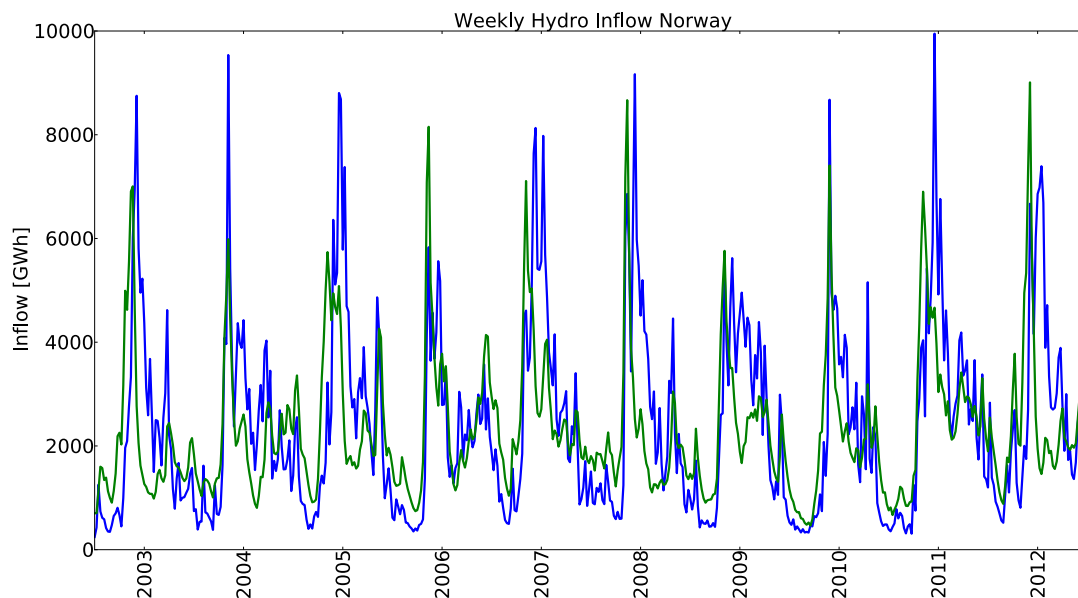


Abbildung 7: Wöchentlicher gemessener (grün) und berechneter (blau) Energiezufluss in norwegische Wasserspeicher. Die gemessenen Daten werden vom Norwegian Water Resources and Energy Directorate bereitgestellt.

D12 „Simulation of renewable feed-in for power system studies“ [Kies and Heinemann, 2016] zu entnehmen.

2.5 Europäischer Lastgang 2050 (Wuppertal Institut)

Das Ziel von AP4 war die Entwicklung von länderscharfen Lastganglinien der europäischen Stromversorgung für das Zieljahr 2050. Diese Zeitreihen in stündlicher Auflösung dienen der Bestimmung der DSM-Potenziale (siehe Kapitel 2.6) und als Eingangsparameter für die modellgestützten Analysen zum optimalen Einsatz verschiedener Flexibilitätsoptionen (siehe Kapitel 3.1). Die wesentlichen Annahmen, methodischen Schritte und Ergebnisse sind im Folgenden zusammengefasst. Eine ausführlichere Darstellung ist in einem separat veröffentlichten Projektbericht zu finden [Eckstein et al., 2015], auf den an relevanten Stellen verwiesen wird.

2.5.1 Geographischer Untersuchungsraum

Der betrachtete geographische Untersuchungsraum ist in Abbildung 8 dargestellt. Dabei handelt es sich insgesamt um 32 Länder des ENTSO-E Verbundes, deren Stromversorgung über die Stromtransportnetze synchron miteinander gekoppelt sind. Folglich werden im Untersuchungsraum der ENTSO-E mehr einzelne Länder als in den beiden ausgewählten Referenzszenarien (siehe Abschnitt 2.2) verwendet. Zusätzlich wird die Einspeiseregion „Nordafrika“ für Stromimporte aus solarthermischen Kraftwerken implementiert, da sie eine strategisch und systemtechnisch sehr interessante Option darstellt und zudem Bestandteil des GP/EREC-Referenzszenarios ist.

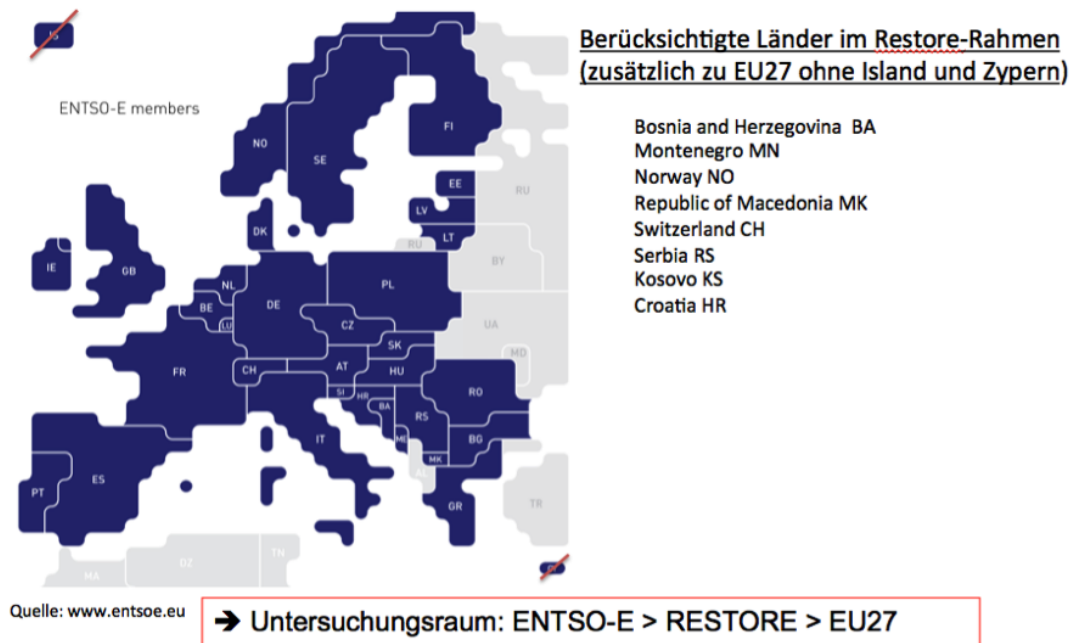


Abbildung 8: Ausgewählter Untersuchungsraum
Bildquelle: ENTSE-E

2.5.2 Methodik zur Genese landesspezifischer Lastgangsdaten

Für die Bestimmung der landesspezifischen Lastgangsdaten im Jahr 2050 wurden die in der Abbildung 9 dargestellten Eingangs- und Ausgangsgrößen verwendet beziehungsweise erzeugt (siehe auch [Eckstein et al., 2015]). Als Datenbasis sind die öffentlich verfügbaren, historischen Lastganglinien eines jeden Landes aus dem o.g. Untersuchungsraum in Form von stündlichen Lastdaten je Monat und Land herangezogen worden [ENTSE-E, 2013a, ENTSE-E, 2013b]. Die Datensätze wurden geprüft, bei Bedarf aufbereitet (u.a. schließen von Datenlücken durch Interpolation¹) und in UCT-Zeit vereinheitlicht, da diese als Basis für die im Vorhaben durchgeführten Arbeiten dient. Als Datenquelle für die Generierung der projektinternen Lastzeitreihen wurden die Daten aus Jahr 2011 gewählt, da diese im Vergleich zu den übrigen verfügbaren Datenjahren nur geringfügige

¹ Datenlücken bestanden lediglich für Lettland in fünf Stunden im Jahr. Für Details siehe [Eckstein et al., 2015]

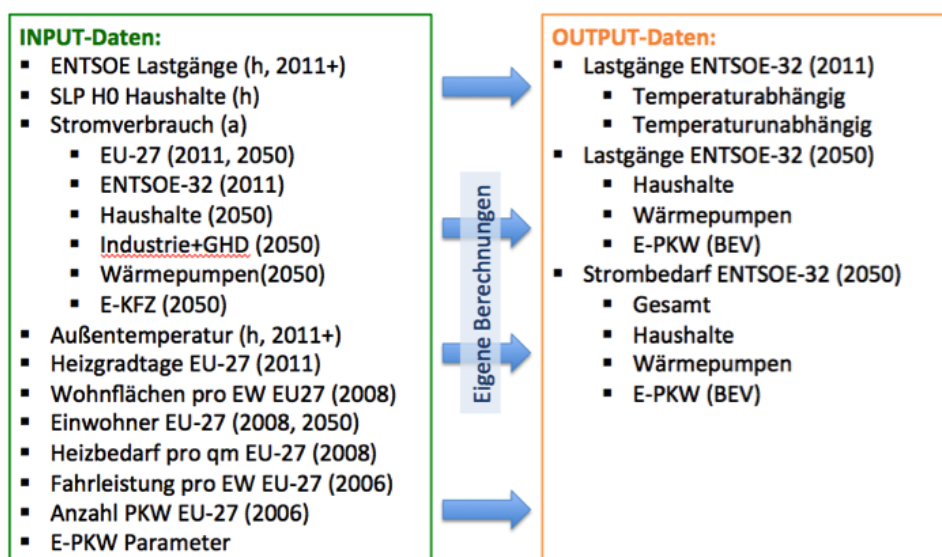


Abbildung 9: Input- und Output-Daten für die Entwicklung von Lastgängen für das Jahr 2050

Datenlücken aufweisen. Zudem bilden sie einen der aktuellsten Ausbauzustände ab (die Daten waren zum Zeitpunkt der Bearbeitung nur bis 2012 veröffentlicht) und das Kalenderjahr 2011 ist, bezogen auf die Wochentage, zudem identisch mit dem Zieljahr 2050. Der Stromverbrauch in diesem Jahr liegt zwischen dem der angrenzenden Jahren 2010 und 2012 und bildet somit kein untypisches (durch besonders hohen oder niedrigen Verbrauch) Verbrauchsjahr ab.

Als Grundlage liegen somit länderscharfe Lastganglinien für das Jahr 2011 vor, die sowohl die verschiedenen sektoralen Einflüsse, als auch die Temperaturabhängigkeit für die elektrische Warmwasser und Raumwärmebereitstellung sowie Klimatisierung enthalten. Die im Rahmen des Projektes unterstellten technologischen, nachfrageseitigen Änderungen im Energiesystem bis zum Zieljahr 2050 (Zunahme von Wärmepumpen und Elektro-PKW, Ausstieg aus Nachtspeicherheizungen) werden sich auch in den Lastprofilen niederschlagen. Daher wurde die verfügbare Datenbasis in sektorale Partiallastgänge unterteilt. Im Weiteren wurden diese Partiallastgänge entsprechend der zukünftigen Entwicklung neu charakterisiert und ergeben in Summe das verwendete Verbrauchsprofil im Zieljahr 2050. Dazu werden die Lastganglinien des Wetterjahres 2011 als Erstes auf ihre Temperaturabhängigkeit hin analysiert und bereinigt, weil in den betrachteten Szenarien für die einschlägigen Anwendungen konkrete und relevante technologische Veränderungen unterstellt werden. Dazu gehört im Wesentlichen die Abkehr von den heute noch vorhandenen stromintensiven „Nachtspeicherheizungen“ und eine starke Entwicklung von Wärmepumpen für die Warmwasser- und Raumwärmeversorgung. Dieser Technologiewechsel kann am besten durch eine Aufteilung der gesamten Lastganglinie in einen temperaturabhängigen und einen von der Temperatur T unabhängigen Teil abgebildet werden. Die Temperaturabhängigkeit wurde unter der Zuhilfenahme der Außentemperaturen im Jahr 2011 berechnet. Hierzu wurde die Verteilung der Lasten einer jeden Stunde und für jeden Wochentag (je Stunde und Wochentag folglich 52 Werte) über das Jahr gebildet. Aufgetragen über der Temperatur wird eine eindeutige Temperaturabhängigkeit deutlich. So können die Basisdaten um die aus der Verteilung der Werte abgeleitete Abhängigkeit bereinigt werden. Der temperaturabhängige Teil der Daten von 2011 wird für die weitere Entwicklung der Lastganglinien verworfen, da für jedes der verwendeten 10 Wetterjahre spezifische, temperaturabhängige Lasten generiert werden. Weitere Details zum methodischen Vorgehen sind dem Projektbericht D4 „Europäischer Lastgang 2050“ zu entnehmen [Eckstein et al., 2015].

In einem zweiten Schritt werden mit Hilfe einer vereinfachten Vorgehensweise die temperaturunabhängigen Partiallastgänge im Sektor Haushalte (HH), sowie Gewerbe und Industrie (Gul) abgebildet und weiter entwickelt. Als Grundlage dient aus Mangel an internationalen Lastprofilen ausschließlich das deutsche Standardlastprofil (SLP) H0 [BDEW, 2012], welches für die Bestimmung des Stromverbrauchs der Haushalte in Deutschland genutzt wird. Zusammen mit den jeweiligen nationalen Stromverbräuchen der Haushaltssektoren im Jahr 2011 werden die länderscharfen Lastganglinien in diesem Sektor bestimmt. Daraus und aus dem Gesamtlastgang folgt eine residuale Lastganglinie, welche die beiden Sektoren Gewerbe und Industrie zusammengefasst darstellt. Im Anschluss wurden diese beiden sektoralen Lastganglinien, ohne strukturelle Änderungen mit Hilfe der einschlägigen sektoralen Stromverbräuche aus den Referenzszenarien, auf das Zieljahr 2050 skaliert. Das Ergebnis ist eine europäische Lastganglinie für das Jahr 2050, welche den gesamten temperaturunabhängigen Strombedarf der Sektoren Haushalte, Gewerbe und Industrie im Jahr 2050 in stündlicher Auflösung darstellt.

Für die Abbildung der gesamten öffentlichen Stromversorgung im Jahr 2050 fehlen noch die Wärmepumpen, die als zukünftige Leittechnologie für die elektrische Warmwasser- und Raumwärmeversorgung angesehen werden sowie die Elektromobilität. Deren Lastganglinien werden jeweils länderscharf entwickelt (für Details siehe Projektbericht des Arbeitspaketes) und zur obigen Lastganglinie addiert. Um die im Projekt zur Verfügung stehenden zehn Wetterjahre in den Lastganglinien zu berücksichtigen, wurden die temperaturabhängigen Partiallasten (Wärmepum-

penlasten) für alle zehn Wetterjahre generiert. Daraus folgt die Gesamtlastganglinie für den Stromverbrauch des Jahres 2050 auf jeweils nationaler Ebene als Grundlage für die Modellrechnungen, für die Charakteristika von zehn Wetterjahren. Eine detaillierte Beschreibung der Vorgehensweise sowie eine Diskussion der Qualität einzelner Partiallasten ist [Eckstein et al., 2015] zu entnehmen.

2.5.3 Europäischer Lastgang 2050

Die finale Bestimmung der Lastgänge für das Zieljahr 2050 erfolgte durch Skalierungen der zuvor erläuterten länderspezifischen Lastprofile für die betrachteten Sektoren Haushalte, Gewerbe und Industrie sowie spezifischen Anwendungen (Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge) auf der Basis der in den Referenzszenarien angegebenen Stromverbräuche (s. Tab. 2 linke Seite). Da im RESTORE 2050 Projekt ein größerer Untersuchungsraum als in den Referenzstudien vorliegt, mussten die Verbräuche um die der zusätzlichen Länder ergänzt werden. Die Verbräuche fehlender Länder wurden entsprechend der Relation der Verbrauchslasten dieser Länder aus der Datenbasis (ENTSO-E Verbrauchsdaten 2011) zur Summe der Länder EU-27+2 skaliert (s. Tab. 2 rechte Seite). Zusätzlich werden die in der GP/EREC-Studie [Teske et al., 2012] explizit angegebenen Stromverbräuche für Wärmepumpen, differenziert nach Industrie-/Gewerbe- und Haushaltssektor sowie für Elektrofahrzeuge bei der regionalen Skalierung und Verteilung (s.u.) berücksichtigt (siehe [Eckstein et al., 2015]).

Die regionale Verteilung der Stromverbräuche der Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge erfolgt anhand länderscharfer Kennwerte. Das sind im Fall der Wärmepumpen die zu beheizende Wohnfläche, der spezifische Heizenergiebedarf, Tagesmitteltemperaturen und Jahresheizgradtage, die Anzahl der Einwohner und die Haushaltsgröße. Im Fall der Elektrofahrzeuge der Fahrzeugbestand, spezifische Fahrleistungen, Personen-km und fahrzeugtechnische Kenndaten. Die Bestimmung der Lastprofile erfolgt für Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge unterschiedlich. Die Lastprofile für die Wärmepumpen wurden auf der Basis der Methodik zur Erstellung von Standardlastprofilen für Wärmepumpen des BDEW für Regionen in Deutschland bestimmt [BDEW, 2014]. Als konkrete Grundlage für die Berechnungen wurde das Wärmepumpenlastprofil „WP2 (ohne Unterbrechung)“ des Netzbetreibers Westnetz ausgewählt [Westnetz, 2014], das für eine Mischung aus zwei sehr bevölkerungsreichen und zwei ländlichen Regionen gilt. Dieses wurde zusammen mit den länderscharfen Daten für die Außentemperaturen verwendet, die von der Universität Oldenburg zur Verfügung gestellt wurden, um die temperaturabhängigen Lastprofile der Wärme-

Stromverbrauch in TWh _{el}	Referenzszenarien		RESTORE Untersuchungsraum	
	GP/EREC-REF ¹⁾	ISI-REF ²⁾	GP/EREC ³⁾	ISI ³⁾
Insgesamt	3.269	3.376	3.534	3.453
Haushalte	1.466	-	925	904
(davon Wärmepumpen)	(154)	-	165	161
Industrie	949	-	1.653	1.616
(davon Wärmepumpen)	(54)	-	58	56
Verkehr	854	-	733	716
Elektromobilität				

Tabelle 2: Stromverbräuche in den Referenz- und Basiszenarien für das Jahr 2050 *Bemerkungen:* ¹⁾ EU-27, ²⁾ EU27+2, ³⁾ ENTSO-E 33 Quellen: [Teske et al., 2012] - GP/EREC-Szenario, [Pfluger et al., 2011] - Szenario B, eigene Berechnungen

pumpen zu berechnen. Die ermittelten, länderscharfen Bedarfe sind der Abbildung 39 in Anhang A zu entnehmen.

Für die Lastprofile von Elektrofahrzeugen wurde ein selbst entwickeltes Berechnungstool verwendet [Nast et al., 2011]. Zusätzlich wurde im Hinblick auf das erschließbare DSM-Potenzial sowohl ein Profil für die verfügbare Ladeleistung (bezogen auf den Bestand), als auch ein Profil für eine unregelmäßige Ladestrategie (bezogen auf ein durchschnittliches Fahrzeug) bestimmt. Nähere Angaben und Erläuterungen sind dem separaten Projektbericht [Eckstein et al., 2015] zu entnehmen. In Abbildung 40 in Anhang B sind die ermittelten Bedarfe länderscharf dargestellt. Auf der Basis der zuvor dargestellten Daten, Annahmen und Berechnungen werden die länderscharfen Lastgänge für das Jahr 2050 bestimmt. Diese werden nach den vier Partiallastkurven für Haushalte, Industrie und Gewerbe, Wärmepumpen und Elektromobilität differenziert. Abbildung 10 stellt diesbezüglich beispielhaft die resultierende Lastkurve für eine Januarwoche im Jahr 2050 in Deutschland dar.

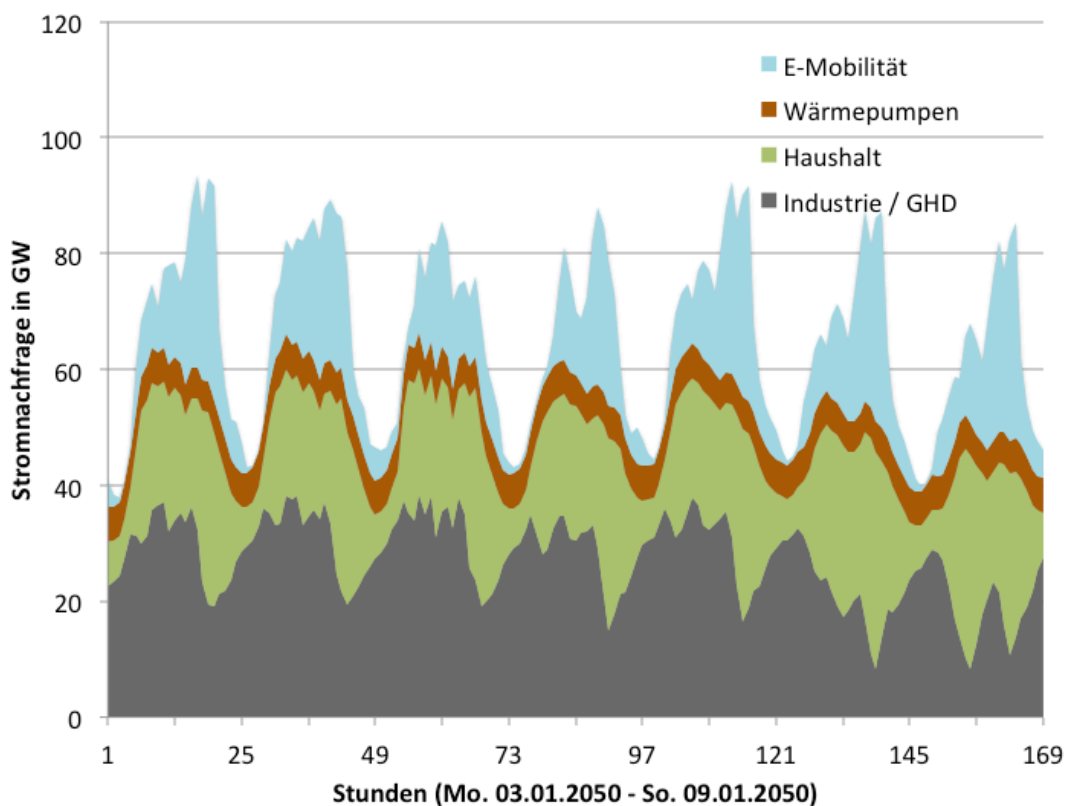


Abbildung 10: Gesamtlast- und Partiallastkurven für eine Januarwoche im Jahr 2050 in Deutschland
Quellen: eigene Berechnungen

2.6 Lastmanagement (NEXT ENERGY)

Die Steuerung der Stromnachfrage durch Lastabwurf und Lastverschiebung wird als Demand-Side-Management (kurz: DSM) bezeichnet. Im europäischen Elektrizitätsverbund (ENTSO-E), dessen Stromerzeugung entsprechend der nationalen Ausbauziele für erneuerbare Energien zukünftig primär auf einer stark fluktuierenden Stromeinspeisung beruhen wird, besitzt DSM das Potenzial, Lastspitzen zu glätten und somit das Vorhalten von kostenintensiven Überkapazitäten (z. B. schnell regelbare Gaskraftwerke) und Stromspeicherkapazitäten zum Ausgleich eines erhöhten Strombedarfs zu mindern. Aus diesen Gründen wird der Einsatz von Lastmanagement als Alternative zum Aufbau von Überkapazitäten und zur Installation von Speichern im Rahmen dieses Projektes explizit untersucht. Dafür muss Lastmanagement in die Simulationen von groß-

skaligen Energiesystemen, wie sie am Wuppertal Institut durchgeführt werden, integriert werden. Gegenstand dieses Arbeitspaketes war es, die dafür notwendigen Methoden zu definieren, Daten zu berechnen und sie den Projektpartnern zur Verfügung zu stellen.

2.6.1 Methodik zur Quantifizierung großskaliger DSM-Potenziale

Eine ausführliche Recherche im ersten Jahr der Projektlaufzeit hatte ergeben, dass es noch keine etablierte Methode zur Beschreibung des DSM-Potenzials auf großen Skalen verfügbar war. Aus diesem Grunde wurde im Rahmen dieses Arbeitspaketes eine Methode zur Quantifizierung des großskaligen Lastmanagementpotenzials entwickelt, welche die kumulierten technischen Potenziale darstellt und den Einsatz explizit von der konkreten technischen Realisierung in Form einer Einsatzentscheidung für einzelne Geräte entkoppelt. Das Potenzial reflektiert dabei die sich zeitlich verändernde Verfügbarkeit und Nutzung von Geräten und spiegelt damit den Bereich wider, der sich prinzipiell durch eine geeignete Einsatzplanung einzelner Geräte erreichen lässt. Diese Herangehensweise reduziert den Optimierungsaufwand auf großen Skalen drastisch und eignet sich deshalb zur Nutzung für die Modellierung in RESTORE. Die gewählte speicher-äquivalente Betrachtungsweise von Lastmanagement vereinfacht darüber hinaus die quantitative Untersuchung der Effekte des Einsatzes von Lastmanagement mit bestehenden Energiesystemmodellen wie auch mit dem im Rahmen des Verbundprojektes zu entwickelnden Modell. Das Vorgehen basiert auf der Zusammenfassung von ähnlichen, sich für die Flexibilisierung eignenden Lasten in eine möglichst geringe Anzahl von Kategorien. Jeder Kategorie wird dann ein Zeitraum zugewiesen, um den sich die Lasten verlagern lassen. Unter Zuhilfenahme des zeitlichen Verlaufs der Lasten und der u.U. ebenfalls zeitlich veränderlichen Verfügbarkeit von Verbrauchern (vgl. Elektromobilität) lässt sich dann der zeitliche Verlauf des Lastmanagementpotenzials ableiten. Details zum Ansatz und zum Vorgehen sind einem Preprint mit der Beschreibung der Methodik sowie dem Abschlussbericht dieses Arbeitspaketes zu entnehmen [Kleinhans, 2014, Meyer, 2015].

Im Rahmen von RESTORE 2050 war das Lastmanagementpotenzial länder- und stundenscharf zu bewerten. Ausgehend von einschlägigen Arbeiten, in denen das Flexibilisierungspotenzial einzelner Prozesse untersucht und beschrieben war, wurden dazu 5 Kategorien eingeführt, die in Tabelle 3 aufgelistet sind [Meyer, 2015]. Technische Parameter wie der Anteil der für DSM zur Verfügung stehenden Leistung (d_c), der Auslastung sowie des möglichen Verschiebehorizontes Δt_c wurden aus entsprechenden Arbeiten recherchiert bzw. sinnvoll abgeschätzt. Als Eingangsdaten für die Berechnung des Lastmanagementpotenzials wurden statische Daten zum Energieverbrauch einzelner Sektoren sowie vom Wuppertal Institut bereitgestellte, länder- und sektorenscharfe Lastgänge verwendet.² Auf diese Weise sind das Lastmanagementpotenzi-

²Für die Industrielast wurde – wir in Tabelle 3 dargestellt – im Hinblick auf die relevanten Lastprofile der betrachteten Branchen eine konstanten Bandlast angesetzt.

Klasse	Bezeichnung	Lasttyp	Lastdaten	DSM (d_c)	Auslastung	Δt_c
1	Industrielle Grundlast	Bandlast	P_{Ind}^*	25 %	80 %	4 h
2	Kühlen & Gefrieren	Bandlast	$P_{\text{GHD,HH}}^*$	12 %	45 %	1 h
3	Flexible Verbraucher im HH	Lastprofil	Standardlastprofil $H0^\dagger(t)$	10 %	4 %	12 h
4	Heizung/Wärmepumpen	Lastprofil	Heizlastprofil $^\dagger(t)$	100 %	20 %	24 h
5	Elektromobilität	Lastprofil	eMobility-Lastprofil $^\dagger(t)$	80 %	$P_{\text{EMOB,max}}(t)^\dagger$	6 h

Tabelle 3: Charakterisierung der DSM-Potenziale. Mit * markierte Werte sind länderspezifisch und wurden aus Daten von EUROSTAT ermittelt. Sie bezeichnen die mittlere Jahreslast der Industrie (P_{Ind}) und die kombinierte und die mittlere Last des Gewerbe- und Haushaltssektors ($P_{\text{GHD,HH}}$). Mit \dagger markierte Zeitreihen werden länderspezifisch vom Wuppertal Institut zur Verfügung gestellt.

al und sein möglicher Beitrag zur Stabilisierung von Energiesystemen für das Zieljahr 2050 auf Stundenbasis abgeschätzt worden.

2.6.2 DSM-Potenzial

Als Beispiel für die Ergebnisse sind in Abbildung 11 die in Deutschland durch DSM in den einzelnen Kategorien jeweils nutzbaren Energien als Funktion der Zeit aufgetragen. Zusammen mit den jeweils verfügbaren DSM-Leistungen wurden diese Werte länder- und stundenscharf ermittelt und im Gesamtvorhaben zur Bewertung des Einflusses der Verfügbarkeit von DSM auf das Gesamtsystem bewertet (s. auch Tab. 9; insbesondere Run N).

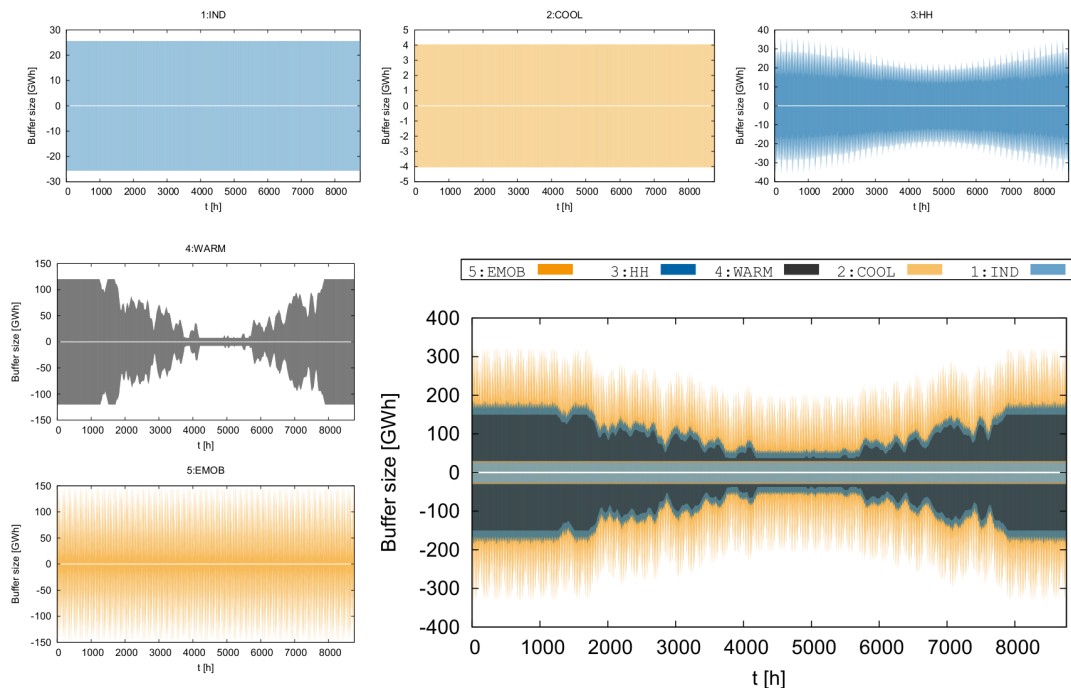


Abbildung 11: Zeitabhängigkeit der speicheräquivalenten Größe der DSM-Kategorien 1 bis 5 für Deutschland (Szenarien GP/EREC und ISI, Bezugsjahr 2010). Dargestellt ist der Verlauf für die einzelnen Kategorien (oben und links) sowie die kumulierte Größe des sich aus DSM insgesamt ergebenden Speicherpotenzials (unten rechts). (ID der dargestellten Daten: 150204-063952)

2.7 Stromspeicher (NEXT ENERGY)

Arbeitspaket 6 „Stromspeicher“ wurde von NEXT ENERGY bearbeitet und dient der Charakterisierung und Quantifizierung des Stromspeicherpotenzials für Europa. Dabei wurden für jedes betrachtete Land Stromspeicherpotenziale und deren Charakteristika für unterschiedliche Technologien im Zieljahr 2050 quantifiziert. Die Vorgehensweise sowie die Ergebnisse der Charakterisierung und Quantifizierung von Energiespeicherpotenzialen in Europa im Jahr 2050 werden im Folgenden kurz beschrieben, wobei für weiterführende Informationen auf den entsprechenden Projektbericht D9 „Charakterisierung und Quantifizierung des Stromspeicherpotenzials für Europa“ verwiesen sei [Wienholt and Kleinhaus, 2015].

2.7.1 Basis- vs. Potenzialszenario

Grundsätzlich wird eine Unterscheidung in zwei Szenarien vorgenommen: Während das Basis-szenario den Ist-Ausbaustand zur Grundlage hat und kein weiterer Ausbau angenommen wird,

Technologie	Speicherkapazität Basisszenario [GWh]	Speicherkapazität Potenzialszenario [GWh]	Zuwachs
Klassische Pumpspeicherkraftwerke	2.553	4.310	+69%
Saisonale Speicherkraftwerke	164.767	169.792	+3%
Adiabate Druckluftspeicherkraftwerke	0	571	–
Wasserstoffspeicher	0	221.753	–

Tabelle 4: Speicherkapazitäten in Europa aufgeschlüsselt nach Technologien für das Basis und- Potenzialszenario

Quelle: [Wienholt and Kleinans, 2015]

Anmerkung: Vor dem Eingang in die Modellierung wurde ein Pumpspeicher mit einer Kapazität von rund 1.500 GWh aufgrund des großen Reservoirs den saisonalen Speicherkraftwerken zugeordnet, sodass sich in den Modellergebnisse andere Größenordnungen für die jeweiligen Speichertechnologien ergeben als in der Potenzialermittlung ursprünglich definiert.

orientieren wir uns im Potenzialszenario an gegebenen topographischen und geologischen Bedingungen und ermitteln auf Basis dieser theoretischen Potenziale deutlich größere Ausbauzahlen als im Basisszenario (siehe Tabelle 4). Neben den deutlich höheren Ausbauzahlen für speicherbare Energie und installierte Leistung der Speicher wird auch das Spektrum der Speichertechnologien im Potenzialszenario erweitert. Aufgrund der heutigen Fokussierung auf (Pump-)Speicherkraftwerke werden im Basisszenario lediglich diese Speicher berücksichtigt, während im Potenzialszenario auch die Untergrundspeicheroptionen Wasserstoff und Druckluft betrachtet werden.

2.7.2 Modell- und szenariospezifische Charakterisierung

Zur Charakterisierung der unterschiedlichen Speichertechnologien in den betrachteten Ländern wurde eine Unterscheidung in variable und fixe Parameter vorgenommen. Dabei bezeichnen fixe Parameter beispielsweise den Zykluswirkungsgrad oder die Selbstentladungsrate, die sich zwar je nach Technologie unterscheiden, jedoch innerhalb der Technologie in allen betrachteten Regionen als gleich angesehen werden. Im Gegensatz dazu werden mit der Speicherkapazität und der Lade- und Entladeleistung Größen zur Charakterisierung herangezogen, die von regionalen bzw. lokalen Begebenheiten abhängen und damit das entsprechende Potenzial in den Regionen bestimmen. Beiden Szenarien gleich ist die Charakterisierung der Speichertechnologien anhand der speicherbaren Energiemenge (in GWh) und der installierten Pumpen- bzw. Turbinenleistung (in GW). Die Ergebnisse im Projektbericht D9 sind dementsprechend strukturiert und zeigen die ermittelten Größen pro Land [Wienholt and Kleinans, 2015]. Innerhalb der Technologien erfolgt zudem eine Unterscheidung in Tages- und Saisonspeicher. Wasserspeicherkraftwerke mit großen Stauseen und Wasserstoffspeicher werden den saisonalen Speichern zugeordnet, während klassische Pumpspeicherkraftwerke sowie im Potenzialszenario auch Druckluftspeicherkraftwerke als Tagesspeicher mit entsprechendem Verhältnis zwischen speicherbarer Energie und Leistung angesehen werden. Eine solche Einteilung hängt von den jeweiligen topographischen und geologischen Begebenheiten ab, sodass einzelne Länder beispielsweise aus Mangel an unterirdischen Kavernen für Wasserstoffspeicher und ausreichenden Höhenunterschieden über keine saisonalen Speicher verfügen.

2.7.3 Ergebnis Basisszenario

Bei der Einordnung der Ergebnisse des Basisszenarios fällt zunächst auf, dass der Ausbau von als Tagesspeichern kategorisierten Pumpspeicherkapazitäten in Europa recht verbreitet und relativ unterschiedlich verteilt ist. Von den rund 40 GW installierter Lade- bzw. Entladeleistung entfallen jeweils rund 7 GW auf die beiden größten Länder Deutschland und Frankreich. Im Bereich der Speichergroße wird bereits die Bedeutung der topographischen Struktur eines Landes deutlich: Hier entfallen die bei Weitem größten Reservoirs auf die Länder Spanien, die Schweiz und Frankreich. Diese drei Länder werden hinsichtlich der saisonalen Speicherkraftwerke noch um Österreich, Italien, Norwegen und Schweden ergänzt, sodass von den insgesamt betrachteten 33 Ländern lediglich sieben über diese Speicheroption verfügen. Innerhalb dieser Länder ist die Verteilung jedoch weitaus weniger gleich verteilt: Die beiden skandinavischen Länder Norwegen und Schweden verfügen mit einer Speichergroße von zusammen rund 118 TWh über mehr als 70% der insgesamt vorhandenen Speichergroße von rund 165 TWh in allen sieben Ländern.

2.7.4 Ergebnis Potenzialszenario

Das Potenzialszenario setzt sich im Falle der Pumpspeicherkraftwerke aus den im Basisszenario aufgestellten Werten sowie den zusätzlich ermittelten Ausbautzahlen zusammen. Dabei wird deutlich, dass die Speichergroße der *klassischen* Pumpspeicherkraftwerke um rund 70% ansteigt, während die dazugehörige Lade- und Entladeleistung deutlich stärker wächst. Verantwortlich dafür ist die Annahme, dass diese Speicheroption als Kurz- bzw. Mittelfristspeicher klassifiziert ist und für den Zubau ein festes Verhältnis aus Leistung zu Energie von 1 GW zu 10 GWh angesetzt wurde, während die im Basisszenario ermittelten Bestandswerte nicht zwangsläufig über dieses theoretische Verhältnis verfügen. Auffällig bei der Auswertung der Werte im Potenzialszenario ist der starke Zubau in einigen Ländern, insbesondere Großbritannien, der auf die der Untersuchung zugrunde liegenden topographischen Potenzialstudie zurückzuführen ist [Gimeno-Gutierrez and Lacal-Arantegui, 2013]. Im Bereich der saisonalen Speicherkraftwerke fällt der Zuwachs im Potenzialszenario mit einer zusätzlichen Speichergroße von insgesamt rund 5 TWh dagegen moderater aus, auch die Verteilung auf die sieben Länder ist recht ausgeglichen. Die ebenfalls im Potenzialszenario berücksichtigte Option der Druckluftspeicherkraftwerke (AA-CAES) hat im Technologievergleich die geringsten Ausbaupotenziale hinsichtlich Speichergroße (571 GWh) und installierter Leistung (57 GW) und ist zudem auf die acht Länder Bulgarien, Deutschland, Dänemark, Spanien, Irland, Niederlande, Polen und Portugal beschränkt. Auffällig ist an dieser Stelle das sehr große Potenzial für Deutschland, was etwa 50% des gesamteuropäischen Potenzials darstellt. Etwas ausgeglichener sind dagegen die Potenziale für Wasserstoffspeicher in unterirdischen Kavernen. Zusätzlich zu den für AA-CAES geeigneten Ländern verfügen auch Frankreich und Großbritannien über H₂-Potenziale. Die europaweit ermittelten Potenziale für Wasserstoffspeicher sind enorm und übertreffen die der saisonalen Speicherkraftwerke in speicherbarer Energie und Leistung teilweise deutlich. Zu beachten ist in diesem Kontext, dass sich die Betrachtung bzw. Quantifizierung der gasbasierten Stromspeicher auf die Speicherung von synthetischem Wasserstoff in Kavernen beschränkt. Die Option der Methanisierung – sowohl mit anschließender Einspeisung ins Gasnetz als auch mit Speicherung von synthetischem Erdgas beispielsweise in Kavernen – wurde nicht quantitativ bewertet, gleichwohl auch in diesem Bereich enorme Potenziale erwartet werden können. Abbildung 12 zeigt die fünf Länder mit der größten Speicherkapazität im Potenzialszenario. Dabei wird deutlich, dass der auf einige wenige Länder beschränkte Ausbau der Wasserstoffspeicher zwar zu einer größeren Ausgeglichenheit der Speicherkapazität führt, Norwegen mit den großen Speicherseen jedoch auch im Potenzialszenario über die größten Speicherkapazitäten verfügt. Insgesamt zeigen die ermittelten Ergebnisse ein

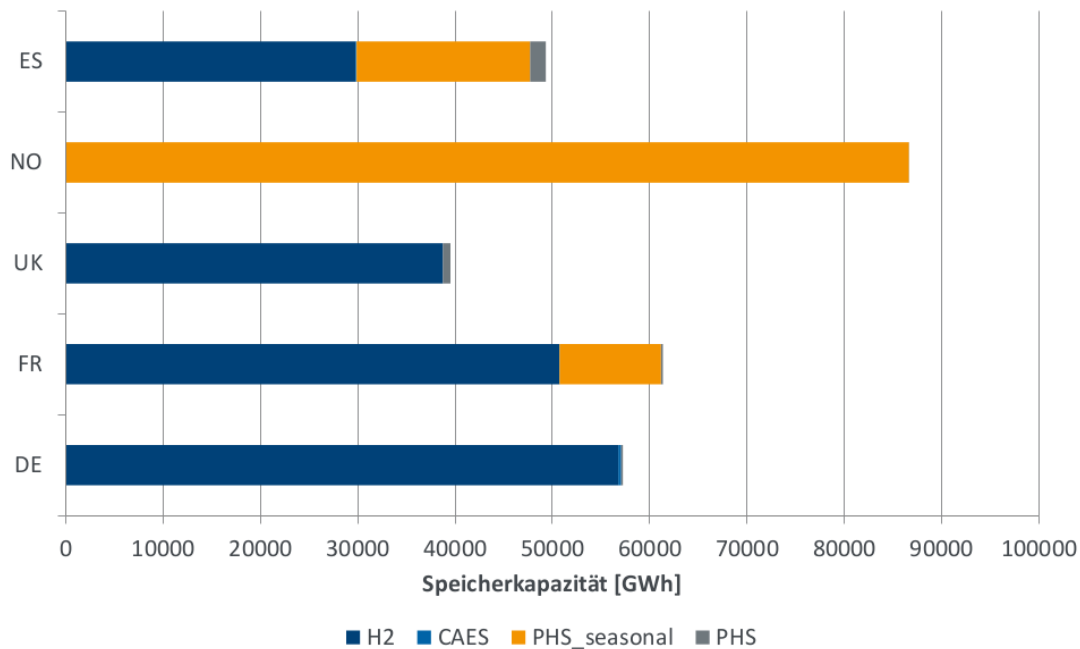


Abbildung 12: Speicherkapazität nach Technologie in den fünf Ländern mit dem größten Potenzial
Quelle: [Wienholt and Kleinhans, 2015]

großes über den Untersuchungsraum verteiltes Speicherpotenzial. Grundlage für diese Potenziale ist stets die speicherbare Energie, während die zugehörigen Leistungen für Ladung und Entladung davon abgeleitete Werte sind. Dieser Zusammenhang der beiden Parameter ist bei der Einordnung der Ergebnisse zu beachten, da beispielsweise in der Rückverstromung von Wasserstoff oder bei den saisonalen Speicherkraftwerken recht einfach neue Entladekapazitäten und damit höhere Leistungen installiert werden könnten, sofern Bedarf dafür bestehen würde. Im Vergleich zu den Potenzialstudien „Assessment of the European potential for pumped hydropower energy storage“ [Gimeno-Gutierrez and Lacal-Arantequi, 2013] und „Erstellung eines Entwicklungskonzeptes Energiespeicher Niedersachsen“ [Fichtner, 2014] zeigt sich, dass sich die in Arbeitspaket 6 ermittelten Potenziale durchaus in einem realistischen Rahmen bewegen, was unter anderem durch die angewendete künstliche Obergrenze bei den unterirdischen Energiespeichern begründet ist. Nach den Auswertungen wird es auch 2050 Länder im ENTSO-E-Gebiet geben, die aus Mangel an geologischen oder topographischen Begebenheiten über keine der hier analysierten Speicheroptionen verfügen. Andererseits wird es mit den in Abbildung 12 dargestellten Ländern Regionen geben, die über enorme Potenziale verfügen und damit auch anderen Ländern als Speicher dienen können. Vergleicht man nun die quantifizierten Potenziale mit einschlägigen Bedarfsstudien [Sternner et al., 2014, Adamek et al., 2012], so kommt man zu dem Ergebnis, dass zumindest in Deutschland der Speicherbedarf 2050 gedeckt werden kann. In diesem Kontext werden jedoch insbesondere die in den folgenden Abschnitten dargestellten Auswertungen detailliertere Ergebnisse zu der tatsächlichen Speichernutzung im Untersuchungsraum aufzeigen. Alle auf diesem Weg ermittelten Potenziale finden Eingang in die Simulationsläufe im Rahmen von Arbeitspaket 7. Durch die ebenfalls im Rahmen dieses Arbeitspakets anstehenden Auswertungen können die ermittelten Speicherpotenziale hinsichtlich ihrer Auslastung validiert werden.

3 Modellbeschreibung (Wuppertal Institut)

Um die Implikationen und Wechselwirkungen von Flexibilitätsoptionen im europäischen Kontext analysieren und bewerten zu können, wurde im Rahmen des Projektes RESTORE 2050 ein Energiesystemmodell entwickelt. In diesem Kapitel erfolgt eine kurze Beschreibung des Modellaufbaus sowie dessen Funktionsumfang. Eine detaillierte Beschreibung aller Eingangs- und Ergebnisparameter liegt in einem separat veröffentlichten Projektbericht „Arbeitspaket 7: Modellbeschreibung: Einsatzmodell für Flexibilitätsoptionen im europäischen Stromsystem“ [Buddeke et al., 2016] vor. Des Weiteren wird die Konzeption des Analyseansatzes sowie die für die Auswertung durchgeführten Simulationen beschrieben.

3.1 Zielstellung des Modells

Prinzipiell lassen sich für Fragestellungen, wie in RESTORE 2050 adressiert, zwei unterschiedliche Modellansätze verfolgen: Ausbau- und Einsatzmodelle (auch als Dispatchmodelle bezeichnet). Um die gegenseitige Beeinflussung der Ausgleichsoptionen angemessen darstellen zu können, muss deren Zusammenspiel detailliert abgebildet werden, was die Implementierung eines Einsatzmodells nahelegt. Zudem sind Eingangsparameter wie der prognostizierte EE-Ausbau für das Jahr 2050 bereits durch die Referenzszenarien vorgegeben. Das Resultat ist ein Einsatzmodell, welches auf Basis eines quadratischen Optimierungsansatzes auftretende, positive Residuallasten im europäischen Stromsystem durch den Einsatz von regelbaren EE-Kapazitäten, Netzkuppelleistungen, Speichern und DSM-Maßnahmen minimiert und zusätzlich Priorität auf die Senkung von Residuallastspitzen legt. Die Einspeisezeitreihen von Wind (On- und Offshore), PV, Geothermie, Wellenkraftwerken, sowie von Laufwasserkraftwerken werden dabei nicht flexibilisiert, sondern bilden in den ersten beiden Fällen die Basis der nicht regelbaren Erzeugung und ansonsten die Basis der grundlastartigen EE- Erzeugung. In Abbildung 13 sind die grundlegenden Eingangs- und Ausgangsparameter des Modells dargestellt.

3.2 Struktur und Modellogik

Als Inputdaten des Modells dienen die Kapazitäten und zeitlichen Einspeiseverläufe der fluktuierenden EE-Technologien sowie Lastdaten. Aus diesen Informationen wird die Residuallast in allen untersuchten Regionen berechnet. Anschließend werden unter Einhaltung definierter Randbedingungen die Flexibilitätsoptionen zur Minimierung der (globalen) Residuallast eingesetzt. Das finale Ergebnis ist die Residuallast nach Einsatz aller Flexibilitätsoptionen. Eine Einsatzplanung des nötigen Backup-Kraftwerksparks wird in diesem Modell nicht vorgenommen. Die folgenden Flexibilitätsoptionen werden im Modell berücksichtigt.

3.2.1 Speicher

Speicher werden im Modell durch eine Ein- bzw. Ausspeicherleistung, eine begrenzte Speicherkapazität sowie Be- und Entladewirkungsgrade beschrieben und sind stets einer Region (bzw. einem Land) zugewiesen. Zudem verfügen Speicher optional über einen natürlichen Zufluss. Im Rahmen der Optimierung ist die Speicherleistung als Variable implementiert, sodass die Speicher vom Modell eingesetzt werden können, um Energie zeitlich zu flexibilisieren. Für die Simulationen werden zwei unterschiedliche Speicherausbauszenarien verwendet (vgl. Kapitel 2.7).

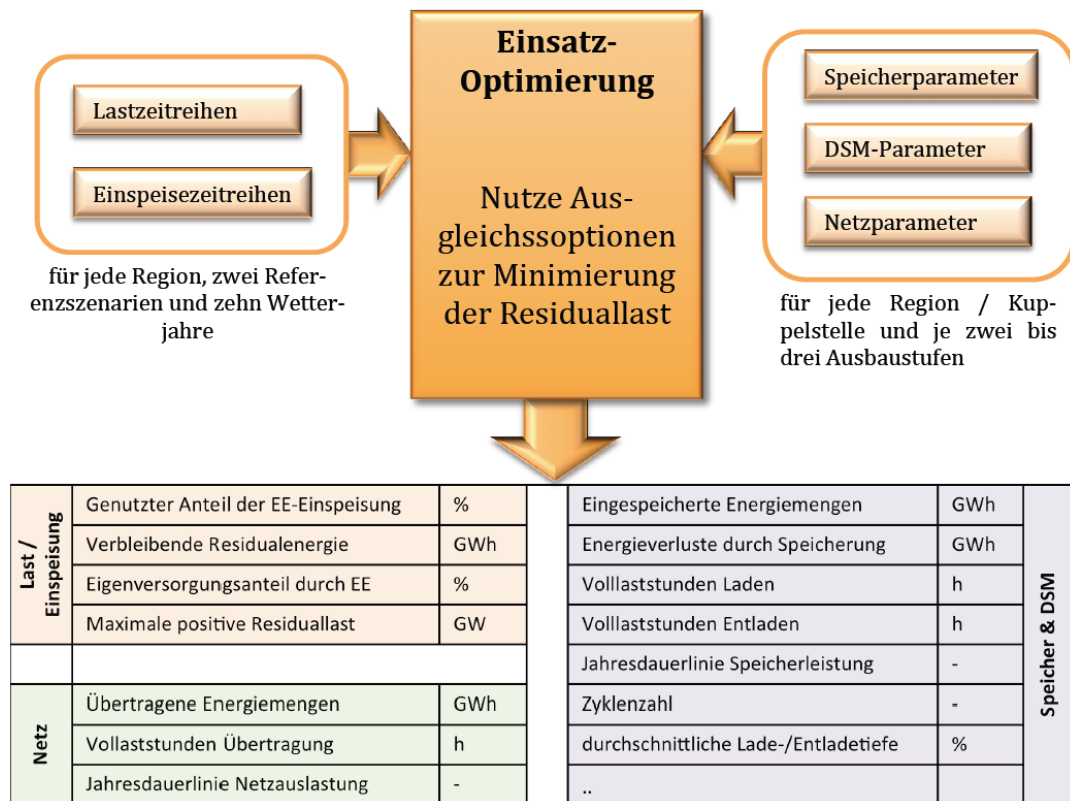


Abbildung 13: Strukturschema des Modells: Input-daten (links oben), Parameter (rechts oben), Optimierungskern (mittig) und Auszug aus Ergebnisdaten (unten)

3.2.2 Lastmanagement

DSM ist im RESTORE-Modell als Speichereinheit implementiert. Die hierzu entwickelte Methode ist Kapitel 2.6 beschrieben. DSM wird stets mit einem Wirkungsgrad von 100 % berücksichtigt. Für die durchgeführten Simulationen wurden ebenfalls unterschiedliche Ausbaustufen verwendet (s. Kap. 2.6). Während in den Basiszenarien noch kein DSM zum Einsatz kommt, wird in zusätzlichen Rechnungen 50 % bzw. 100 % des ermittelten Potenzials eingesetzt (vgl. Tab. 9).

3.2.3 Netze

Das in RESTORE 2050 implementierte Übertragungsnetzmodell beruht auf der Annahme von verlustfreien Kuppelstellen zwischen den einzelnen Ländern (NTC). Die getroffenen Annahmen für die Definition der Ausbaustufen (Basis-Netz und Max-Netz) ist in Kapitel 7.1 beschrieben. Die Kuppelleistung ist als Variable in der Optimierung implementiert, diese kann, je nach Übertragungsrichtung negativ als auch positiv sein und ist in Abhängigkeit des Netzausbaus durch die Kuppelkapazität beschränkt.

3.2.4 Regelbare Erneuerbare Energien

Für regelbare EE werden Jahreserzeugungsmengen sowie die installierten Leistungen der Erzeuger als Input-Daten verwendet. Die regelbaren EE werden stets als Speichereinheit abgebildet, die über einen natürlichen Zufluss verfügen, der die Energieerzeugung der Technologie charakterisiert (bei Biomasse z.B. eine Bandedinspeisung; bei CSP die simulierte, fluktuierende Solarfeldleistung). Für die Annahmen der Dimensionierung der technologiespezifischen Speichergrößen sei auf Tabelle 5 verwiesen. Durch die Nutzung der jeweils unterstellten Speicherkapazitäten kann das Modell die Einspeisung der regelbaren EE optimieren.

Technologie	Art der Einspeisung	Speicherkapazität
Biomasse	Bandeinspeisung $P = CF * P_{inst,el}$ $CF = 0,82$ (GP/EREC) $CF = 0,46$ (ISI)	$E = 8h * P_{el}$
CSP (Europa)	Solarfeldleistung Solar Multiple = 2,5 (GP/EREC)	$E = 9h * P_{el}$
CSP (Nordafrika)	Solarfeldleistung Solar Multiple = 3 (GP/EREC)	$E = 12h * P_{el}$

Tabelle 5: Annahmen zur Speicherdimensionierung bei regelbaren EE in Modul 1. Quelle(n): Referenzstudien und eigene Annahmen

3.2.5 Simulationszeitraum und rollierende Planung

Im RESTORE Modell wird grundsätzlich ein Jahr simuliert. Es erfolgt jedoch **keine** geschlossene Optimierung aller Stunden des Jahres in einem Schritt (sogenannte "Perfect Foresight Simulation"), sondern es kommt eine **rollierende Planung** zum Einsatz. Um einen durch begrenzte Kenntnis zukünftiger Wetterereignisse realitätsnahen Einsatz der Technologien zu erzielen und um die Rechenzeit des Modells zu optimieren, wurde im Projekt der Ansatz der rollierenden Planung gewählt. Hierzu werden nacheinander zeitliche Ausschnitte (Optimierungshorizonte) aus dem Simulationszeitraum (z.B. 1 Jahr) optimiert. Startend zu Jahresbeginn werden diese Horizonte um eine einheitliche Schrittweite verschoben, die jeweils kleiner ist als der Optimierungshorizont. Durch die zeitlich überlappenden Simulationen wird nur der Teil der Ergebnisse als finales Ergebnis genutzt, welcher beim nächsten Voranschreiten nicht mehr berücksichtigt wird. So ist stets gewährleistet, dass der Einsatz unter Berücksichtigung zukünftiger Ereignisse optimiert werden kann. Ereignisse außerhalb des Optimierungshorizontes werden demnach nicht berücksichtigt. Grundsätzlich wurde für alle Simulationen (bis auf Variationsrechnung G-72, siehe Tabelle 9) eine zeitliche Vorausschau von 24 h angesetzt. Die Schrittweite beträgt in allen Rechnungen 4 h.

3.2.6 Räumliche Auflösung

Die Datenbasis der Arbeiten im Projekt verfügt über 32 Länder und Nordafrika als reine Einspeiseregion (keine Stromnachfrage). Es hat sich gezeigt, dass eine Berechnung in länderscharfer Auflösung aufgrund der großen Rechenzeiten nicht praktikabel ist. Daher wurde eine Regionalisierung des Untersuchungsgebietes vorgenommen. Diese resultiert in insgesamt 7 (ISI) bzw. 8 (GP/EREC) Regionen, welche in Tabelle 6 dargestellt sind. Bei der Regionalisierung werden alle Kuppelstellen zwischen den enthaltenen Ländern in einer Region vernachlässigt. Alle Kuppelstellen aus einzelnen Ländern einer Region in andere Länder/Regionen werden bei der Regionalisierung zusammengefasst, ebenso wie Lasten und Erzeugungen der einzelnen Technologien. Die Zuordnung zu den Regionen wurden auf Basis der geografischen Lage vorgenommen. Zudem wurde versucht, besonders charakteristische Regionen (z.B. Skandinavien, Großbritannien) zusammenzufassen. Deutschland wurde stets separat als Einzelregion berücksichtigt, um Landesspezifische Ergebnisse ableiten zu können. Im Rahmen der Variationsrechnungen wird auch die Regionalisierung bis hin zur länderscharfen Auflösung untersucht, um Effekte durch die getroffenen Vereinfachungen quantifizieren zu können.

Region	Enthaltene Länder
1	ES, PT
2	BE, FR IT, LU, NL
3	UK, IE
4	DE
5	DK, NO, SE ,FI
6	BG, BA, CZ, EE, EL, HR, HU, LT, LV, ME, MK, PL, RO, RS, SI, SK
7	AT, CH
8 (EREC)	NA (Nordafrika)

Tabelle 6: Regionale Auflösung in den Basiszenarien und Vergleichsrechnungen

3.2.7 Modularer Aufbau

Das RESTORE-Modell ist modular aufgebaut, um alle verwendeten Technologien zielführend einzusetzen. Neben den Flexibilitätsoptionen Speicher, DSM und Netz werden auch regelbare EE-Technologien (Biomasse und CSP) in der Einsatzplanung berücksichtigt. Mit dem Modell sollen die Wechselwirkungen zwischen Speichern, Netz und DSM untersucht werden.

- **Modul 1 „Einsatz regelbarer EE“:** Der Einsatz der regelbaren EE wird als Erstes in einem separaten Modul (1) in einer stündlichen Auflösung mittels rollierender Planung bestimmt. Diese Vorgehensweise zieht eine Priorisierung der regelbaren EE gegenüber den Flexibilitätsoptionen nach sich. Diese ist beabsichtigt, um die Wechselwirkungen unter den Flexibilitätsoptionen unbeeinflusst bewerten zu können. Der Einsatz zielt auf die Minimierung der gesamtsystemischen Residuallast aller Regionen ab, um bei Variation der Ausbaugrade von Flex-Technologien grundsätzlich einen sinnvollen und dennoch einheitlichen Einsatz der regelbaren EE zu gewährleisten.
- **Modul 2 „Saisonalspeicher“:** Als Zweites werden die Saisonalspeicher (z.B. Speicherwasser) ebenfalls in einem eigenen Modul (2) separat berücksichtigt. Für den Einsatz der Saisonalspeicher ist wichtig, das ganze Jahr in einem Schritt zu optimieren, daher wird hier von der rollierenden Planung Abstand genommen. Die zeitliche Auflösung in dieser Ganzjahressimulation wird allerdings herabgesetzt. Während in den Modulen 1 und 3 in stündlicher Auflösung gerechnet wird, kommen hier lediglich aggregierte Zeitschritte (i.d.R. 73h) zum Einsatz. Dies ist notwendig, um saisonale Effekte beim Speichereinsatz berücksichtigen zu können. Die Ergebnisse dieser Simulation werden in das Modul (3) übernommen, in dem die Einsatzplanung aller Flex-Optionen zusammen erfolgt. An dieser Stelle werden die Saisonalspeicher stundenscharf eingesetzt. Sie orientieren sich in der rollierenden Planung an den Ergebnissen der Ganzjahressimulation (Saisonalvorgabe), um die saisonale Einsatzcharakteristik abzubilden. Auf diese Besonderheit und den damit verbundenen Grenzen bei der Modellierung wird detailliert in dem separaten Bericht [Buddeke et al., 2016] eingegangen.
- **Modul 3 „Flexibilitätsoptionen“:** Im abschließenden Modul (3) wird eine stündlich aufgelöste Jahressimulation unter Einsatz aller Flexibilitätsoptionen im Zusammenspiel durchgeführt. Der Einsatz der regelbaren EE ist gemäß Modul (1) fest vorgeschrieben und die Saisonalspeicher orientieren sich am saisonalen Verlauf des Speicherfüllstandes aus Modul (2). Die Randbedingungen für die Speicherbeladung in der Optimierung sind dementsprechend gesetzt, so dass der Füllstand der Saisonalspeicher die Saisonalvorgabe aus Modul (2) nicht unterschreiten darf.

- **„Ergebnisbericht“**: Den Berechnungen schließt sich die automatisierte Erstellung eines Ergebnisberichtes an. Dieser enthält neben den Ergebnisparametern für das Gesamtsystem, die Teilregionen, einzelne Speichereinheiten und Netzkuppelstellen auch Plots und Kartendarstellungen.

Die Methode der rollierenden Planung wurde in RESTORE 2050 gewählt, da neben dem Vorteil der Komplexitätsreduktion, der Einsatz der Systemkomponenten in einem begrenzten Zeithorizont einen besseren Realitätsbezug aufweist. Dies ist vergleichbar mit realen Planungsprozessen, die ebenfalls im Bereich weniger Tage vorgenommen werden, da eine Abhängigkeit zu Wetterprognosen besteht, deren Vorhersagegenauigkeit bereits nach wenigen Tagen stark abnimmt. Die von den Modulen benötigten Inputdaten und bereitgestellten Outputdaten sind in Tabelle 7 aufgeführt.

Modul	Input	Output
Modul 1 regelbare EE	Einspeisung aus flukt. EE Lastgänge Inst. Leistung und Energiezufluss regelbarer EE	Einspeisung aus regelbaren EE (stündl. Auflösung)
Modul 2 Saisonalspeicher	Einspeisung aus flukt. und regelb. EE Lastgänge Parameter der Saisonalspeicher Natürlicher Zufluss in die Saisonalspeicher	Einsatz der Saisonalspeicher (niedrige Auflösung)
Modul 3 Flexibilitätsoptionen	Einspeisung aus flukt. und regelb. EE Lastgänge Netzparameter Füllstände der Saisonalspeicher Parameter Speicher und DSM	Einsatz aller Flex. Optionen zeitl. hochaufgelöster Einsatz der Saisonalspeicher finale Systemparameter
Ergebnisbericht	Berechnungsergebnisse als Datensatz	Performance Indikatoren Parameter der Flex. Optionen Plots Kartendarstellungen

Tabelle 7: Input- und Outputdaten der einzelnen Module

3.3 Zielfunktion: Minimierung der Residuallast

Im RESTORE Modell sollen die zur Verfügung stehenden Flexibilitätsoptionen Netz, Speicher und DSM folgendermaßen eingesetzt werden, so dass Energieüberschüsse nutzbar gemacht und verbleibende positive Residuallasten geglättet werden. Dazu werden insbesondere hohe Residuallasten minimiert. Durch die Arbeitsweise der Zielfunktion wird implizit eine Reduzierung der positiven Residuallastgradienten erreicht, was zur Folge hat, dass die Stromnachfrage mit möglichst geringem Anspruch an die Flexibilität des Backup-Kraftwerksparks gedeckt werden kann.

Mithilfe der Zielfunktion wird berechnet, welchen Effekt die Variablenkonfiguration auf die Residuallast hat. Zudem können in der Zielfunktion Terme enthalten sein, die ein bestimmtes Systemverhalten „belohnen“ oder „bestrafen“. Die grundlegende Zielfunktion lautet wie folgt:

$$\min \sum_{i=1}^m \sum_t [P_{LAST,i}(t) + P_{EE,i}(t) + P_{SP,i}(t) + P_{EXPORT,i}(t)]^2, \quad (1)$$

wobei der quadrierte Teil nur bei positiven Residuallasten genutzt wird, da ein Lastausgleich bei negativen Residuallasten nicht angestrebt wird. (i : Regionen, t : Zeitschritte, RL : Residuallast, $P_{SP,i}$: genutzte Ein- und Ausspeicherleistung aller Speicher und DSM-Optionen in der Region i , $P_{Export,i}$: Leistungs-Im- und -Exporte in und aus Region i). In der Zielfunktion wird die positive Residuallast quadriert. Das hat den Effekt, dass hohe Lastspitzen mit Priorität gemindert werden. Abbildung 14 (linke Darstellung) zeigt die Arbeitsweise der Zielfunktion anhand einer beispielhaften Residuallast, wenn diese im Optimierungszeitraum (dargestellt durch das Augen-Symbol) sowohl positive als auch negative Werte annimmt. In diesem Fall wird Energie aus Zeiten negativer Residuallast in die Zeiten positiver Residuallast verschoben, um diese zu minimieren.

Es kann jedoch auch vorkommen, dass während eines gesamten Optimierungszeitraums nur positive oder negative Residuallasten vorkommen. Im Falle durchgehend positiver Residuallasten wird durch den quadratischen Ansatz in „Tälern“ Energie gespeichert und zu den „Spitzen“ ausgespeichert, da diese stärker ins Gewicht fallen (vgl. Abbildung 14, rechte Darstellung). Die Summe der positiven Residuallast (Defizitenergie) wird hierdurch nicht verringert (sondern ggf. um die Speicherverluste erhöht), die Lastspitzen, und damit die vorzuhaltende Backup-Kapazität und die nötige Flexibilität, werden jedoch verringert. Auf dieses Einsatzverhalten wird im Rahmen der Auswertungen häufig unter dem Begriff „systemdienlicher Einsatz“ verwiesen, zumal neben der Residuallastminderung auch eine Residuallastglättung erreicht wird.

In Zeiten durchgehend negativer Residuallasten bietet die Zielfunktion keinen Anreiz für das Modell, überhaupt tätig zu werden, weil keine positiven Residuallastmengen gemindert werden können. In solchen Situationen ist es sinnvoll, Speicher zu laden, um sie in zukünftigen Defizitzeiten entladen zu können. Folglich wird die Zielfunktion um einen Term ergänzt, der das Laden der Speicher belohnt. Dieser Term wird mit einem Vorfaktor einbezogen, so dass er einen geringeren Einfluss als die Residuallastminimierung hat. Der Term beinhaltet die Summe der Speicherladeleistungen aller Speicher (Anzahl: n_{Sp} , diese sind im Modell negativ abgebildet und führen zu

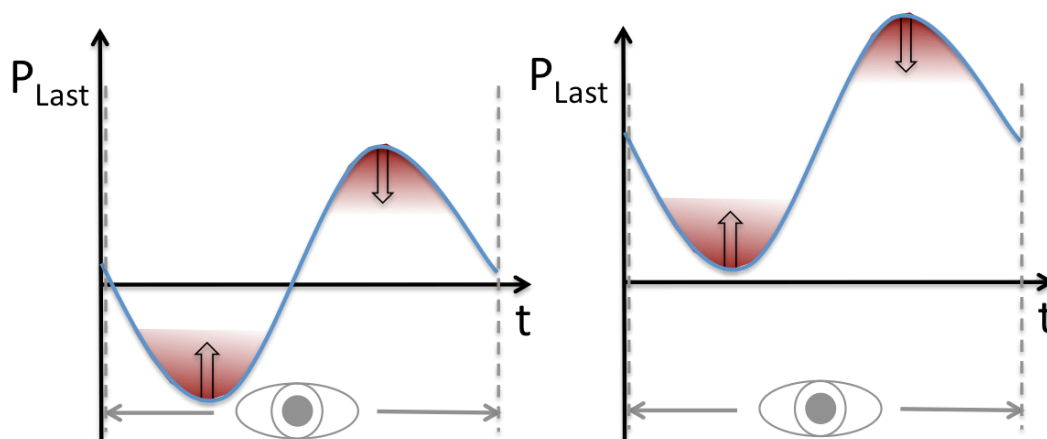


Abbildung 14: Arbeitsweise der Zielfunktion bei Auftreten von Überschuss und Defizit im Optimierungszeitraum (linke Darstellung) und bei rein positiver Residuallast (rechts). Die Pfeile zeigen die Wirkung der Zielfunktion an.

einer Minimierung der Zielfunktion wenn die Leistungen größer werden). Zur Unterbindung von Ringflüssen im Übertragungsnetz wurde ein analoges Vorgehen gewählt. Durch die Beaufschlagung der Zielfunktion mit der Summe der Übertragenen Leistung über alle n_K Kuppelstellen, wird sichergestellt, dass „unnötige“ Übertragung von Energie über das Netz unterbunden wird. Dies geschieht mit einem Term in der Zielfunktion, welcher die Summe der Beträge aller Kuppelleistungen beinhaltet. Auch hier wird ein Faktor verwendet um die Priorität der Minimierung von Übertragungsleistungen hinter der Reduktion von Residuallasten einzuordnen. Die Faktoren in den RESTORE Berechnungen betragen sowohl für den Speicheranreiz, sowie für die „Bestrafung“ von Ringflüssen jeweils 0,5 (d.h. $f_{Sp} = f_{NETZ} = 0,5$ in Gleichung (2)). Zudem wurde es für sinnvoll erachtet, dass DSM Anwendungen, sofern kein übergeordneter Bedarf an Flexibilisierung besteht, bereits flexibilisierte Lasten wieder in den Zeitplan (originale Lastkurve) einordnen. So soll ein dauerhaftes Vorziehen bzw. Rückstellen von Lasten unterbunden werden. Dies wurde im Modell durch einen weiteren Term in der Zielfunktion erreicht, welcher stets die Summe des Betrags aller DSM Füllstände zum Funktionswert addiert. Dementsprechend wird gewährleistet, dass die n_{DSM} Anwendungen stets nach Ausgleich (Füllstand = 0) streben. Eine Untersuchung hat ergeben, dass ein Faktor $f_{DSM} = 0,01$, der mit der zuvor beschriebenen Summe multipliziert wird, zu dem erwarteten Einsatzverhalten führt. Die Zielfunktion ergibt sich also zu:

$$\begin{aligned} \min \sum_{i=1}^m \sum_t [P_{LAST,i}(t) + P_{EE,i}(t) + P_{Sp,i}(t) + P_{EXPORT,i}(t)]^2 \quad (2) \\ + f_{Sp} * \sum_{j=1}^{n_{Sp}} P_{Sp,i,j}(t) + f_{NETZ} * \sum_{k=1}^{n_K} P_{NETZ}(k, t) + f_{DSM} * \sum_{l=1}^{n_{DSM}} |P_{DSM}(l, t)|. \end{aligned}$$

Diese Ausführungen dienen einer groben Beschreibung der Funktionalität des Modells. Für eine detaillierte Erläuterung von Detailfunktionen steht eine Dokumentation in einem separaten Dokument zur Verfügung [Buddeke et al., 2016].

3.4 Simulationsplan und -konfiguration

Im Folgenden werden die in RESTORE 2050 durchgeführten Simulationen und Parametervariationen beschrieben, welche die Grundlage für Analysen der Flexibilisierungsoptionen bilden. Dabei kann sowohl durch die eindeutigen Simulationsnamen als auch durch Kürzel (Buchstaben oder Buchstaben-Zahlen Kombinationen) auf die einzelnen Rechnungen Bezug genommen werden. Eine Übersicht über alle Simulationen und Bezeichnungen ist in Tabelle 9 gegeben.

Die unterschiedlichen Simulationen dienen verschiedenen Analysezielen. Einerseits sollen Vergleichsgrundlagen (Basisszenarien) geschaffen werden. Des Weiteren werden unterschiedliche Ausbaustufen der Flexibilitätsoptionen (Vergleichsrechnungen - Impact und Wechselwirkungen der Flexibilitätsoptionen) oder Einsatzcharakteristiken einzelner EE Technologien (Vergleichsanalyse CSP Einspeisung) simuliert. Darüber hinaus werden durch weitere Simulationen modellendogene Effekte wie z.B. regionale und zeitliche Auflösung untersucht, und deren Einfluss auf die Ergebnisse quantifiziert (Variantenrechnungen). Als Vergleichsgrundlage wurden zwei **Basisszenarien** definiert, die im folgenden auch als Simulation G und H gekennzeichnet sind. Diese enthalten jeweils den minimal prognostizierten Ausbau der Flexibilitätsoptionen (Basisausbau).

Um die Implikationen des Ausbaus einzelner oder mehrerer Flexibilitätsoptionen bewerten zu können, wurden in RESTORE 2050 weitere Simulationen (Vergleichsrechnungen) durchgeführt in denen, abweichend von den Basisszenarien, auch höhere Ausbaustufen der untersuchten Technologien berücksichtigt werden. Tabelle 8 zeigt die zur Verfügung stehenden Ausbaustufen für Speicher, Netze und DSM, wie sie in einzelnen Simulationen berücksichtigt werden. Die Beschreibung der Ausbaustufen für Speicher und DSM finden sich in den Unterkapiteln 2.7 bzw. 2.6.

	Basis	Mittel	Maximal (Potenzialszenario)
Netz	Ausbau nach TYNDP 2014	-	ermöglicht 90% der möglichen Energieübertragung (Kupferplatte)
Speicher	Ausbauzustand heute	-	Nutzung aller Speicherpotenziale
DSM	kein DSM	Erschließung von 50% des Potenzials	Erschließung von 100% des Potenzials

Tabelle 8: Übersicht über die Systemkonfiguration

Die Beschreibung der Netzausbauzustände findet sich in Unterkapitel 7.1. Aus den in Tabelle 8 dargestellten Ausbaustufen von Netz, Speichern und DSM werden verschiedene Konstellationen (Vergleichsrechnungen) entwickelt, die nachfolgend als Simulationsläufe dargestellt werden. Alle für die Auswertungen herangezogenen Simulationen sind in Tabelle 9 dargestellt. Eine Erläuterung erfolgt stets in den Ergebniskapiteln. Aufgrund der vereinfachten Abbildung des Systems in der Modellierung, z.B. durch die reduzierte regionale Auflösung und die begrenzte zeitliche Vorausschau der rollierenden Planung, werden Variationsrechnungen durchgeführt. Diese basieren meist auf dem Basiszenario ISI und werden zur Einordnung der Effekte der Vereinfachungen durchgeführt. Hierzu zählen insbesondere die Simulationen mit länderscharfer Auflösung oder erweitertem Vorausschauhorizont von 72 anstatt 24 h. Alle Simulationen verfügen, soweit nicht explizit angegeben, über eine identische Konfiguration der Simulationsparameter. Dies bezieht sich insbesondere auf die Auflösung der zeitlichen Vorausschau in der rollierenden Planung von 24 Stunden und die regionale Aufteilung (7 Regionen im ISI-, 8 Regionen GP/EREC-Basiszenario). Diese Regionen sind in Abbildung 16 in Kapitel 4 sowie in Tabelle 6 dargestellt. Die Regionalisierung musste vorgenommen werden, um alle Simulationen in einheitlicher Auflösung darstellen zu können. Dabei wirken die aufwändigsten Rechnungen (Max-Speicher und DSM-Nutzung) als limitierender Faktor, da diese sehr lange Rechenzeiten (auf der verfügbaren Rechnerkapazität z.T. mehrere Wochen) benötigen. So ist eine Reduzierung der räumlichen Auflösung notwendig. Das Basiszenario ISI werden jedoch auch weitere Simulationen mit erweiterter / voller räumlicher Auflösung gerechnet um die Effekte der räumlichen Aggregation bewerten zu können (siehe Variationsberechnungen in Tab. 9).

Das **Basiszenario ISI (G)** ist die am häufigsten verwendete Vergleichsrechnung und ist aus diesem Grunde als wichtigste Simulation zu bewerten. Sie wird im Folgenden kurz erläutert. Basierend auf den Angaben in der ISI-Referenzstudie, bildet diese Simulation den Ausgangszustand im Jahr 2050 ab. Alle Flexibilitätsoptionen sind in der Minimalkonfiguration berücksichtigt. Auf der Basis der Simulationsergebnisse werden die Auswirkungen des Ausbaus der unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen bewertet. Des Weiteren werden anhand dieser Berechnung der Vergleich zwischen den verwendeten Referenzszenarien (ISI und GP/EREC) vorgenommen, welche sich maßgeblich in der räumlichen Verteilung der EE-Kapazitäten und deren Kapazitäten unterscheiden. Darüber hinaus werden anhand dieser Berechnung die Sensitivitäten der Modellparameter ermittelt. Analog wurde das **Basiszenario GP/EREC (H)** erstellt, welches insbesondere zur Beantwortung der Fragen hinsichtlich der CSP-Einbindung aus Nordafrika (in G nicht berücksichtigt) herangezogen wurde. Für eine detaillierte Beschreibung der weiteren Simulationen und ihrer Varianten siehe den Teilprojektbericht D11 „Arbeitspaket 7: Ergebnisse der Simulationsrechnungen mit dem Einsatzmodell für Flexibilitätsoptionen im europäischen Stromsystem“ [Buddeke and Merten, 2016].

Simulationsname	Name intern	Kürzel	Vergleichsrechnung
Basisszenarien			
Basisszenario ISI	G_Mod3_2004_ISI_160312_8	G	H
Basisszenario GP/EREC	H_Mod3_2004_EREC_160324_8	H	G
Vergleichsrechnungen - Impact und Wechselwirkungen der Flexibilitätsoptionen			
Max-Speicher (ohne H ₂)	I_Mod3_2004_ISI_160314_H2	I-ohne-H2	G
Max-Netz	R_Mod3_2004_ISI_160312_8	R	G
Max-DSM	J_Mod3_2004_ISI_160415_8	J	G
50%-DSM	N_Mod3_2004_ISI_160314_8	N	G
Max-Netz u. Max-Speicher (o. H ₂)	S_Mod3_2004_ISI_160326_8	S	G / I-ohne-H2 / R
Vergleichsanalyse CSP Einspeisung			
Bandeinspeisung aus Nordafrika	A_Mod3_2004_EREC_160415_8	A	B
Regelb. Einspeisung aus Nordafrika	B_Mod3_2004_EREC_160415_8	B	A
Variantenrechnung			
Variation Wetterjahr	G_Mod3_2010_ISI_160401_8	G-2010	G
Variation reg. Auflösung (13 Regionen)	G_Mod3_2004_ISI_160318_13	G-13	G
Variation reg. Auflösung (32 Länder)	G_Mod3_2004_ISI_160607_33	G-32	G
Variation Vorausschau	G_Mod3_2004_ISI_160318_8_72h	G-72h	G
Opt. EE Einspeisung	G_Mod3_2004_ISI_160401_8_EE	G-EE	G
Opt. EE Einspeisung (Max-Netz)	R_Mod3_2004_ISI_160401_8_EE	R-EE	G

Tabelle 9: Übersicht der verwendeten Simulationsläufe

4 Charakterisierung europäischer Zielszenarien (Wuppertal Institut)

In diesem Kapitel wird zunächst ein Vergleich von Systemparametern vorgenommen, die als Eingangsgröße für die Simulationen der Basisszenarien dienen. Es handelt sich um die installierten EE-Anlagenkapazitäten, deren Energieerzeugung sowie um die Energienachfrage, welche auf Basis der Referenzstudien für das Untersuchungsgebiet angepasst wurden. Die Simulationsergebnisse werden zunächst in Bezug auf das Gesamtsystem vergleichend dargestellt. Anschließend wird auf die Einbindung von Flexibilitätsoptionen Speicher und Netz (DSM findet in den Basisszenarien noch keine Anwendung) eingegangen. Die besonderen Eigenschaften der Basisszenarien werden zudem an ausgewählten Systemausschnitten erläutert.

4.1 Installierte EE-Kapazitäten

Die Untersuchungsgebiete der beiden Referenzstudien weichen von dem im RESTORE-Projekt untersuchten Gebiet ab. Während in der ISI-Referenzstudie alle EU-27 Staaten zzgl. Norwegen und der Schweiz untersucht werden, sind in der GP/EREC-Studie alle EU-27 Staaten zzgl. Nordafrika berücksichtigt. Im RESTORE-Projekt wird das gesamte ENTSO-E Gebiet betrachtet, folglich müssen im Vergleich zu den Basis-Szenarien zusätzliche Länder (insbesondere in Osteuropa) berücksichtigt werden. Die Vorgehensweise und die getroffenen Annahmen für die Bestimmung von Stromerzeugung und -nachfrage in diesen Ländern ist den jeweiligen Teilberichten [Kies and Heinemann, 2016] und [Eckstein et al., 2015] zu entnehmen. In Tabelle 10 sind die jeweils installierten EE-Kapazitäten nach Technologien für das Gesamtsystem dargestellt. Wie aus den Zahlen ersichtlich ist, wird im ISI-Szenario im Vergleich zum GP/EREC-Szenario stärker auf Windenergie an Land (etwa Faktor Zwei) und auf Bioenergie (etwa Faktor 7) gesetzt. Umgekehrt wird im GP/EREC-Szenario deutlich stärker auf PV (Faktor 1,8), CSP (Faktor 4,5) sowie Geothermie (Faktor 12) gesetzt. Das hat zur Folge, dass in beiden Szenarien, trotz der technologischen Unterschiede, etwa die gleiche installierte Gesamtleistung sowie ein ähnlich hoher Anteil (ca. 80 %) von fluktuierenden EE (Wind, PV und Wellenkraft) an der EE-Stromerzeugung vorliegt. Die folgenden Ergebnisse zu den beiden Basisszenarien resultieren aus eigenen Berechnungen, welche auf der Basis der installierten Kapazitäten der dafür bestimmten Einspeisezeitreihen [Kies and Heinemann, 2016] und Lastganglinien [Eckstein et al., 2015] durchgeführt werden.

Technologie	ISI	GP/EREC
Wind Onshore	607,3	310,8
Wind Offshore	191	186
PV	339	613
Hydro	190	167
Bio	87,8	12
CSP	18	81
Wave	21	33
Geothermal	1,9	23
Summe	1.457 GW	1.427 GW

Tabelle 10: Installierte EE- Kapazitäten in den Referenzszenarien in Gigawatt (GW)

Des Weiteren wird ein Ausbauzustand für die Flexibilitätsoptionen im System unterstellt, welcher in weiteren Analysen zur Untersuchung der Implikationen und Wechselwirkungen einzelner Technologien variiert würde. In den Basisszenarien findet eine Berücksichtigung der Technologien statt, wie sie in Tabelle 8 angegeben sind.

4.2 EE-Stromerzeugung

Die mit dem RESTORE-Modell ermittelte Stromerzeugung in den Basisszenarien für das Wetterjahr 2004 fällt aufgrund der verschiedenen Technologieanteile mit 3.453 TWh im ISI und 3.534 TWh im GP/EREC-Szenario vergleichbar hoch aus. Im ISI-Basisszenario resultiert aus den großen Windkapazitäten zudem ein relativ stark saisonal geprägtes Einspeiseverhalten. Aus Abbildung 15 ist zu entnehmen, dass sich in den Wintermonaten zeitweise starke Stromüberschüsse, insbesondere durch die Windeinspeisung ergeben. Im Sommer hingegen kommt es im ISI-Szenario zu Defizitzeiten von mehreren Wochen. Das GP/EREC-Szenario zeigt eine wesentlich kontinuierlichere Stromerzeugung über das Jahr. Die geringere Einspeisung durch Windenergie wird insbesondere in den Sommermonaten durch die starke Erzeugung aus PV und CSP Kraftwerken kompensiert. Der regelbaren Biomasseerzeugung des ISI-Szenarios steht im GP/EREC-Szenario die starke CSP Einbindung, insbesondere aus Nordafrika, gegenüber. Durch die Berücksichtigung von thermischen Speichern in den CSP Kraftwerken kann eine weitgehend stetige und regelbare Einspeisung erreicht werden. Durch die starke PV Nutzung im GP/EREC-Szenario kommt es zu großen Erzeugungsschwankungen im Tagesbereich, welche hier aufgrund der wöchentlichen Auflösung nicht erkennbar sind. Je nach Technologiefokus der Referenzstudie stellen sich wetterbedingte Defizitzeiten ein. Während im Sommer erhebliche Defizite im windstarken ISI-Szenario erzielt werden, sind die winterlichen Defizitzeiten im GP/EREC-Szenario im Vergleich deutlich länger. Wichtig erscheint jedoch, dass einige Wetterphänomene (wie im hier verwendeten repräsentativen Wetterjahr 2004 z.B. Ende Februar bzw. Anfang Dezember).

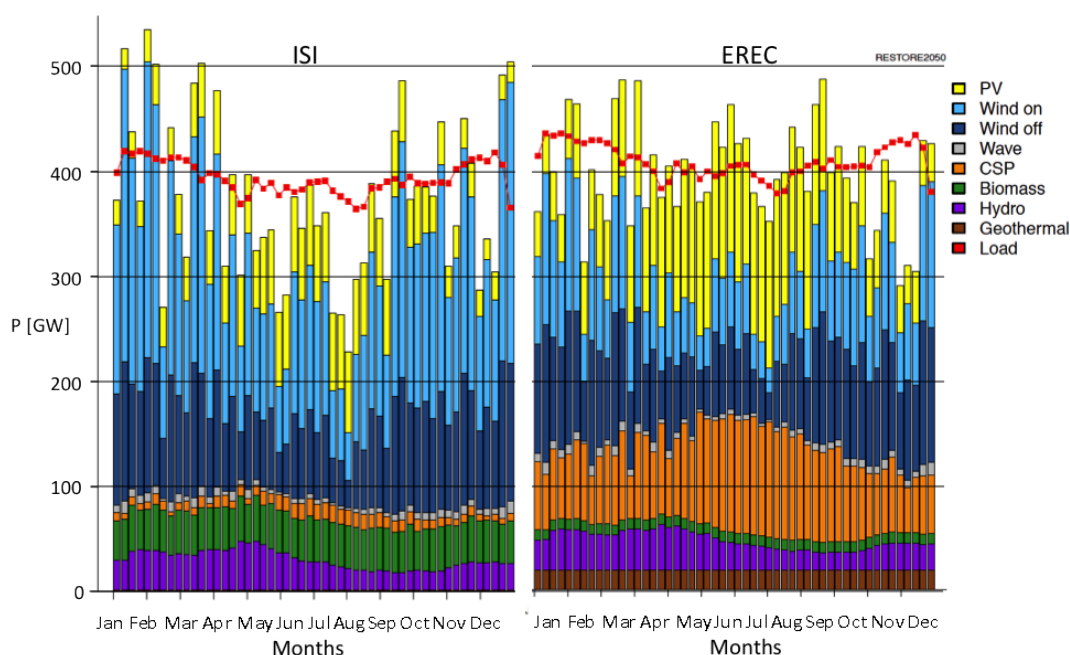


Abbildung 15: Durchschnittliche wöchentliche EE- Einspeiseleistungen nach Technologien in den beiden Basisszenarien. (Wetterjahr 2004)

Datenbasis: Finale Versionen der Simulationsläufe G und H.

4.3 EE-Deckungsraten im Gesamtsystem

Der Technologiemix im GP/EREC-Szenario sorgt für eine leicht höhere bilanzielle Deckungsrate von 104,3% (Wetterjahr 2004) als der im ISI-Szenario mit 102,2%, trotz der leicht höheren Stromnachfrage im GP/EREC-Szenario (+2,3%). In der Referenzstudie ISI beträgt die bilanzielle Deckungsrate etwa 112% und weicht somit deutlich von der im RESTORE-Projekt ermittelten Deckungsrate ab. Die Referenzstudie GP/EREC erreicht mit 103% einen ähnlichen Wert wie die hier ermittelte bilanzielle Deckungsrate. Wie in Abbildung 16 zu erkennen ist, weichen die regionalen (bilanziellen) Deckungsraten, bedingt durch die unterschiedlichen EE-Erzeugungspotenziale stark voneinander ab.

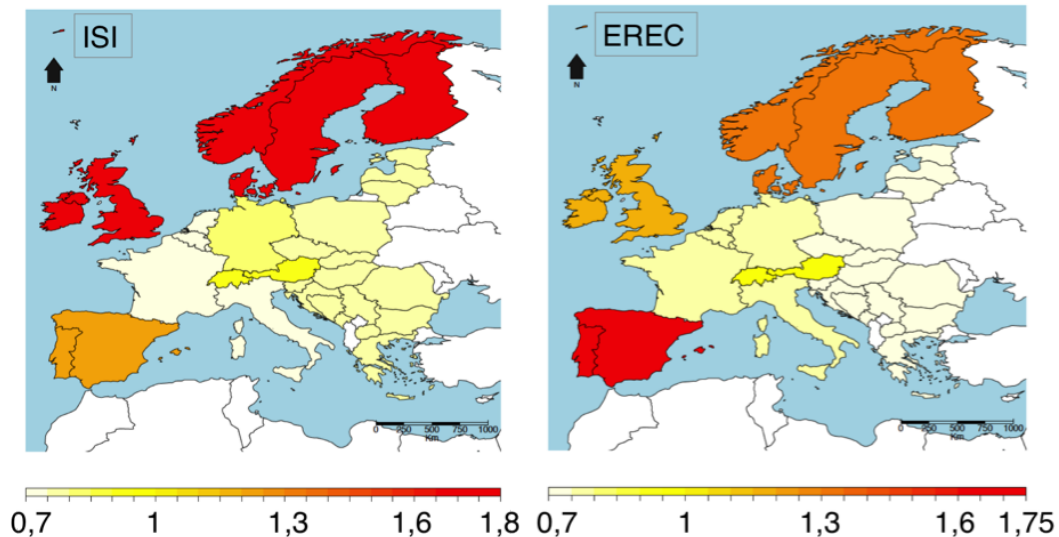


Abbildung 16: Jahresenergieerzeugung aus Erneuerbaren Energien, bezogen auf die Stromnachfrage (Bilanzielle Deckungsrate) in den untersuchten Regionen in beiden Basisszenarien.

Datenbasis: Finale Versionen der Simulationsläufe G und H.

Bei den Ergebnissen der zeitlich aufgelösten, „dynamischen“ Deckungsrate, unter Berücksichtigung des jeweiligen Basisausbaus von Speichern und Netz, kommt es im GP/EREC-Szenario zu einem EE-Stromanteil von 88,1% und zu 85,6% im ISI-Szenario. In den Referenzstudien werden erheblich höhere Werte (ISI: 94% und GP/EREC: 96%) erreicht (vgl. Tabelle 11). Im Falle der ISI Studie ist dies teilweise in der höheren bilanziellen Deckungsrate durch die Verwendung anderer Wetterjahre (2006-2008) begründet (vgl. Abb. 23). Zudem wurde in dem Szenario ein kostenoptimaler Netzausbau bestimmt, welcher das Basisszenario-ISI in Bezug auf die verfügbaren Kuppelleistungen um mehr als Faktor 2 übersteigt. Spätere Analysen zeigen, dass insbesondere der Netzausbau einen großen Einfluss auf die dynamische Deckungsrate hat (vgl. Kapitel. 7.1). In der GP/EREC Referenzstudie wurden keine dynamischen Simulationen durchgeführt. Daher konnten hier keine Netzrestriktionen berücksichtigt werden. Eine zusätzliche Abweichung ergibt sich auch hier durch die verwendete Wetterdatenbasis. Während im RESTORE Modell mit me-

	ISI Referenzstudie	Basisszenario ISI	GP/EREC Referenzstudie	Basisszenario GP/EREC
Bilanzielle Deckungsrate	112%	102%	103%	104%
Dynamische Deckungsrate	94%	86%	96%	88%

Tabelle 11: Deckungsraten der Basisszenarien im RESTORE-Projekt und in den Referenzstudien

teorologischen Zeitreihen gearbeitet wird, kommen im Rahmen der GP/EREC Referenzstudie Typ-Tage zum Einsatz, welche in einer anderen spezifischen Erzeugung der EE-Technologien resultieren. Die Ergebnisse der Basisrechnungen zeigen, dass die Verteilung der EE Kapazitäten gemäß GP/EREC Szenario aus gesamteuropäischer Perspektive vorteilhaft ist. Die größeren Herausforderungen an die Flexibilisierungsmaßnahmen werden allerdings im ISI-Szenario gestellt, da die Zeiträume von Unterdeckung und Überproduktion sowie deren Leistungen im System deutlicher ausgeprägt sind. Folglich sind in den einzelnen Flexibilisierungsvorgängen größere Energiemengen vorhanden, welche örtlich oder zeitlich verschoben werden müssen. Tabelle 12 zeigt eine Auswahl an Ergebnisparametern für die im RESTORE-Projekt berechneten Basisszenarien. Aufgrund der recht unterschiedlichen Zusammensetzung der EE-Technologien zeigen die maximalen positiven Residuallasten, dass beide Technologiepfade einen vergleichbaren Backup-Kapazitätsbedarf von etwa 260 GW aufweisen, um Versorgungssicherheit zu gewährleisten. In Anbetracht der geringeren Last im ISI-Szenario ist das Verhältnis von maximaler Residuallast zur mittleren Verbrauchslast jedoch größer.

Tabelle 12: Ergebnisse ausgewählter Gesamtsystemparameter in den Basisszenarien
Datenbasis: Finale Versionen der Simulationsläufe G und H.

Simulation		ISI (G)	EREC (H)
Netz		Basis	Basis
Speicher		Basis	Basis
DSM		kein	kein
Deckungsraten	Einheit		
EE- Deckungsrate (bilanziell)	%	102,2	104,3
EE Deckungsrate	%	85,6	88,1
Positive Residuallast (Unterdeckung)			
Max. Residuallast	GW	262	264
Max. Residuallast (99% Quantil)	GW	219	214
Summe pos. Residuallast	TWh	497	419
Negative Residuallast (Abregelung)			
Min Residuallast	GW	368	454
Min Residuallast (99% Quantil)	GW	291	315
Summe neg. Residuallast	TWh	504	525

4.4 Gradienten der Residuallast

Ein weiterer wichtiger Bestandteil der Analysen ist die Bewertung der Residuallastgradienten. Deren Verteilung und insbesondere die Häufigkeit besonders großer positiver (Lastanstieg) und negativer (Lastsenkung) Gradienten lässt Rückschlüsse auf die nötige Flexibilität der Backup Kraftwerke zu. Es ist zu berücksichtigen, dass aufgrund der zeitlichen Auflösung des Modells nur stündliche Gradienten betrachtet werden können. Die Werte der Last sind in beiden Szenarien ähnlich hoch und bestehen lediglich aus unterschiedlich skalierten Partiallastzeitreihen, sodass davon auszugehen ist, dass sich die Unterschiede der Residuallastgradienten im Wesentlichen aus der EE-Erzeugung sowie aus dem Einsatz der Flexibilitätsoptionen ergeben. In diesem Fall ist zu beobachten, dass die Häufigkeit geringer Gradienten ($< \pm 50$ GW/h) im ISI-Szenario höher ist (94%) als im GP/EREC-Szenario (85%) und die maximalen Gradienten (positiv wie negativ) dagegen kleiner sind als im GP/EREC-Szenario und gleichzeitig erheblich seltener auftreten. Dies spiegelt sich in einer deutlich kleineren Standardabweichung der Residuallastgradienten des Gesamtsystems von 23,5 GW ggü. 35,3 GW bei GP/EREC wieder. Die größere Streuung der Lastgradienten im GP/EREC-Szenario ist auch in Abbildung 17 zu erkennen.

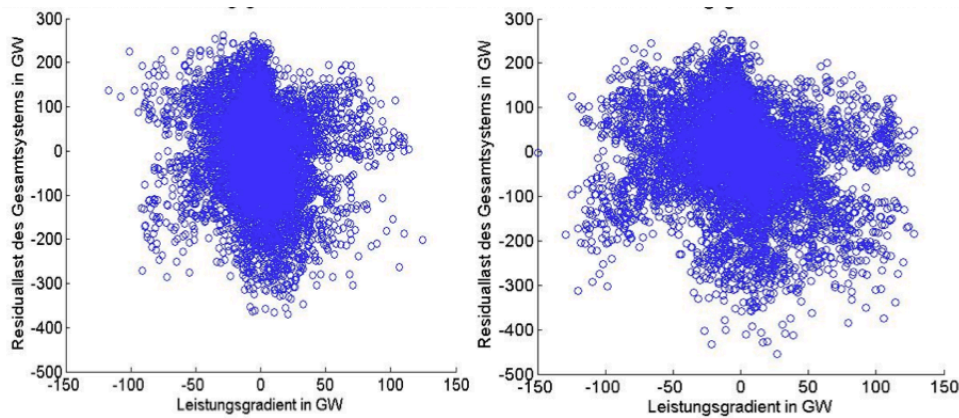


Abbildung 17: Stündliche Residuallasten des Gesamtsystems über den zugehörigen Lastgradienten für die beiden Basisszenarien ISI (links) und GP/EREC (rechts)

Datenbasis: Finale Versionen der Simulationsläufe G und H.

Eine Erklärung hierfür ist der starke PV-Ausbau im GP/EREC-Szenario. Durch die hohe Gleichzeitigkeit des morgendlichen Anstiegs (analog dazu die abendliche Abnahme) der PV Einspeisung kommt es flächendeckend morgens zu hohen Absenkungen und abends zu Anstiegen der Residuallast. Zum Abbau der Gradienten sind folglich Flexibilitätsoptionen notwendig, die für relativ kurze Zeit (wenige Stunden) hohe Leistungen bereitstellen können.

4.5 Speichereinsatz

In beiden Basissimulationen wird ein einheitlicher Mix an Speichertechnologien unterstellt. Die berücksichtigten Kurzzeitspeicher sind vor allem für die Flexibilisierung im Stundenbereich geeignet. Die meisten der Einheiten weisen ein Verhältnis von Speicherkapazität zur Einspeicherleistung (E2P-Verhältnis) von ca. 10 h bis 24 h auf, in manchen Fällen bis etwa hundert Stunden. Aus den Ergebnissen wird deutlich, dass die Kurzzeitspeicher im GP/EREC-Szenario deutlich stärker eingesetzt werden. Dies ist im Wesentlichen auf die starken tageszeitlichen Fluktuationen zurückzuführen die ebenfalls dem hohen PV Anteil der EE- Erzeugung geschuldet sind. Während die äquivalenten Vollladezyklen im GP/EREC-Szenario um ca. 38 % höher sind als im ISI-Szenario, ist die Verweildauer der Energie in den Speichern um 20 % niedriger. Folglich sind Kurzzeitspeichern in PV geprägten Energiesystemen bedeutsamer. Die Ergebnisse einzelner Speicherparameter können dem separaten Ergebnisbericht [Buddeke and Merten, 2016] entnommen werden.

Die Ergebnisparameter der Langzeitspeicher (Wasser-Saisonalspeicher) weichen zwischen den Vergleichssimulationen nur geringfügig voneinander ab. Dies hat zur Ursache, dass ein Großteil dieser Speichertypen als Speicherwasserkraftwerk implementiert sind und somit nicht über eine Beladeleistung verfügen (hier wird zur Beladung lediglich ein natürlicher Wasserzufluss unterstellt). Interessant ist jedoch, dass sich bei den Saisonalspeichern, die über eine Beladeleistung verfügen (z.B. PSW in den Alpen), eine höhere Auslastung im ISI-Szenario einstellt. Dies bestätigt den zuvor beschriebenen Effekt, dass windgeprägte Energiesysteme (hier ISI) eher Speicher mit großem E2P Verhältnis benötigen, wohingegen in PV geprägte Systemen die Kurzzeitspeicher an Wichtigkeit zunehmen. Die Ausprägung dieses Effekts ist im Vergleich zu den Kurzzeitspeichern bei den Saisonalspeichern jedoch gering.

4.6 Übertragungsnetz

In beiden Basisszenarien wird in der Basiskonfiguration ein einheitliches Netz unterstellt. Dieses wird nur im Falle des GP/EREC-Szenarios um drei Anbindungen nach Nordafrika erweitert, um

den von nordafrikanischen CSP Kraftwerken produzierten Strom importieren zu können (zur Netzkonfiguration siehe Kapitel 7.1). Unabhängig vom verwendeten Referenzszenario stechen einige Kuppelstellen zwischen den Regionen durch die hohe Auslastung als besonders relevant hervor. Diese zeichnen sich i. d. R. dadurch aus, dass sie Regionen mit besonderer geografischer Lage und/oder hoher bilanzieller Deckungsrate mit anderen Regionen verbinden. So spielt die Kuppelstelle zwischen der iberischen Halbinsel (bilanzielle Deckungsrate ISI: 119 %, GP/EREC: 167 %) und der Region Westeuropa, insbesondere im GP/EREC-Szenario, eine wichtige Rolle für die Energietransferierung von Südeuropa und Nordafrika. Die übertragene Energiemenge in die Region Westeuropa (Export) ist an dieser Stelle ca. 23 % höher als im ISI-Szenario. Der Energiebezug aus Westeuropa (Import) ist im Gegenzug um 76 % geringer als im ISI-Szenario. In beiden Szenarien ist die Anbindung von Großbritannien und Irland (bil. Deckungsrate ISI: 178 %, GP/EREC: 117 %) an Kontinentaleuropa sehr stark ausgelastet. Dieser Übertragungsengpass ist einer der Hauptgründe für die hohe negative Residuallast (Abregelung) in der Region (GP/EREC: 104 TWh, ISI 297 TWh). Insbesondere im ISI-Szenario bildet besagte Kuppelstelle in der Basis-Netzkonfiguration einen Engpass aufgrund der sehr viel höheren installierten Windleistung. Eine weitere signifikant wichtige Rolle stellen die Kuppelstellen von Skandinavien (bilanzielle Deckungsrate ISI: 167 %, GP/EREC: 133 %) an die angrenzenden (nördlichen) Regionen in Europa dar. Mittels des hohen Angebotes von Wasserkraft in Skandinavien und der damit verbundenen, dauerhaft geringen Residuallast, wird die Leitung zum großen Teil für den Export genutzt. Dies sorgt für äußerst hohe Auslastungen der Verbindungen (vgl. Abbildung 18). In der Basiskonfiguration sind nur geringe Speicher-Beladeleistungen in Skandinavien unterstellt. Speicher werden in dieser Region eingesetzt, um die hohen Erzeugungsüberschüsse zeitlich insbesondere für den Export zu flexibilisieren. Infolgedessen intensiviert sich die Auslastung der Kuppelstellen in den Berechnungen mit unterstelltem maximalen Speicherausbau, da insbesondere in dieser Region große Speicherpotenziale identifiziert werden. Es ist zu erwarten, dass sich die Auslastung der Kuppelstellen noch weiter verschärft, wenn zusätzlich die H₂ Speicher in dieser Region berücksichtigt werden, was in den bisherigen Berechnungen noch nicht geschehen ist. Auch auf die **deutsche Exportbi-**

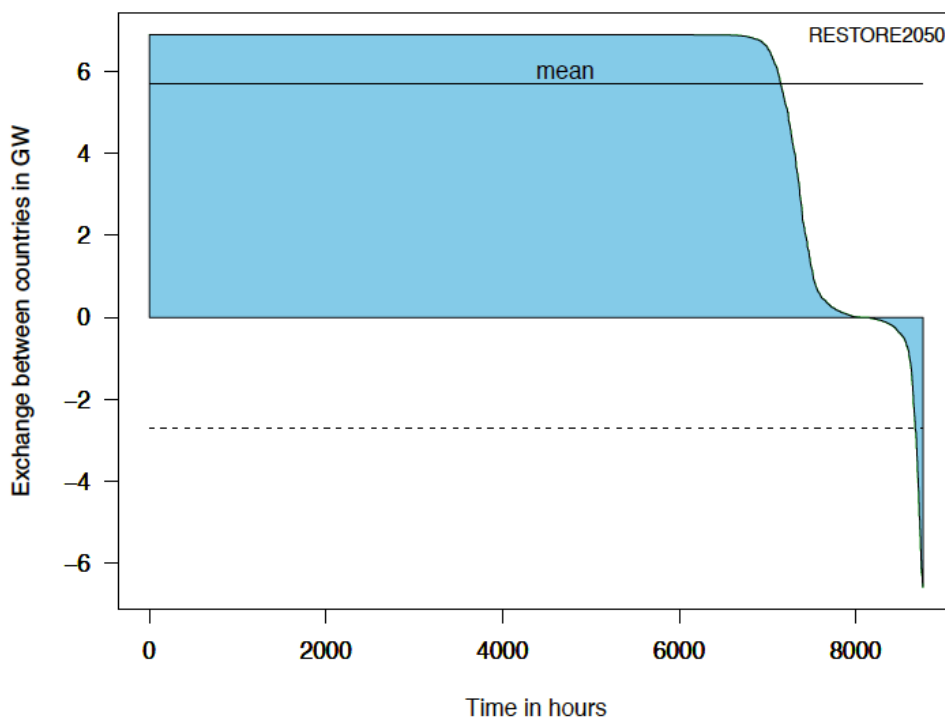


Abbildung 18: Jahresdauerlinie der Netzkuppelstelle zwischen DE und Skandinavien (DK, NO, SE, FI) im Basisszenario ISI. Positive Leistung stellt Import aus Skandinavien dar.

Ianz wirken sich die Basisszenarien unterschiedlich aus. Da im ISI-Szenario größere Wind- und Biomassekapazitäten unterstellt sind, ist der Stromimport nach Deutschland in diesem Szenario um etwa 9 % geringer, während der Export gegenüber dem GP/EREC-Szenario um etwa 45 % höher ist. Besonders der Austausch mit der Region Skandinavien ist hervorzuheben. Während im ISI-Szenario die Exportsumme höher und die Importsumme geringer ist, nehmen die (geringen) Stromexporte in diese Region weiter ab (-88 %) und Importe erhöhen sich (+12 %). Aus diesem Grund steigt die Wichtigkeit der Anbindungen an die großen Wasserkraftvorkommen in Skandinavien, insbesondere bei starkem Windenergieausbau in Deutschland und Europa.

4.7 Regionalisierung

Für die Beantwortung der Forschungsfragen wird eine Regionalisierung des Untersuchungsgebietes vorgenommen, um alle benötigten Berechnungen in angemessener Zeit durchführen zu können. Dies hat zur Folge, dass in den meisten Simulationen 7 (ISI) bzw. 8 (GP/EREC) Regionen berücksichtigt werden. Mit Hilfe der regionalen Aggregation werden insbesondere die Potenziale des Netzaustausches überschätzt, weil bestehende maximale Kuppelleistungen zwischen einzelnen Ländern aufgehoben werden, sobald diese in einer Region abgebildet sind (zum Vorgehen bei der Aggregation siehe Teilprojektbericht D7 [Buddeke et al., 2016]).

Zur Quantifizierung des Effektes wurden im Basisszenario ISI Einzelberechnungen mit höheren regionalen Auflösungen (12 Regionen /32 Regionen) durchgeführt. Für die 12 Regionen Variante werden West- und Osteuropa in je drei Regionen unterteilt. Des Weiteren wird Skandinavien in zwei Regionen aufgeteilt. Die Ergebnisse zeigen, dass die EE- Deckungsrate des Gesamtsystems aufgrund der zusätzlich berücksichtigten Kuppelstellen um 2,1 % abnimmt. Eine weitere Simulation mit maximaler regionaler Auflösung (32 Länder) ergibt eine Abnahme von 2,4 % gegenüber dem Basisszenario G. Vor dem Hintergrund, dass die Variationen der regionalen Auflösung eine sehr viel geringe Auswirkung auf die EE-Deckungsrate haben als z.B. die Variation des Netzausbaus bei geringer Auflösung (7 Regionen +7,5% vgl. 7.1), wird davon ausgegangen, dass die gewählte Regionalisierung die wichtigsten Kuppelstellen enthält und eine Auswertung der Regionen auch Rückschlüsse auf das Gesamtsystem zulässt.

5 Optimierung der räumlichen EE-Kapazitätsverteilung (Universität Oldenburg)

Die beiden Referenzstudien [Pfluger et al., 2011] und [Teske et al., 2012] geben pro Land die jeweils erwartete installierte Kapazität an Wind und PV vor. Daraus ergibt sich die Frage, ob es ein Zielsystem im Jahr 2050 gibt, das eine andere räumliche Kapazitätsverteilung besitzt und unter ökonomischen Aspekten „optimaler“ ist. Für jedes Land wurden die im Basisszenario erzeugten Zeitreihen der Einspeisung für Wind (onshore sowie offshore) und Photovoltaik zugrunde gelegt. Ziel der ökonomischen Optimierung ist also, die Minimierung der europaweiten Stromgestehungskosten unter Variation der Erzeugungskapazitäten für Wind und PV in den einzelnen Ländern.

5.1 Methodisches Vorgehen

Um die optimierte Verteilung zu ermitteln, wurde eine vereinfachte Modellogik gewählt, die im nachfolgenden Abschnitt bündig zusammengefasst wird. Eine ähnliche Optimierung ist z.B. in [Rodriguez et al., 2015] zu finden und diente als Vorlage für die getroffenen Kostenannahmen. Zentral ist die Balancing-Gleichung

$$G_n(t) - L_n(t) = P_n(t) - B_n(t) + C_n(t),$$

die in weiteren Arbeiten, z.B. [Kies et al., 2015], [Kies et al., 2016], ebenfalls Verwendung findet.

Die erneuerbare Einspeisung $G_n(t)$ eines Landes ergibt sich als Summe aus den einzelnen Einspeisezeitreihen für Wind onshore, Wind offshore und Photovoltaik. Die jeweilige Zeitreihe entsteht aus der Multiplikation der installierten Kapazität im jeweiligen Land mit der simulierten und normierten Einspeisezeitreihe. D.h. beispielsweise, dass eine Verdopplung der installierten PV-Kapazität in einem Land n schlichtweg äquivalent zu einer Multiplikation der PV-Einspeisezeitreihe $G_n^S(t)$ mit dem Faktor Zwei ist. Die Kostenannahmen für Erzeugung sind in Tabelle 13 dargestellt. Die Kosten für Übertragungsleitungen werden mit 400.000 EUR/(GW km) angenommen. Jährlich anfallende Betriebskosten und Investmentkosten werden in Relation gesetzt. Hierfür wird eine Lebenszeit von 30 Jahren und eine jährliche Verzinsung von 5 % für alle Systemelemente gewählt.

Abgesehen von der Differenz aus Erzeugung und Last, stehen in der Balancing-Gleichung des Weiteren das Backup $B_n(t)$, das Curtailment $C_n(t)$ und das Injection Pattern $P_n(t)$, welches die Differenz aus Exporten und Importen eines Landes beschreibt. Diese simple Annahme dient dazu, dass nach der Übertragung bestehende negative Residuallasten (Energiedefizite) weiterhin durch das Backup gedeckt und Überschüsse durch Curtailment abregelt werden. Für die Übertragung wird ein Schema verwendet, dass in [Rodriguez et al., 2015] als *synchronized transmission* beschrieben wird. Die Grundannahme ist, dass Backup-Bedarf und Curtailment zwischen den Ländern proportional zu ihrer Durchschnittslast verteilt werden. Folglich alle Länder zu einem Zeitpunkt entweder Backup bereitstellen oder Energieüberschüsse abregeln. Dieses Schema ist

Wirtschaftsgut	Investmentkosten [Euro/W]	Feste Betriebskosten [Euro/(kW a)]	Variable Betriebskosten [Euro/MWh]
Wind onshore	1.0	15	0.0
Wind offshore	1.4	40	0.0
Photovoltaik	0.9	8.5	0.0
CCGT	0.8	4.5	56.0

Tabelle 13: Kostenannahmen für die optimierte Verteilung.

geeignet den Bedarf an benötigten Backup-Kapazitäten deutlich zu reduzieren. Die Zeitreihe des Backups ergibt sich aus folgendem Übertragungsschema:

$$B_n(t) = \max \left\{ 0, \sum_n (L_n(t) - G_n(t)) \right\} \frac{\langle L_n(t) \rangle}{\langle \sum_n L_n(t) \rangle}.$$

Aus dem Backup lässt sich das Injection-Pattern über die Balance-Gleichung berechnen und die Flüsse über die Links folgen aus

$$F = K^T L^+ P,$$

wobei K als Incidence- und L als Laplace-Matrix die Netzwerk-Topologie beschreiben. L^+ bezeichnet die Moore-Penrose Pseudo-Inverse der Laplace-Matrix. Backup-Energie ist als zeitliches Integral der Backup-Zeitserie,

$$B_n^E = \int_t B_n(t) dt,$$

definiert. Die benötigte Backup-Kapazität wird als

$$0.99 = \int_0^{\kappa_n^B} p(B_n) dB_n$$

berechnet, wobei das neunundneunzigste Perzentil gewählt ist, um die Abhängigkeit von den extremsten Bedingungen und damit dem konkreten zugrunde liegenden Wetterdatensatz, zu verringern. $p(\dots)$ ist die Verteilungsfunktion des Backupbedarfs der einzelnen Zeitschritte. Der solcherart berechnete Backupbedarf ist folglich 99 % der Zeitschritte hinreichend. Aus demselben Grund wird auch die benötigte Übertragungskapazität zwischen zwei Ländern über das neunundneunzigste Perzentil definiert und berechnet:

$$0.99 = \int_0^{\kappa_l^T} p(|F_l|) dF_l.$$

Minimiert wurden die Gesamtkosten des Stromsystems unter Variation der installierten Kapazitäten C , die sich aus den Gesamtkosten der einzelnen Systemkomponenten Erzeugung, Übertragung und Backup (Energie und Kapazität) zusammensetzen:

$$\kappa = \sum_l \kappa_l^T + \sum_n (\kappa_n^{BC} + \kappa_n^{BE} + \kappa_n^G).$$

Die jeweiligen Kosten setzen sich aus Investment- und Betriebskosten zusammen, z.B. für die Backupenergiemenge

$$\kappa_n^{BE} = \kappa_n^{BE,inv.} + \sum_{t=1}^{30} \frac{\kappa_n^{BE,op.}(t)}{(1+r)^t}.$$

Hierbei ist r die angenommenen Verzinsung von 5 % und das Argument t läuft über alle Jahre der angenommenen Lebensdauer von 30 Jahren. Das zugehörige Optimierungsproblem lautet

$$\begin{aligned} & \underset{C}{\text{minimise}} \kappa \\ & \text{subject to } C_n^i \geq 0. \end{aligned} \tag{3}$$

5.2 Ergebnisse und Diskussion

Die Änderungen, die sich in der Verteilung der Erzeugungskapazitäten aus der Optimierung ergeben, sind in Abbildung 19 dargestellt. Die oberen Darstellungen zeigen die installierten Kapazitätsdichten in $[\text{MW}/\text{km}^2]$, die sich aus dem ISI-Referenzszenario ergeben. Die unteren beiden Darstellungen zeigen die jeweiligen Änderungen, welche aus der Optimierung folgen. Bei den Nordsee-Anrainer-Staaten zeichnet sich ein starker Zubau der Windkapazitäten, onshore wie offshore, ab. Eine Abnahme erfolgt in Tschechien, Luxemburg und Portugal. Für Photovoltaik sind die Veränderungen insgesamt gering. Eine Abnahme ist in Ländern wie Niederlande oder der Schweiz zu verzeichnen, die im ISI-Referenzszenario durch vergleichsweise viele installierte Kapazitäten auffallen. Bei Betrachtung der Gesamtkosten zeigt sich, dass sich mit der optimierten räumlichen Verteilung eine Reduktion der Stromgestehungskosten um ca. 10% einstellt (Abb. 20). Diese Reduktion ist in erster Linie auf einen stark verminderten Bedarf an Backup-Energie zurückzuführen. Insbesondere der Kostenanteil der Windkraft steigt, was auf den zuvor erwähnten starken Ausbau der Windenergie zurückzuführen ist. Abbildung 21 zeigt die im optimierten Szenario zusätzlich zu den im Basisnetz-Szenario vorhandenen Übertragungskapazitäten. Insbesondere an den Grenzkuppelstellen Frankreich's zeigt sich, dass ein enormer zusätzlicher Ausbau von Nöten ist. Ausreichend sind die für 2030 erwarteten Kapazitäten nur in den Ländern des Balkans.

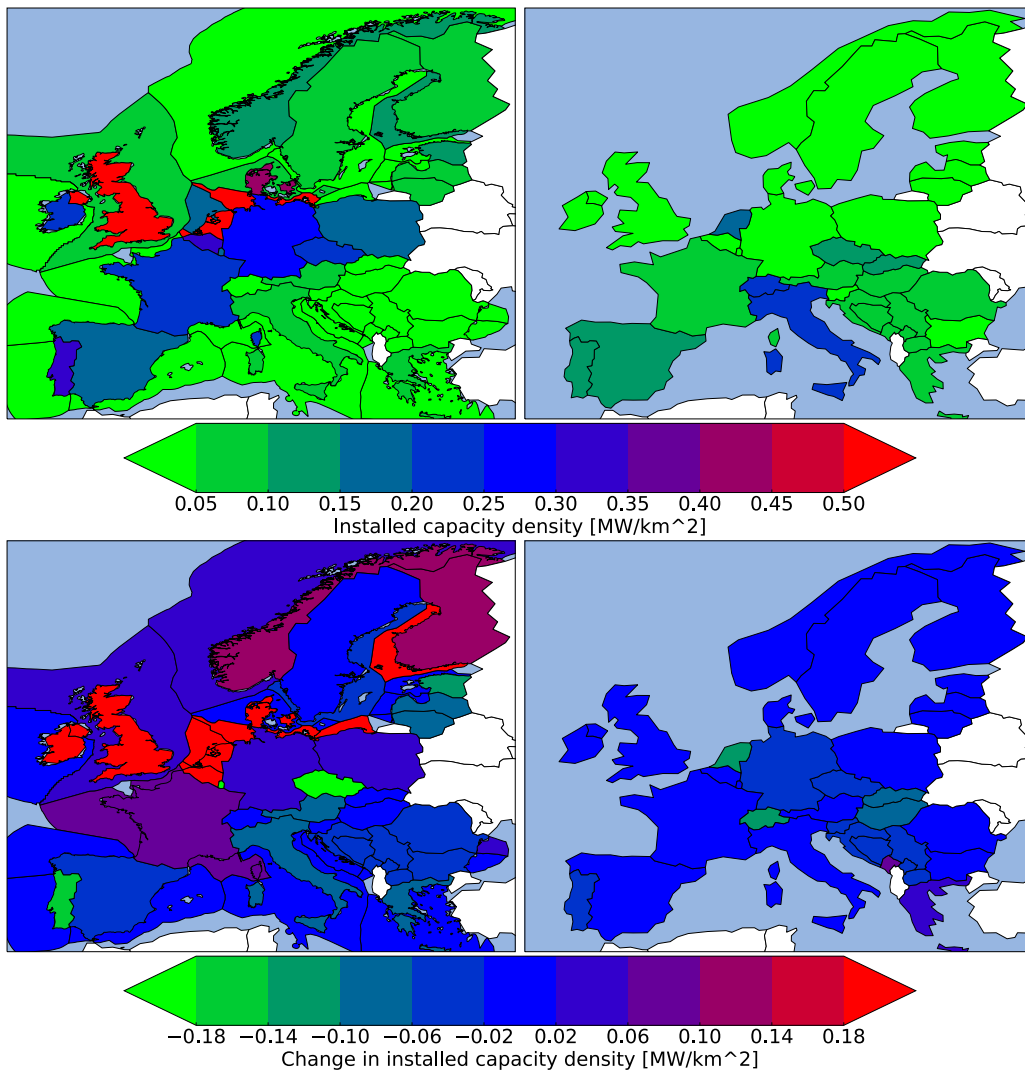


Abbildung 19: Installierte Kapazitätsdichten auf Länderebene, wie sie sich aus dem ISI-Szenario B ergeben (oben) für Wind (links) und PV (rechts). Unten: Änderungen, die sich aus der Optimierung der Verteilung ergeben.

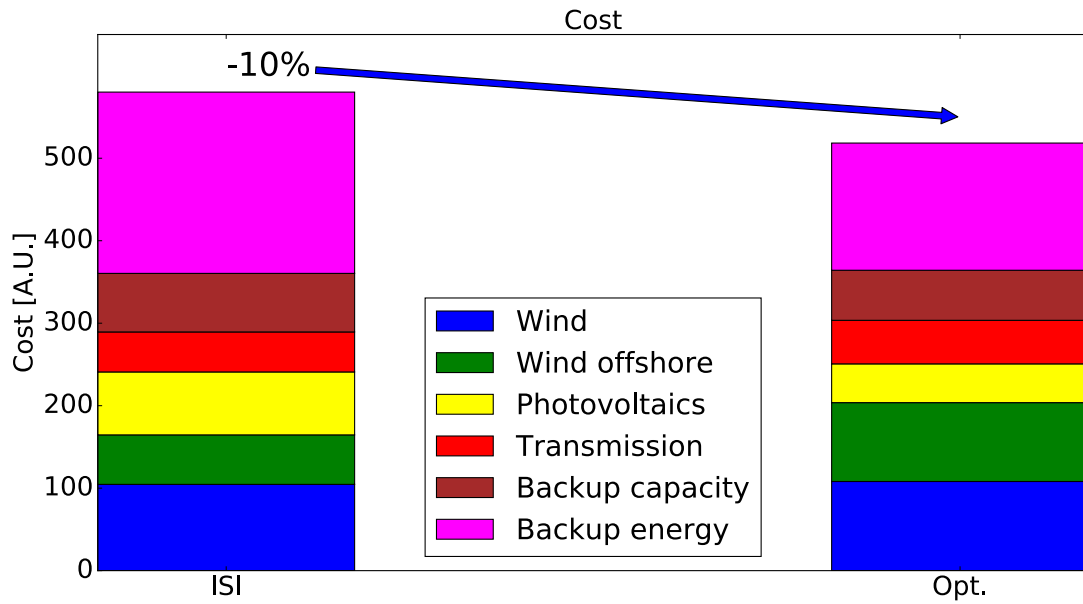


Abbildung 20: Gesamtsystemkosten aufgeschlüsselt nach Systembestandteilen für das ISI-Szenario B (links) sowie die optimierte Verteilung der Erzeugungskapazitäten (rechts).

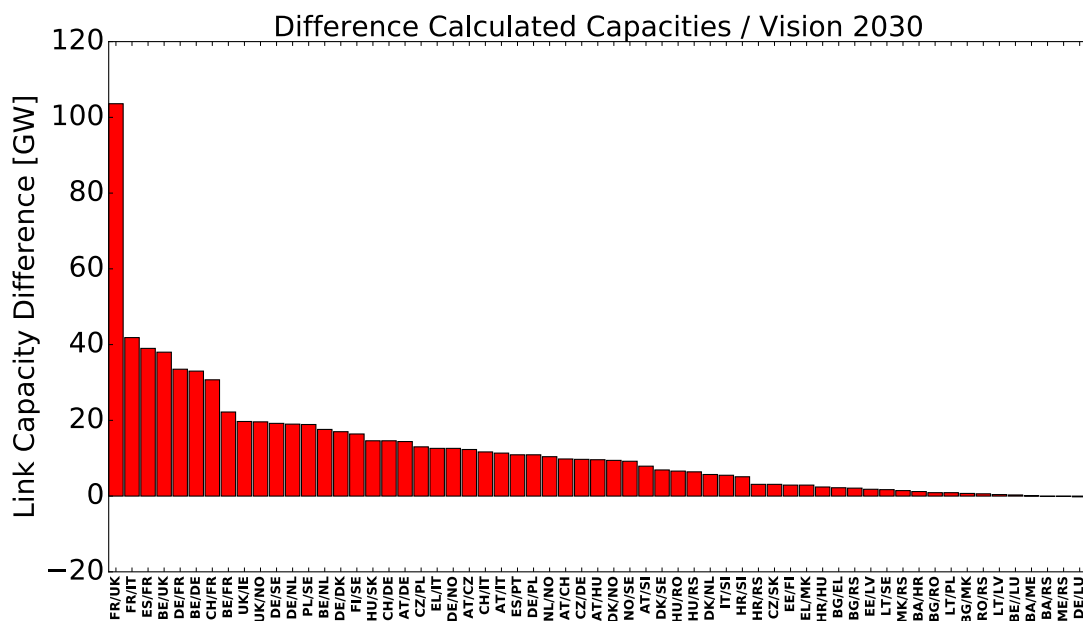


Abbildung 21: Differenz aus berechneten Übertragungskapazitäten und dem Basisnetz-Szenario.

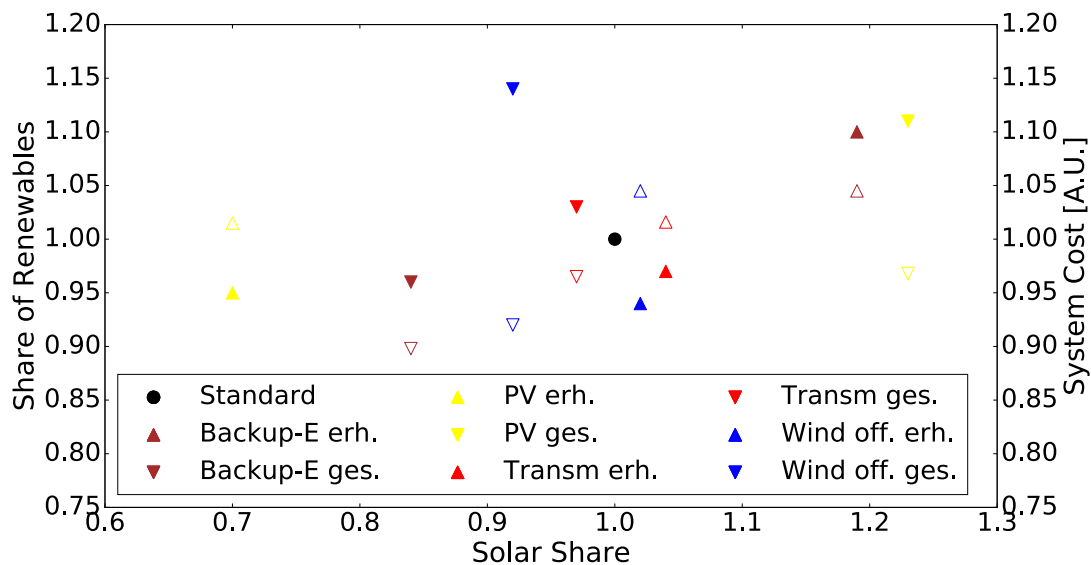


Abbildung 22: Einfluss variiert Systembestandteilkosten (+/- 25 %) auf den Anteil Erneuerbarer sowie den Solarenergieanteil jeweils relativ zum Ergebnis mit ursprünglichen Kostenannahmen. Ausgefüllte Dreiecke beziehen sich auf die linke Achse (Anteil Erneuerbarer Energien) und nicht ausgefüllte Symbole auf die rechte Achse (relative Stromsystemkosten).

Auch an den Grenzkuppelstellen nach Deutschland zeigt sich ein enormer zusätzlicher Bedarf. Hervorzuheben sind die Verbindung nach Frankreich (+33,5 GW), nach Schweden (+19,2 GW) und in die Niederlande (+19 GW). Um die Sensitivität der Variation von Kosten auf das Optimierungsergebnis zu bewerten, wurden die einzelnen Systembestandteilkosten um 25 % variiert. Alle weiteren Annahmen wurden fixiert. Die Ergebnisse dieser Sensitivitätsanalyse auf den Anteil an Erneuerbaren und den Anteil an Solarenergie ist in Abb. 22 dargestellt. Interessanterweise zeigt sich, dass mit einer Erhöhung der Kosten für Übertragung eine Erhöhung des Solarenergieanteils einhergeht, d.h. dass umgekehrt vor allem Windenergie von niedrigen Übertragungskosten zwischen Ländern profitiert. Dasselbe gilt für die Backup-Energie. Auch hier zeigt sich, dass bei einer Erhöhung der Kosten für Backup-Energie der Solarstromanteil in der optimierten Lösung steigt. Die leeren Dreiecke in Abbildung 22 zeigen die Veränderung der Gesamtsystemkosten unter der jeweiligen Variationen der Kostenannahmen. Es ist zu sehen, dass insbesondere reduzierte Kosten für Backup-Energie bzw. offshore Wind zu wesentlich geringeren Stromgestehungskosten von 7 % (Wind offshore) bzw. 10 % (Backup-Energie) führen. Reduzierte Kosten für Photovoltaik oder Übertragungskapazitäten haben dem gegenüber ausgesprochen geringe Auswirkungen.

5.3 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Die zentralen Ergebnisse der Optimierung und Kostensensitivitätsanalyse sind:

- Die System-Gesamtkosten reduzieren sich um 10 % im Vergleich zum ISI-Szenario B
- Onshore Windkapazitäten erhöhen sich um 5 %
- Offshore Windkapazitäten erhöhen sich um 60 %
- Photovoltaikkapazitäten sinken um 35 %
- Der Bedarf an Backupenergie nimmt um 30 % ab
- Der Bedarf an Übertragungskapazitäten zwischen den einzelnen Ländern steigt insgesamt um 10 %
- Der Bedarf an Backupkapazitäten nimmt um 15 % ab

Die Optimierung der Verteilung der Erzeugungskapazitäten zwischen den Ländern und Technologien (Wind bzw. Solar) erfolgte mit dem Ziel, ein unter Kostenaspekten optimales System zu finden. Aus den Ergebnissen und den gemachten Erfahrungen mit diesem vereinfachten Kosten-Optimierungsmodell werden unter den getroffenen Kostenannahmen folgende **Empfehlungen** abgeleitet:

- Optimal ist ein enorm starker Ausbau von Wind an windreichen (offshore) Standorten, auch wenn dieser Ausbau mit einem verstärkten Bedarf an Übertragungskapazitäten einhergeht.
- Die Versorgungsautonomie windschwacher Staaten in Süd- und Südosteuropa ist verhältnismäßig gering, so dass sich Hinweise ergeben, die Kuppelstellen dieser Länder zu verstärken; wenngleich auf relativ moderatem Niveau hinsichtlich der benötigten Kapazität zwischen Ländern im Norden Europas.
- Zudem zeigt sich, dass geringfügige Erzeugungsüberkapazitäten von Vorteil sind und sich Kostenvorteile trotz des Anstiegs an nicht verwertbarer Überschussenergie ergeben. Bei Nutzungsmöglichkeiten (z.B. *Power to Gas*) könnten Szenarien mit Überkapazitäten noch vorteilhafter werden.
- Aus dem Vergleich der benötigten mit den von ENTSO-E für 2030 erwarteten Übertragungskapazitäten ergibt sich, dass insbesondere um Frankreich herum das Netz stark erweitert werden muss, um eine optimale Transferierung der erzeugten Energie zu ermöglichen. Im Rahmen der Aussagekraft des entwickelten Kosten-Optimierungsmodells, ist ein verstärkter Ausbau der Grenzkuppelstellen zwischen Frankreich, Deutschland, Großbritannien, Spanien und Nordeuropa von größter Bedeutung.

6 Implikationen unterschiedlicher Wetterjahre und Netztopologien (Universität Oldenburg)

Im RESTORE-Projekt wurden alle Zeitreihen für den Zeitraum 2003-2012 erstellt. Auf Grund der Rechenkomplexität des entstandenen RESTORE-Modells fokussiert sich die Betrachtung weitestgehend auf das Jahr 2004. Das Jahr 2004 wurde in einer gesonderten Analyse als das repräsentativste Jahr des Zeitraumes 2003-2012 ermittelt (s. Abschnitt 2.3.5). Nichtsdestotrotz sind zahlreiche Ergebnisse entstanden, die die Abhängigkeit benötigter Backup-Energie und Kuppelkapazitäten in einem 100 % EE-Szenario vom Wetterjahr und bei unterschiedlichen Netztopologien aufzeigen.

6.1 Methodisches Vorgehen

Wie in Abschnitt 5.1 wird eine vereinfachte Modellogik verwendet, die auf Speicher und sonstige regelbare EE-Einspeisung verzichtet. Das heisst, die Einspeisezeitreihen von PV, Wind on/offshore sind so skaliert, dass bilanziell 100 % der Last im ISI-Referenzszenario gedeckt werden. Backup-Energie und Backup-Kapazitäten werden mit limitierter Kapazität der Grenzkuppelstellen gerechnet. Ansonsten ist die benötigte Grenzkuppelkapazität unlimitiert, da sie Teil des Ergebnisses ist.

6.2 Ergebnisse und Diskussion

Abbildung 23 zeigt den jährlichen Gesamtbedarf an Backup Kapazitäten (oben, 99 %-Quantil in [GW]) und Backup-Energie (unten, 99 %-Quantil in [GWh]) für jedes der 10 Wetterjahre und für die Gesamtperiode 2003-2012 bei unlimitierter Übertragungskapazität. Der Bedarf an Backup Energie variiert von Jahr zu Jahr bis maximal 50 TWh/Jahr. Dies entspricht ungefähr 1 % des europäischen Strombedarfs. Insbesondere die Jahre 2005 und 2010 haben einen sehr geringen Bedarf an Backup Energie, welcher ca. 40 TWh unterhalb des langjährigen Mittels liegt (ca. -3 %). Die dynamische Deckungsrate beträgt im Gesamtzeitraum 72,3 %, im besten Jahr 73,1 % (2010) und nur 71,6 % im schlechtesten Jahr (2011). Diese recht niedrigen dynamischen EE-Deckungsraten entstehen, da keine Speicher und keine speicherbaren Erneuerbaren wie z.B. Wasserkraft oder CSP im System vorhanden sind. Die dynamischen EE-Deckungsraten erhöhen sich im ISI-Basisszenario auf 85,6 % bzw. auf 88,1 % im EREC-Basisszenario (vgl. Abb. 12). Allerdings sind an dieser Stelle die bilanziellen Deckungsraten mit 102,2 % und 104,3 % höher.

Die benötigten Backup-Kapazitäten sind ebenfalls in den Jahren 2005 und 2010 am geringsten und können von Jahr zu Jahr um bis zu 40 GW abweichen, was ungefähr 6.3 % der Backup Kapazität in der Periode 2003-2012 entspricht. Die Abhängigkeit der Backup-Kapazität bezüglich des Wetterjahres ist somit in etwa doppelt so groß wie dies bei der Backup-Energie der Fall ist.

Neben der TYNDP2014-Netztopologie wurden zwei bislang nicht geplante Verbindungen mit 7 GW Übertragungskapazität durchgerechnet, um die Robustheit der Ergebnisse hinsichtlich der gegebenen Netztopologie beurteilen zu können. Es handelt sich um Verbindungen zwischen Spanien und Italien und zwischen dem Vereinigten Königreich und Deutschland. Bei der benötigten Backup Kapazität ergeben sich nur marginale Unterschiede zur TYNDP2014-Netztopologie. Die benötigte Backup Energie nimmt im langjährigen Mittel um ca. 20 TWh/y ab (-1,5 %). Die starken Schwankungen von Jahr zu Jahr ändern sich hierbei allerdings nicht. Zuzüglich zu der benötigten Backup-Energie bzw. -Kapazität ist die Auslegung und die Nutzung des Übertragungsnetzes vom verwendeten Wetterjahr abhängig. Diese Rechnungen wurden wiederum für die oben erwähnten drei Netztopologie durchgeführt. Die Übertragungskapazitäten werden unlimitiert berechnet, weil sie Teil des Ergebnisses sind.

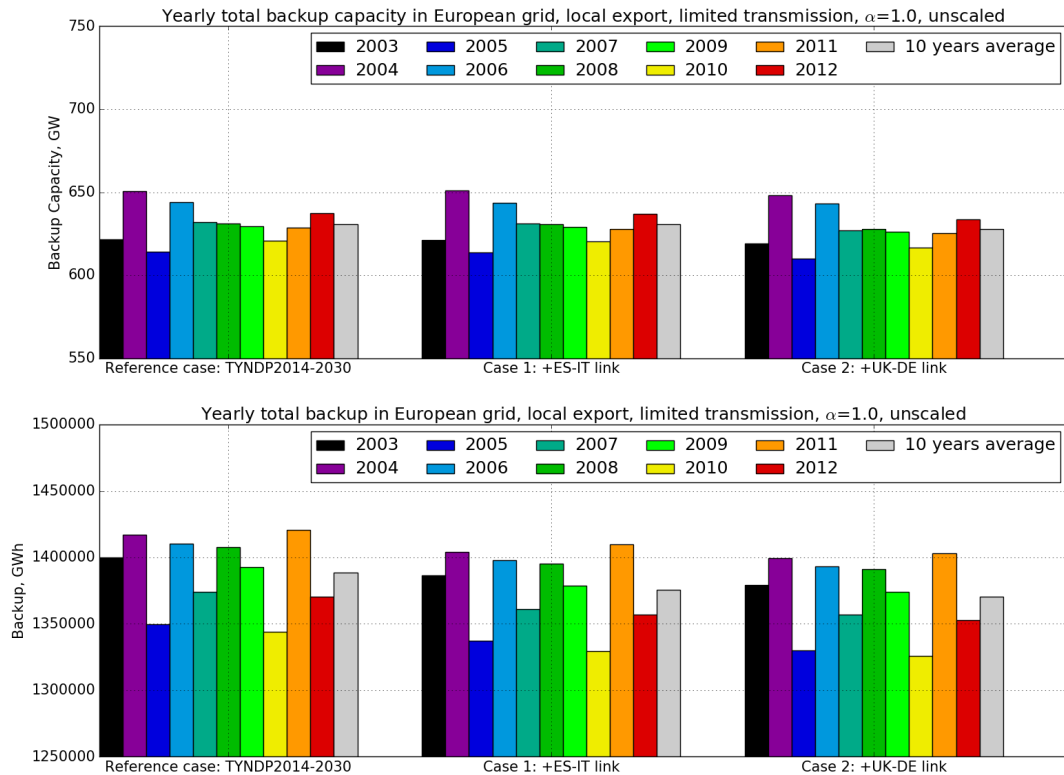


Abbildung 23: Jährliche Variation des Gesamtbedarfs an Backup-Kapazitäten (oben) und Backup-Energie (unten) für drei untersuchte Netzwerk-Topologien: TYNDP 2014 (links), TYNDP 2014 plus Link Spanien/Italien (Mitte) und TYNDP 2014 plus Link UK/DE.

Abb. 24 zeigt die Ergebnisse für die drei betrachteten Netztopologien. Es ist zu sehen, dass die Kapazität der zusätzlichen Links (ES/IT und GB/DE) sich jeweils auf 30-32 GW beziffert. Im Falle des Links ES/IT kann die Kapazität zwischen ES/FR um 15 GW sinken. Bei Berücksichtigung der Verbindung GB/DE sinken die benötigten Übertragungskapazitäten GB/ES, GB/BE, GB/DK und GB/NO sehr deutlich. Konsequenterweise sinken auch die Übertragungskapazitäten zwischen Deutschland und diesen Ländern. Die Bandbreite der benötigten Übertragungskapazitäten in Abhängigkeit vom betrachteten Wetterjahr beträgt ca. 10% der mittleren Übertragungskapazität. Die Netztopologie hat keinen signifikanten Einfluss auf die Größe der Streuung. Des Weiteren lassen sich die benötigten Gesamtkapazitäten berechnen. Im Basisszenarios (TYNDP2014) sind dies 877 GW und 843 GW im Falle von ES/IT und 855 GW beim Link GB/DE. Der Link UK/DE würde somit zu einer Reduktion der Gesamtkapazitäten um 2.5% beitragen.

Abb. 25 zeigt die durchschnittlichen Nutzungsraten für die drei untersuchten Netztopologien. Beim Zubau des Links ES/IT ergeben sich die stärksten Änderungen bei der mittleren Nutzung. Die mittlere Übertragungsauslastung zwischen Spanien und seinen Anrainern erhöht sich um bis zu drei Prozentpunkte (ES/FR). Die höhere Übertragungsauslastung ist eine Folge der stark zurückgegangenen Übertragungskapazität. Die jährliche Variation ist ebenfalls dargestellt. Die Unterschiede zwischen den drei untersuchten Netztopologien sind ausgesprochen gering. Es zeigt sich jedoch, dass es nahezu keinerlei jährliche Variation für die hinzugefügten Übertragungsverbindungen gibt. Insbesondere für die Verbindung zwischen Großbritannien und Deutschland ist keinerlei Jahr-zu-Jahr Variabilität auszumachen.

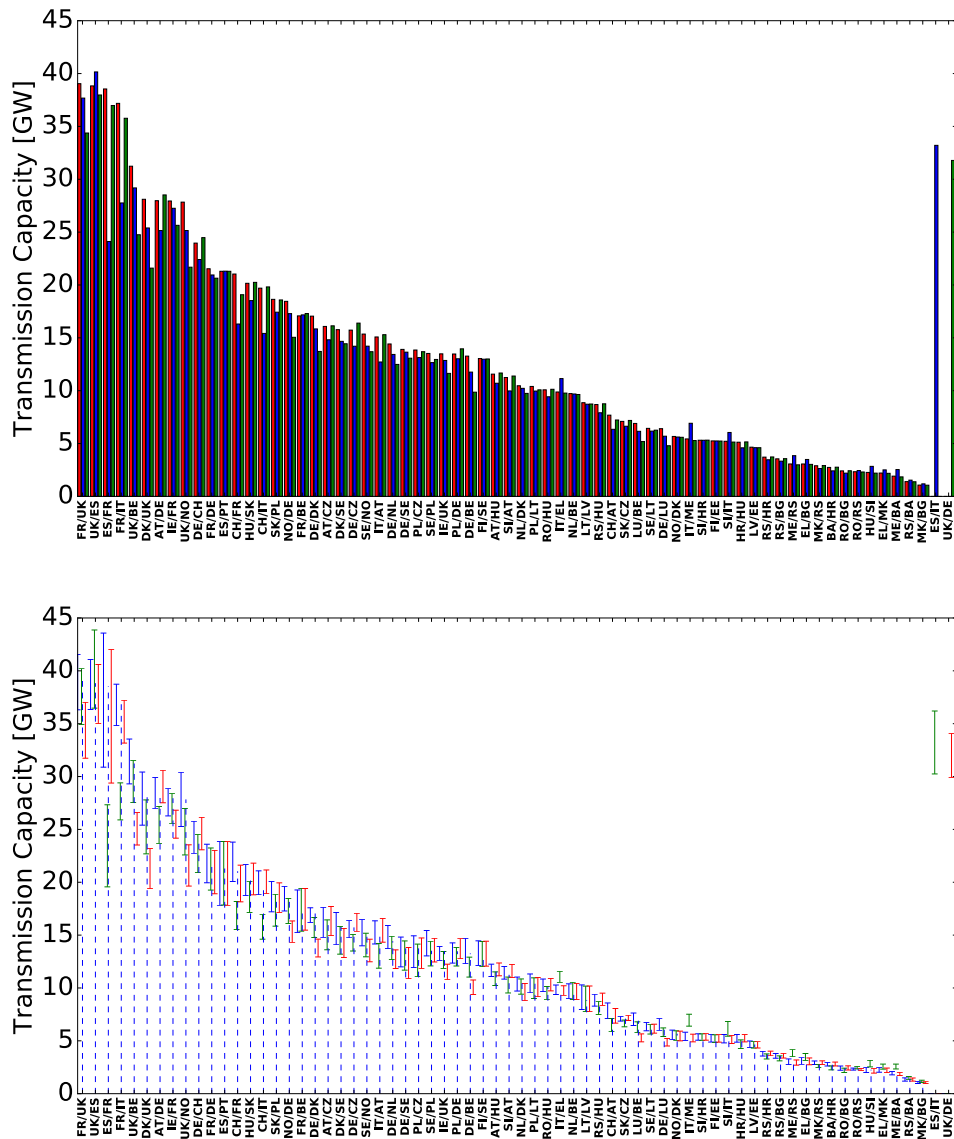


Abbildung 24: Kapazität der einzelnen Grenzkuppelstellen, die bei unlimitierter Übertragung benötigt werden für drei untersuchte Netztopologien (oben). Bandbreite der benötigten Grenzkuppelstellen innerhalb der 10 Wetterjahre für die drei untersuchten Netztopologien (unten).

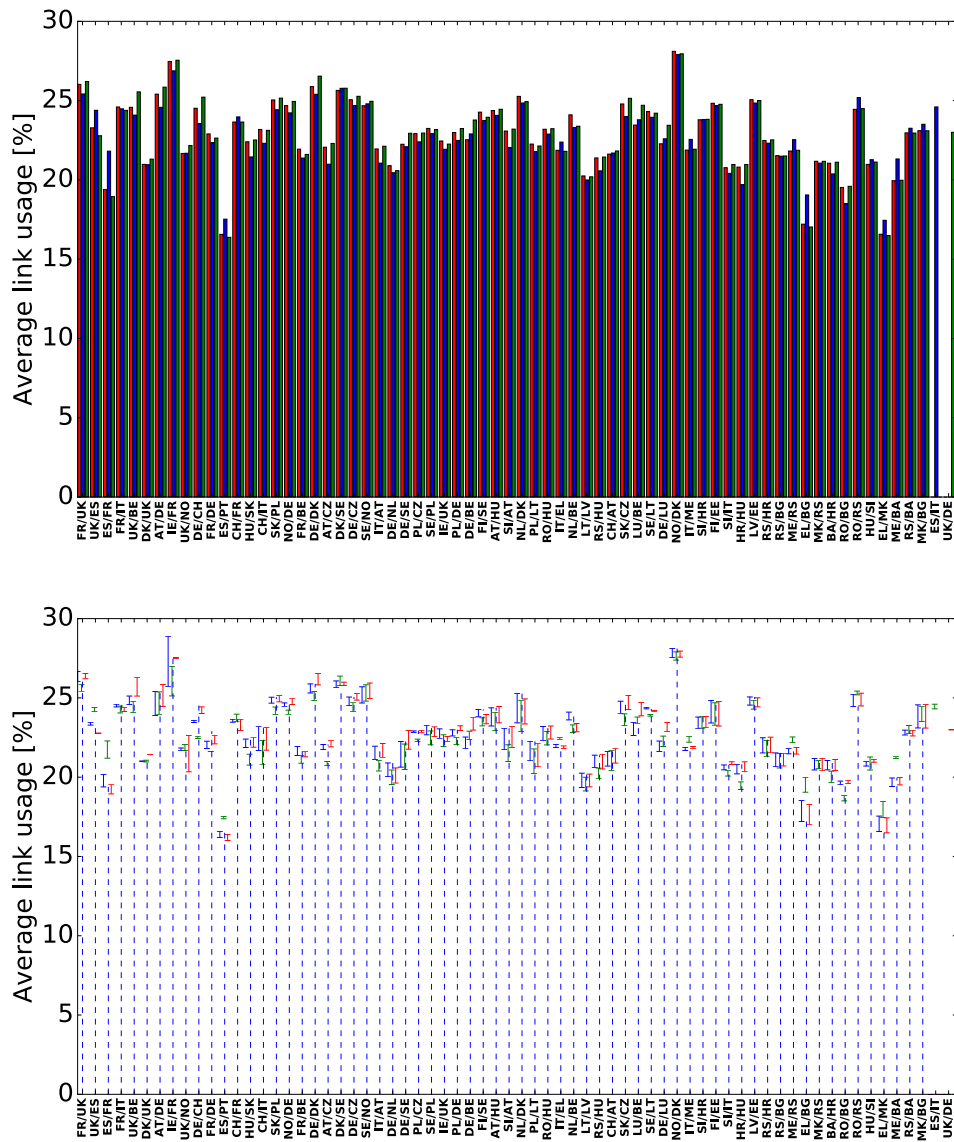


Abbildung 25: Durchschnittliche Nutzung aller Grenzkuppelstellen für drei untersuchte Netztopologien (oben). Bandbreite der durchschnittlichen Nutzung der Grenzkuppelstellen innerhalb der 10 untersuchten Wetterjahre (unten).

6.3 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Die Betrachtung von 10 unterschiedlichen Wetterjahren zeigt auf, dass der europaweite Bedarf an Backup-Kapazität um ca. 6% des mittleren Bedarfs schwanken kann und um ca. 3% bei der Backup-Energie. Dies macht deutlich, dass Studien, die sich mit einem zukünftigen erneuerbaren Stromsystem beschäftigen, auf ein breites Spektrum an mehrjährigen Wetterdaten zurückgreifen sollten, so dass die mit der Variabilität des Wetters einhergehende Variabilität adäquat abgebildet wird.

Des Weiteren wurde gezeigt, dass die Topologie des Übertragungsnetzes durch Hinzufügen einzelner Links (wie beispielsweise zwischen Spanien und Italien sowie Großbritannien und Deutschland) einen geringeren Einfluss auf Backup Kapazität und Energie hat als der Einfluss der Wetterjahre. Die Änderung der Netztopologie bei Hinzufügen von Links verringert allerdings die benötigte Übertragungskapazität zu Nachbarstaaten sehr deutlich und zwar teilweise stärker als dies durch Variation der Wetterjahre möglich ist. Es ist anzumerken, dass bereits die Variation der benötigten Übertragungskapazität bis zu 30% beträgt je nach dem welches Wetterjahr benutzt wird.

Es ist deutlich geworden, dass Ergebnisse von verschiedenen Stromsystemsimulationen in jedem Fall nur dann vergleichbar sind, wenn das gleiche oder die gleichen Wetterjahre verwendet werden bzw. wenn die gleiche Netztopologie verwendet wird. Es ist daher zu empfehlen, dass in jeder Studie zum zukünftigen europäischen Stromversorgungssystem die Sensitivitäten bzw. Unsicherheiten hinsichtlich Wetterjahre, Netztopologie aber auch des Strommixes erarbeitet und transparent dargestellt werden.

7 Systemische Implikationen des Ausbau von Flexibilitätsoptionen in Europa

Im folgenden Kapitel wird dargestellt, wie die verstärkte Nutzung der verschiedenen Flexibilitätsoptionen Speicher, DSM und Stromnetz auf das europäische Stromsystem auswirken. Dabei wird insbesondere auf die Eignung zur Erhöhung der EE- Deckungsrate eingegangen, jedoch auch die Fähigkeit, die Fluktuation der Residuallast zu verringern. Dadurch werden die Anforderungen an den Backup- Kraftwerkspark reduziert. Neben den Auswirkungen auf das Gesamtsystem werden besondere regionale Effekte dargestellt, die sich durch die Nutzung der einzelnen Flexibilitätsoptionen ergeben.

7.1 Welchen Beitrag können grenzüberschreitende Stromnetze zur Integration von EE leisten? (Wuppertal Institut)

Übertragungsnetze tragen, als einzige Flexibilitätsoption, zur regionalen Verschiebung von Energie zwischen den betrachteten Ländern bei. In Folge dessen sind sie als zentrales Element des Energiesystems unabdingbar und machen hohe Anteile von Erneuerbaren Energien in der Stromversorgung überhaupt erst möglich. Entsprechend stark ist der Einfluss des Ausbaugrades der Kuppelleistungen in dem abgebildeten Energiesystem für das Jahr 2050. Um die Effekte des Ausbaus der Stromnetze bewerten zu können, werden im RESTORE-Projekt zwei Ausbaustufen (Basis und Max-Netz) definiert (siehe Kapitel 3.4). Anhand von Vergleichsrechnungen (Basisszenario (G) und Max-Netz-Szenario (R)) wird der Effekt auf die regionale EE- Deckung und auf die übrige Flexibilisierungsinfrastruktur bestimmt. In diesem Kapitel wird zunächst die Herleitung der Ausbaustufen kurz beschrieben. Im Anschluss werden die Ergebnisse der Vergleichsrechnungen dargelegt.

7.1.1 Methodisches Vorgehen

Wie in Unterkapitel 3.1 beschrieben, kommen im RESTORE Modell verlustfreie Kuppelstellen zwischen den einzelnen Ländern zum Einsatz. Innerhalb der Länder wird stets eine Kupferplatte unterstellt, die die Energie ebenfalls verlustfrei transportieren kann. Dieses vereinfachte Übertragungsnetzmodell ist durch Net Transfer Capacities (NTC) der Kuppelstellen begrenzt. Diese werden für die verwendeten Ausbauzustände unterschiedlich dimensioniert. Die Anzahl der bestehenden Kuppelstellen wird dabei nicht verändert und orientiert sich am Basisnetz.

Basisnetz: Der minimale langfristige Netzausbau (Basisnetz) basiert auf den veröffentlichten NTC der ENTSO-E³ zuzüglich aller Projekte, die in einer aktuellen Veröffentlichung zum Ten Year Net development Plan 2014 [ENTSO-E, 2014] aufgeführt sind. Abbildung 41 in Anhang C bildet die berücksichtigten Netzkuppelstellen im Basis-Netz ab. Es wird davon ausgegangen, dass diese Ausbauten bis 2050 mit großer Sicherheit durchgeführt wurden. Diese beinhalten den Neubau von Leitungen und die Erweiterung bereits bestehender Kapazitäten zwischen den Mitgliedstaaten der ENTSO-E. Alle Angaben im TYNDP werden als NTC verstanden. Es werden lediglich Projekte berücksichtigt, welche die Übertragungskapazität zwischen zwei Ländern erhöhen, da im RESTORE Modell keine Auflösung des Netzes innerhalb von Mitgliedstaaten vorgenommen wird.

³Mittelwerte aus Sommer 2010 und Winter 2010/2011: ENTSO-E „NTC table 2010/2011“ Datenquelle https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/ntc/archive/NTC-Values-Winter-2010-2011.pdf (Abruf: Juli 2014)

Maximales Netz: Das maximale Netz soll Hinweise darauf geben, welchen Beitrag ein extrem ambitionierter Netzausbau zur Flexibilisierung des europäischen Stromsystems leisten kann. Es werden damit allerdings keine Empfehlungen bzgl. eines ökonomisch oder ökologisch optimierten Netzausbaus gegeben. Der größte Beitrag kann durch eine Kupferplatte realisiert werden, die jedoch aus ökonomischen Gründen eine theoretische Obergrenze ist. Um diesbezüglich dennoch (grobe) Aussagen darüber treffen zu können, welche Leitungsdimensionen im europäischen Stromsystem tatsächlich nötig wären, um einen ähnlichen Effekt zu erzielen, wird folgende Vorgehensweise bei der Definition der maximalen Netzkapazitäten gewählt. Zunächst werden je Referenzszenario 10 Jahressimulationen für alle vorhandenen Wetterjahre durchgeführt. In diesen Simulationen wird mit einer einheitlichen Kuppelkapazität von jeweils 100 GW je Leitung der Fall „Kupferplatte“ simuliert. Das Ergebnis der Berechnungen ist ein praktisch unlimitierter Energieaustausch zwischen allen Ländern im Untersuchungsgebiet. Um die unterschiedlichen Leitungsdimensionen grob abschätzen zu können, wird aus den Simulationsergebnissen für jede Kuppelstelle die Übertragungsleistung bestimmt, unterhalb derer 90% der Energie übertragen wird. Das Ergebnis ist in Abbildung 26 dargestellt. Mit Hilfe der Verwendung dieser Leistungen als NTC, ergibt sich ein nahezu ideal ausgebautes Netz, welches im Weiteren als maximaler Netzausbau in den Simulationen verwendet wird. Der Zubau des Übertragungsnetzes zwischen Basis-Netz und Max-Netz wird in Abbildung 42 in Anhang D abgebildet. Die Kuppelstelle zwischen Irland und Großbritannien wird aufgrund dieser Methode sogar verringert.

7.1.2 Ergebnisse und Diskussion

Die Implikationen des Netzausbaus werden aus Vergleichsrechnungen zwischen Basis- (G) und Max-Netz Szenario (R) abgeleitet. In Tabelle 14 sind zentrale Ergebnisparameter der beiden Si-

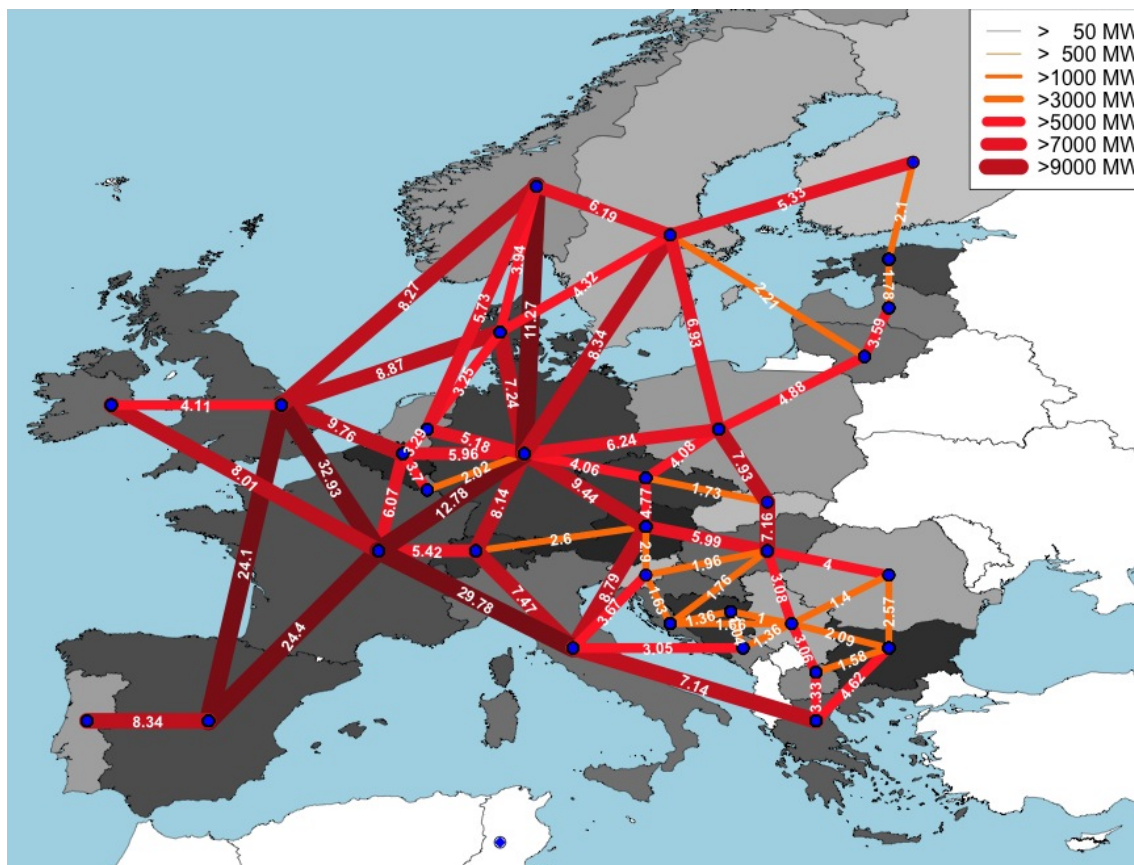


Abbildung 26: Netzkuppelstellen im Max-Netz. Leitungskapazitäten in GW. Nicht dargestellt sind die Netzverbindungen von Nordafrika nach Spanien, Italien und Griechenland mit je 15 GW Übertragungskapazität.

Tabelle 14: Ergebnisse ausgewählter Gesamtsystemparameter der Simulationen G und R
 Datenbasis: Finale Versionen der Simulationsläufe G und R.

Vergleichsrechnung: Auswirkung Netzausbau		
Simulation	Basis (G)	Max-Netz (R)
Netz	Basis	Maximal
Speicher	Basis	Basis
DSM	kein	kein
Dynamische Deckungsrate Gesamtsystem	85,6%	93,1% (+7,5%)
Max Res-Last	262 GW	256 GW (-2,3%)
Summe pos. Res-Last	498 TWh	238 TWh (-52%)
Summe neg. Res-Last (Überschuss)	504 TWh	293 TWh (-42%)
Vollaststunden Reserve Kraftwerke	Ca. 1900 h	Ca.1150 h/a (-40%)
Szenario: ISI, Wetterjahr 2004		

Simulationsläufe gegenübergestellt. Es wird deutlich, dass sich der Netzausbau stark auf die dynamische Deckungsrate im Gesamtsystem auswirkt. Mit 93,1 % ist die Deckungsrate fast so hoch, wie sie im Referenzszenario ISI ist [Pfluger et al., 2011]. Dies bestätigt auch die Vermutung aus Kapitel 4.3, nachdem der Hauptgrund für die starken Abweichungen der Deckungsraten zwischen Basiszenario und Referenzszenario im unterschiedlichen Netzausbau begründet ist. Durch die stark erweiterten Kuppelkapazitäten wird der Energietransport über alle Kuppelstellen gegenüber dem Basiszenario um 221% erhöht und beträgt im Simulationslauf R etwa 670 TWh. Hierbei ist zu beachten, dass sich die Angaben durch die regionale Aggregation lediglich auf die Kuppelstellen zwischen den berücksichtigten 7 Regionen beziehen.

Der Beitrag zur Minimierung negativer Residuallasten ist ebenfalls stark. Auf regionaler Ebene ist zu beobachten, dass die Minderungen der Abregelungen insbesondere in den Überschussregionen stattfindet. In Großbritannien und Irland geht die Abregelung um ca. 45 % zurück, während auf der Iberischen Halbinsel 54 % der im Basiszenario abgeregelten Energie nutzbar gemacht werden. Deutlich ist der Effekt ebenfalls in Skandinavien, wo die Abregelung um 54% reduziert werden kann. Dies sind gleichzeitig Regionen, die geografisch nur eine beschränkte Anbindung zu Mitteleuropa aufweisen. Die Tatsache, dass diese drei Regionen jedoch über ein besonders großes Energieangebot verfügen, veranschaulicht die große Wichtigkeit des überregionalen Übertragungsnetzausbaus. In Deutschland bewirkt der Übertragungsnetzausbau eine Steigerung der dynamischen Deckungsrate von rund 12 %. Während die Exporte durch den Netzausbau leicht zurück gehen (-13 %), erhöht sich der Energieimport deutlich (+68 %).

7.1.3 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Der Netzausbau hat starken Einfluss auf die EE-Deckungsraten im Gesamtsystem. Die Vergleichsrechnungen zeigen, dass mit Hilfe der gezielten Anbindung von Erzeugungszentren wie Großbritannien/Irland, Skandinavien oder der iberischen Halbinsel an die Verbrauchszentren insbesondere die abgeregelten Energieüberschüsse stark abgebaut werden können. Wie der Ausbau im Detail gestaltet werden muss, hängt dabei stark von der Erzeugungsstruktur ab. Folglich ist es wichtig, zuerst langfristig regionale EE-Ausbauziele zu definieren und auf dessen Basis parallel zur Ausbauplanung eine spezifische Zielnetzplanung voranzutreiben. Des Weiteren zeigt sich, dass der Netzausbau auch eine grundlegende Voraussetzung für die effiziente Einbindung anderer Technologien darstellt.

Die gewonnenen Erkenntnisse führen zu folgenden **Empfehlungen**:

- Das Übertragungsnetz ist als zentrale Komponente der europaweiten Integration der EE-Potenziale über den bereits geplanten Zubau nach TYNDP 2014 hinaus zu erweitern.
- Ein gezielter Netzausbau ist stets mit den Ausbaustrategien für EE-Technologien in Einklang zu bringen, um insbesondere bei fortgeschrittenem Ausbau die bedarfsgerechte Verteilung der Energie gewährleisten zu können (Zielnetzplanung). Dabei sind folgende Kuppelstellen als besonders relevant identifiziert worden:
 - Sehr relevant, insbesondere bei windgeprägtem EE- Ausbau : Anbindung von Großbritannien an das europäische Festland.
 - Sehr relevant, insbesondere bei stark solarprägtem Ausbau: Anbindung der iberischen Halbinsel an Zentraleuropa
 - Unabhängig von Technologiefokus: Anbindung von Skandinavien an Zentraleuropa zur Nutzbarmachung der Wasserkraftpotenziale sowie zur Flexibilisierung von Erzeugungsüberschüssen in anderen Regionen.

7.2 Welchen Beitrag können Speichertechnologien zur Integration von EE-Strom leisten? (Wuppertal Institut)

Speichertechnologien dienen dazu, Energieangebot und -nachfrage durch zeitliche Flexibilisierung in Einklang zu bringen. Die hohen zeitlichen Erzeugungsüberschüsse und Angebotsdefizite, welche bereits aus Abb. 15 hervorgehen, lassen vermuten, dass Speichern im europäischen Energiesystem zukünftig eine wichtige Rolle zukommt. Im Folgenden Kapitel wird der Einsatz und Nutzen von Speichern mit unterschiedlicher Einsatzcharakteristik (Kurzzeitspeicher, Saisonalspeicher) für das Gesamtsystem, sowie für wichtige Systemausschnitte analysiert.

7.2.1 Methodisches Vorgehen

Zur Bewertung der Implikationen des Speicherausbaus auf das europäische Energiesystem wurden ebenfalls Vergleichsrechnungen durchgeführt. Hierfür wurde das Basisszenario ISI (G) herangezogen und mit dem Simulationslauf Max-Speicher (I) verglichen. Das Max-Speicher Szenario enthält dabei die im RESTORE-Projekt identifizierten maximalen Speicherpotenziale, wie in Kapitel 2.7 erläutert. Als Vergleichsgrößen werden für das Energiesystem die EE-Deckungsrate sowie die resultierenden Residuallastgradienten herangezogen. Für die Bewertung der Speichertechnologien werden Parameter für deren Auslastung (z.B. Vollladezyklen) sowie die Ausnutzung der vorhandenen Speicherkapazitäten genutzt.

7.2.2 Ergebnisse und Diskussion

Die Auswertungen haben gezeigt, dass die Deckungsrate in Simulation I gegenüber der des Basisszenario ISI (G) um 0,9 % sinkt. Dieser Effekt ist zunächst nicht zu erwarten, da mehr Flexibilitätsoptionen im System zur Verfügung stehen. Der Grund für die Abnahme ergibt sich aus der Arbeitsweise der in das RESTORE-Modell implementierten Speicher sowie aufgrund der vorgegebenen Zielfunktion. Demnach werden alle Speicher grundsätzlich bystemedienlich eingesetzt. Dies bedeutet, dass hohe Residuallasten stets minimiert werden, auch wenn dafür positive (kleinere) Residuallasten zu anderen Zeitpunkten angehoben werden. Diese Arbeitsweise sorgt für die starke Lastglättung, die in Simulation I erzielt wird. Die Standardabweichung der Residuallastgradienten nimmt gegenüber Simulation G um etwa 21% ab (18,6 GW/h). Durch diese Arbeitsweise werden erhöhte Energieverluste zugunsten einer weniger fluktuierenden Residuallast legitimiert.

Im Max-Speicher Szenario sind jedoch auch große H₂-Speicherkapazitäten berücksichtigt, die ebenfalls in der systemdienlichen Weise eingesetzt wurden. Da diese Speicher einen Wirkungsgrad (Strom zu Strom) von unter 40 % haben und gleichzeitig über erhebliche Leistungen und Speicherkapazitäten im Potenzialszenario verfügen, kommt es unter der in diesem Vorhaben angesetzten "Kostenfunktion" zu sehr großen Verlusten durch diese Speicher. In Abstimmung mit den Verbundpartnern wurde daher entschieden, dass die saisonalen H₂ Speicher nicht mit in die Auswertungen aufgenommen werden. Die Implikationen der Wasserstoffspeicher werden daher in einem gesonderten Arbeitspaket (8) untersucht und separat veröffentlicht. Die Arbeiten zu diesem Arbeitspaket werden nach der Erstellung dieses Abschlussberichtes durchgeführt.

Eine weitere Simulation mit dem Max-Speicher Szenario (ohne H₂) (I-ohne-H2) führt zu Ergebnissen, die in Tabelle 15 dargestellt sind. Auch hier ist zu erkennen, dass die EE-Deckungsrate gegenüber G nicht signifikant erhöht werden kann (86,6% +1%). Dies ist ebenfalls auf den systemdienlichen Einsatz der Speicher zurückzuführen. Hier kann ohne die großen H₂-Speicherkapazitäten dennoch eine Reduktion von 15% der Standardabweichung der Residuallastgradienten erzielt werden. An dieser Stelle wird der Bedarf nach einer Weiterentwicklung der Einsatzstrategie der Speichereinheiten deutlich. Der im RESTORE Modell gewählte Ansatz ist grundsätzlich nützlich, was sich an der deutlichen Reduktion der Residuallastgradienten zeigt. Durch den systemdienlichen Einsatz werden jedoch auch hohe Speicherverluste in Kauf genommen. Hier gilt es weitere Einsatzstrategien zu prüfen und zu entwickeln, die in Abhängigkeit von Systemkonstellationen (z.B. Lastspitzen) zeitweise systemdienlich (Lastglättung, Spitzenlastminimierung) arbeiten, zu anderen Zeit jedoch nur zur Aufnahme überschüssiger Energie herangezogen werden. Eine Ableitung der Einsatzstrategie aus Systemparametern und der Kenntnis über kurzfristige, zukünftige (Wetter)Ereignisse konnte im Rahmen des Projektes nicht durchgeführt werden und sollte in weiterführenden Arbeiten verfolgt werden.

In den meisten Regionen führt das erhöhte Speicherpotenzial (ohne H₂-Speicher) zu Steigerungen der Deckungsrate im Bereich 1-2% (Deutschland +1,2%). In Skandinavien kommt es, wie bereits im Basisszenario dazu, dass der Füllstand der Saisonspeicher über das simulierte Jahr kontinuierlich ansteigt. Betrachtet man Skandinavien als isolierte Region, ist dies nachvollziehbar, da mehr Energie in Form natürlichen Zuflusses in die Saisonspeicher fließt als an Residuallast nach Einspeisung anderer EE- Technologien noch zu decken ist. Da im Gesamtsystem jedoch nahezu kontinuierlich ein Energiebedarf herrscht, deutet dieser Speichereinsatz auf Engpässe in der Übertragungskapazität hin. Kurzzeitspeicher, welche im Max-Speicher Szenario zusätzlich

Tabelle 15: Ergebnisse ausgewählter Gesamtsystemparameter der Simulationen G und I-ohne-H2
Datenbasis: Finale Versionen der Simulationsläufe G und I-ohne-H2.

Vergleichsrechnung: Auswirkung Netzausbau		
Simulation	Basis (G)	Max-Speicher (I-H2)
Netz	Basis	Basis
Speicher	Basis	Max-Speicher (ohne H2)
DSM	kein	kein
Dynamische Deckungsrate Gesamtsystem	85,6%	86,6% (+1%)
Max Res-Last (99% Quantil)	220GW	212 GW (-3,6%)
Summe pos. Res-Last	498 TWh	462 TWh (-7%)
Summe neg. Res-Last (Überschuss)	504 TWh	447 TWh (-11%)
Vollaststunden Reserve Kraftwerke	Ca. 2250 h	Ca. 2180 h/a (-3%)
Szenario: ISI, Wetterjahr 2004		

in der Region verfügbar sind, werden eingesetzt, obwohl die dynamische Deckungsrate in der Region bereits im Basisszenario 100% beträgt. Hier wird vermutet, dass die Kurzzeitspeicher eine Art Engpassmanagement für die Kuppelstellen bereitstellen. Diese Beobachtung wird durch weitere Simulationen (Max-Netz-Speicher – S) bestätigt, in der die selben Kurzzeitspeicher bei größeren unterstellten Kuppelkapazitäten deutlich weniger eingesetzt werden. Daraus kann abgeleitet werden, dass der Speicherbedarf einer starken regionalen Abhängigkeit unterliegt und dass der Speicherausbau z.T. gezielten Netzausbau voraussetzt, wenn die Speicherleistungen und Kapazitäten, wie hier unterstellt, stark gesteigert werden können.

Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Der im RESTORE-Modell realisierte Einsatz der Speicher führt – auch wenn nicht explizit Gegenstand der „Kostenfunktion“ – zu einer Residuallastglättung. Eine signifikante Reduktion der maximal auftretenden Lasten kann jedoch durch den Speichereinsatz nicht erzielt werden. Je nach regionaler Erzeugungscharakteristik nehmen Speicher eine unterschiedliche Rolle im System wahr. Aus den Ergebnissen werden folgende Schlussfolgerungen abgeleitet:

- Je nach technischem Potenzial ist regional auf eine Speicherlösung zu setzen, welche im Zeitbereich der auftretenden Fluktuationen durch die EE-Einspeisung arbeiten kann. In PV geprägten Regionen sind Kurzzeitspeicher im Stunden- und Tagesbereich wichtiger, wohingegen die Speicher in windgeprägten Regionen eher im Tages- bis Wochenbereich flexibilisieren sollten. Die (nationalen) Speicherstrategien sollten folglich stets gemeinsam mit dem geplanten EE – Ausbau entwickelt werden.
- Die Untersuchungen haben gezeigt, dass ein Bedarf an Weiterentwicklung der hier verwendeten nicht-ökonomischen Einsatzstrategie besteht. Diese muss gezielt um Mechanismen erweitert werden um Spitzenlasten zu minimieren und zur Lastglättung nur selektiv beizutragen um die EE- Deckungsraten zu erhöhen.

7.3 Welchen Beitrag können DSM-Technologien zur Integration von EE-Strom leisten? (NEXT ENERGY)

Im Rahmen dieses Projektes wurde das Potential von DSM in Bezug auf die Möglichkeiten zur Lastverschiebung betrachtet. Ausgangspunkt für die Untersuchungen waren quantitative Abschätzungen des technischen Potentials für DSM-Maßnahmen in den einzelnen betrachteten Ländern.

7.3.1 Methodisches Vorgehen

Der in Abschnitt 2.6 beschriebene Ansatz zur Berücksichtigung von Lastmanagement im Gesamtsystem sieht die Modellierung von Lastmanagement als Speicher mit einer Effizienz von 100% vor, deren Dimensionen (d.h. die zur Verfügung stehenden Energien und Leistungen) sich in Abhängigkeit der jeweiligen Lasten zeitlich ändern. Die Berechnung des Potentials resultiert in länderspezifischen Zeitreihen als Grenzen für Lastmanagementmaßnahmen in den einzelnen Kategorien (siehe Tabelle 3).

7.3.2 Ergebnisse und Diskussion

Eine Untersuchung der Auswirkungen von DSM hat gezeigt, dass die Unterschiede zwischen einer Nutzung von 50% (Simulationsrun *N*) und 100% (Simulationsrun *J*) des DSM-Potenzials aus systemischer Sicht nur marginal sind. Die Bewertung des Beitrages von DSM stützt sich aus ökonomischen Gründen deshalb auf Simulationslauf *N*, in dem nur von einer Realisierung

Tabelle 16: Auswirkung der Möglichkeit zur Nutzung von DSM auf das Gesamtsystem. Dargestellt sind die Simulationsergebnisse für den Lauf *N* (50% des DSM-Potenzials verfügbar), verglichen mit dem Basislauf *G*, in dem kein DSM zur Verfügung steht.

Deckungsraten	Einheit	Ergebnis	Referenz	rel. Vergleich
EE- Deckungsrate (bilanziell)	%	102,2	102,2	0,00%
EE Deckungsrate	%	86,8	85,6	1,40%
Positive Residuallast (Unterdeckung)				
Max. Residuallast	GW	207,95	262,01	-20,63%
Max. Residuallast (99% Quantil)	GW	174,5	219,98	-20,67%
Summe pos. Residuallast	TWh	454,79	497,71	-8,62%
Negative Residuallast (Abregelung)				
Min Residuallast	GW	360,58	368,97	-2,27%
Min Residuallast (99% Quantil)	GW	266,7	291,97	-8,65%
Summe neg. Residuallast	TWh	467,44	504,43	-7,33%

von 50% der für DSM zur Verfügung stehenden Ressourcen (sowohl in Bezug auf die Energien als auch auf die Leistungen) ausgegangen wird. Die Ergebnisse des Simulationsruns *N* und der Vergleich mit dem Basislauf *G* ohne DSM sind in Tabelle 16 dargestellt. Aus den Ergebnissen lassen sich für die im Rahmen des Projektes betrachteten Szenarien folgende Schlüsse ziehen, die wir im Nachgang diskutieren und anhand von konkreten Beispielen belegen möchten:

- Die Summe der positiven Residuallasten und damit die benötigte Backupenergie sinkt durch die Nutzung von DSM um knapp 9%. Stattdessen werden durch Nutzung von DSM Überschüsse aus Zeiten negativer Residuallasten verwendet, die entsprechend um gut 7% zurück gehen.
- In der Folge führt die Verfügbarkeit von DSM zu einer moderaten Erhöhung der EE-Deckungsrate des Gesamtsystems um 1,4%.
- DSM kann die die maximale (pos.) Residuallast, die ein Anhaltspunkt für den Bedarf an zum Backup benötigter Kraftwerkskapazität sind, maßgeblich senken (um gut 20%).
- Der Einfluss von DSM auf die extremen negativen Residuallasten ist gering (<3%).

Ein exemplarisches Beispiel für die Wirkung von DSM ist in Abbildung 27 dargestellt. Zu sehen ist dort die Nutzung des DSM-Potenzials der Wärmepumpen in zwei Regionen, *Deutschland* (Region 4) und *Skandinavien* (Region 5). Die Regionen unterscheiden sich wesentlich in den bilanziellen EE-Deckungsraten. Während Skandinavien mit einer Deckungsrate von 166% eine Überschussregion darstellt, ist Deutschland mit 83% nur knapp unterdeckt. Charakteristisch ist der zeitliche Verlauf des DSM-Potenzials in beiden Regionen, der durch die temperaturabhängigen Lastkurven für Wärmepumpen in den jeweiligen Regionen entsteht. Witterungsbedingt ist dementsprechend der Bedarf im Sommer wesentlich geringer, was sich in einem entsprechend geringeren Verschiebepotenzial niederschlägt. Aufgrund der unterschiedlichen Deckungsraten unterscheidet sich der Einsatz von DSM in den beiden Regionen. In Deutschland befindet sich das Energielevel von DSM über weite Strecken an der durch die rote Kurve markierten unteren Grenze (Abb. 27, linke oben), weil die Region im Mittel unterdeckt ist und damit ein stetes Energiedefizit herrscht.

In Skandinavien (Abb. 27, unten) hingegen wird die Möglichkeit der Verschiebung von Energien mit Hilfe von DSM für Wärmepumpen wesentlich mehr genutzt und das Energielevel befindet sich häufiger auch in der Gegend von Null. In Bezug auf die verschobenen Leistungen (Abb. 27, rechts) gibt sich ein entgegengesetztes Bild. Während die DSM-Leistungen in Deutschland stark genutzt und zu einigen Zeitpunkten voll ausgeschöpft werden, hält sich deren Abruf in der skandinavischen Region in Grenzen. Ausgeprägt sind dort insbesondere Phase mit Leistungsabrufen in der Gegend von Null, in denen DSM faktisch nicht eingesetzt wird. Die Gründe hierfür sind

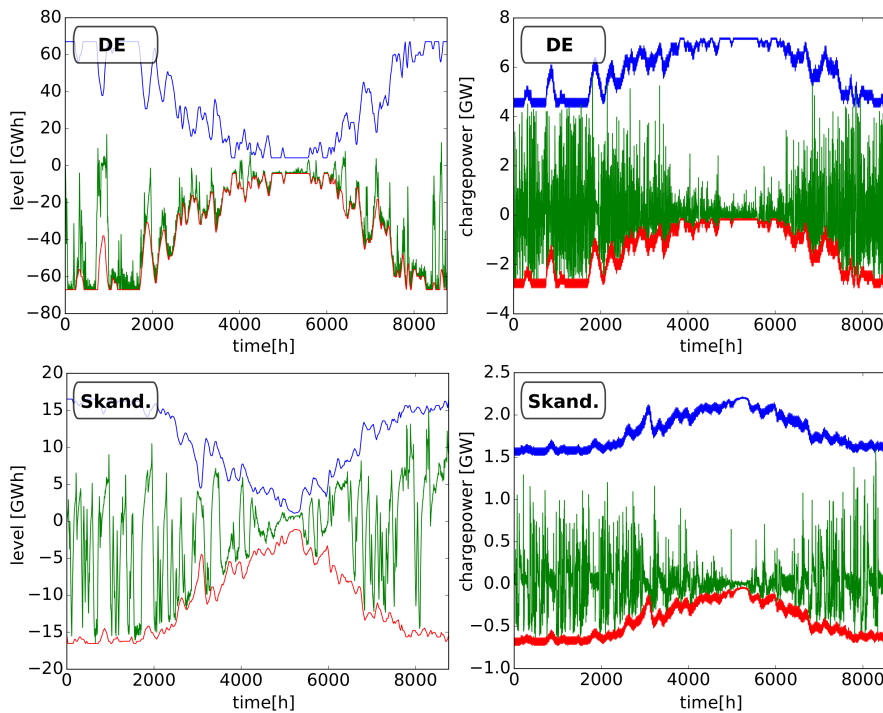


Abbildung 27: Nutzung von DSM im RESTORE-Modell am Beispiel des Einsatzes des DSM-Potenzials von Wärmepumpen in den Regionen Deutschland (obere Plots) und Skandinavien (unten). Dargestellt sind für die Level (links) und die abgerufenen Leistungen (rechts) in rot und blau jeweils die sich aus der Potenzialabschätzung ergebenden Grenzen sowie in grün die resultierende Verwendung in den Simulationen.
Datenbasis: Finale Version des Simulationslaufes N.

in der Modellogik zum Einsatz von DSM zu suchen. Um einen aus ökonomischer Sicht realistischen Einsatz von DSM zu gewährleisten, wurde in der Zielfunktion des Optimierers ein Term vorgesehen, der betragsmäßige Abweichungen der Speicher vom Energielevel 0 negativ bewertet (DSM-Malus, siehe auch Abschnitt 3). In der Konsequenz ist eine extensive Ladung der Speicher aus Modellsicht nur sinnvoll, wenn diese zu späteren Zeitpunkten zu einer Verminderung der (positiven) Residuallast führt. Das ist für Überschussregionen wie Skandinavien häufig nicht der Fall und bedingt eine nur eingeschränkte Nutzung von DSM in diesen Regionen.

Die in Tabelle 16 aufgeführten Implikationen von DSM auf das Gesamtsystem und die daraus gezogenen Schlussfolgerungen lassen sich am besten anhand eines direkten Vergleichs der Residuallasten in den entsprechenden Simulationsläufen *G* und *N* nachvollziehen, der in Abb. 28 abgebildet ist. Dargestellt sind insbesondere der zeitliche Verlauf der globalen Residuallasten sowie ein direkter Vergleich in einem *scatter*-Plot. Schon im zeitlichen Verlauf wird deutlich, dass im Falle positiver Residuallasten die resultierenden Lasten unter Einsatz von DSM stets sinken, während sie sich in Zeiten negativer Residuallasten erhöhen. Diese Tendenz ist auch auf dem im rechten Teil von Tabelle 16 dargestellten Plot zu erkennen, der signifikanten Abweichungen von der Diagonale aufweist und den positiven Effekt von DSM auf die Residuallasten unterstreicht. Lediglich bei extremen negativen Residuallasten zeigen sich – wie auch schon in Tabelle 16 zu erkennen – keine wesentlichen Änderungen. Diese ausgleichende Wirkung von DSM auf die Residuallasten, die im Gegensatz zum Einsatz von Speichern mit einer Effizienz von 100% erfolgen, sind die wesentliche Ursache für die Erhöhung der EE-Deckungsrate durch DSM um 1,4%.

7.3.3 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Die modellseitige Verfügbarkeit von DSM ermöglicht zunächst einmal eine unmittelbare Senkung der Residuallasten (Spitzen der positiven Residuallast um 20%) als wesentlichem Bestandteil

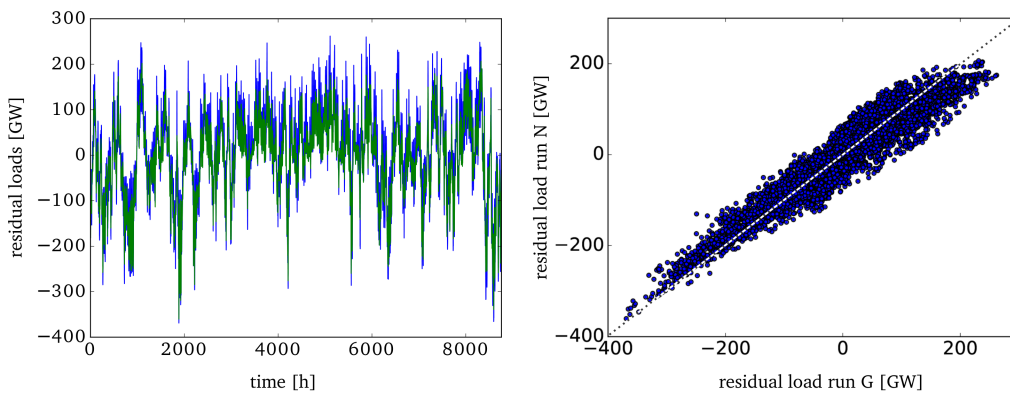


Abbildung 28: Auswirkung der Nutzung von DSM im RESTORE-Modell auf die sich ergebenden Residuallasten. Dargestellt ist der Vergleich des zeitlichen Verlaufs der Residuallasten (links, auf die Residuallast von Lauf G (blau) und in grün die Residuallast von Lauf N geplottet) bzw. der direkten Korrelation der Lasten (rechts) für die Simulationen G (ohne DSM) und N (mit 50% DSM). Es ist deutlich zu erkennen, dass DSM zu einer generellen Absenkungen positiver und zu einer leichten Anhebung geringfügig negativer Residuallasten führt.

Datenbasis: Finale Version der Simulationenläufe G und N.

der gewählten Zielfunktion, die sich letztendlich auch in einer Erhöhung der dynamischen EE-Deckungsrate um 1,4% widerspiegelt. Diese deutlichen Effekte zeigen sich bereits bei einer Nutzung von nur 50% des für DSM zur Verfügung stehenden Potenzials. Maßgeblich für den positiven Effekt von DSM sind die gute Verfügbarkeit und die im Verhältnis zu Speichern hohe elektrische Effizienz (vergleiche dazu auch Abschnitt 8.3). Die Potenziale der fünf jeweils betrachteten Kategorien sind sehr unterschiedlich. Auffällig sind insbesondere die hohen Energien, die sich in den Kategorien 4 (Wärmepumpen) und 5 (Elektromobilität) verschieben lassen sowie die hohen Leistungen, die in den Kategorien 3 (Haushalte) und 5 (Elektromobilität) zur Verfügung stehen. Vor diesem Hintergrund folgende Maßnahmen bzw. Strategien empfohlen:

- Begrenzte Erschließung der DSM-Potenziale und nachhaltige Einbeziehung und Integration von DSM in Energiesystemmodelle und in den Betrieb von Energiesystemen.
- Da eine vollständige Berücksichtigung der betrachteten DSM-Potenziale im Vergleich zum 50% DSM-Szenario kaum noch zu Verbesserungen im Hinblick auf die Deckungsraten oder die Lastglättung führt, ist es ausreichend, die Potenziale nur in Teilen zu berücksichtigen. Die Bestimmung eines „angemessenen“ und in wirtschaftlicher Sicht sinnvollen Ausbaus der Potenziale, anhand dessen sich der Effekt der einzelnen DSM-Kategorien separat bewerten lässt, war jedoch nicht Gegenstand dieses Projektes und sollte in Zukunft erfolgen.

7.4 Auswirkungen geregelter CSP Einspeisung aus Nordafrika auf die Lastdeckung in Europa (Universität Oldenburg)

Im Projekt wurde die Fragestellung nach den Auswirkungen regelbarer CSP Einspeisung aus Nordafrika zweifach mit unterschiedlichem Fokus analysiert. Bei Simulationen mit dem RESTORE Modell konnte auf die gesamte Komplexität des RESTORE-Modells zurückgegriffen werden. Diese Simulationen orientieren sich so nahe wie möglich an der EREC Referenzstudie. Für eine Parameterstudie bei Variation der thermischen Speichergröße und der CSP Einspeisemenge aus Nordafrika wird auf ein vereinfachtes Modell des Stromsystems zurückgegriffen (Abschnitt 7.5). Dies ist nötig, da das RESTORE-Modell zu komplex ist, um nötige Parametervariationen wie sie zur Beurteilung von Sensitivitäten nötig sind, zu berechnen.

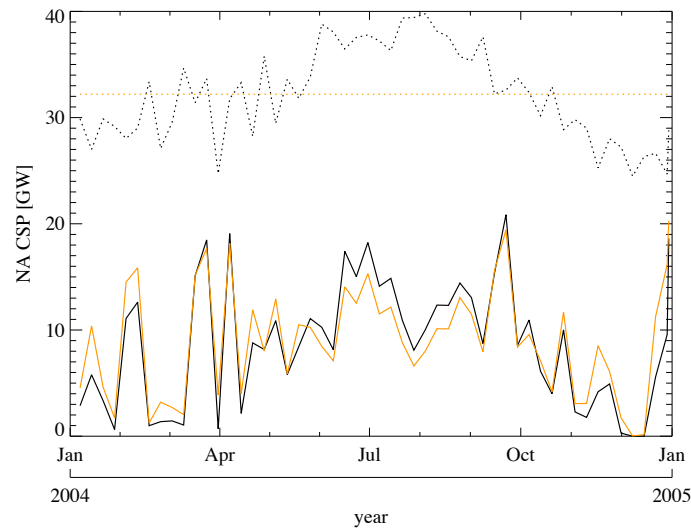


Abbildung 29: Mittlerer verfügbarer CSP Strom aus Nordafrika (gestrichelt) und Menge des durchschnittlich abgeregelten Stromes für jede Woche im Jahr 2004. Konstante Einspeisung (orange) und regelbares CSP (schwarz).

7.4.1 Methodisches Vorgehen

Der Stromimport aus solarthermischen Kraftwerken in Nordafrika zur Deckung des Strombedarfs in Europa ist zentraler Bestandteil im EREC Szenario [Teske et al., 2012], d.h. ca. 8 % des europäischen Strombedarfs werden in CSP-Kraftwerken in Nordafrika produziert. Zur Analyse der Auswirkungen welche Vorteile die Regelbarkeit von CSP-Kraftwerken in Nordafrika hat, wurden die Simulationsläufe A und B durchgeführt. Im Lauf A ist ein solarthermischer Speicher von 12h implementiert mit einer elektrischen Leistung von 40 GW und einer thermischen Leistung von 3x40 GW (solar multiplier = 3). Die CSP-Produktion im verwendeten Jahr 2004 beträgt 282,06 TWh. Lauf B hat eine konstante Einspeisung von 32,2 GW (entspricht 282,06 TWh/y), was äquivalent zu einer (konstanten) Einspeisung durch Grundlastkraftwerke ist. Da keine Netzübertragungsverluste nach und innerhalb von Europa berücksichtigt werden, kann davon ausgegangen werden, dass diese Grundlastkraftwerke in Europa verteilt sind. Die simulierte Einspeisung von 282 TWh aus Nordafrika entspricht 8% der europäischen Last. Inklusive des Zuflusses in Wasserspeicherseen beträgt die bilanzielle EE-Deckungsrate 104,2%, d.h. es handelt sich um ein >100% Szenario für Europa. Der Ausbaugrad des Übertragungsnetzes ist „Basis“ (vgl. Kap. 7.1.1) und entspricht somit dem umgesetzten Ten Year Net Development Plan 2014 [ENTSO-E, 2014].

7.4.2 Ergebnisse und Diskussion

Abbildung 29 zeigt, dass in den Sommermonaten die konstante CSP Einspeisung unterhalb der regelbaren CSP Einspeisung liegt. Im Winter ist die regelbare Einspeisung durch die verringerte Sonneneinstrahlung niedriger. Dies bedeutet, dass CSP aus Nordafrika auch einen substantiellen Jahresgang besitzt. Trotz der Speicherfähigkeit von CSP kann nicht der gesamte Strom eingespeist werden. Dies wird dargestellt durch die beiden unteren Kurven in Abb. 29, die die abgeregelte CSP angeben. Die auftretende Abregelung ist im Sommer größer, da in Europa viel konkurrierende PV-Einspeisung auftritt. Insgesamt ist die Abregelung bei regelbarer CSP Einspeisung etwas geringer (26,5%) im Vergleich zu einer konstanten Einspeisung (27,7%).

Es ist zu erwarten, dass durch die Regelbarkeit der CSP Einspeisung der Bedarf an Ausgleichsenergie sinkt. Im simulierten System sind Pumpspeicher mit einer Reservoirkapazität von 2.550 GWh (entsprechend 0,07% des europäischen Strombedarfs) vorhanden. Die maximale Einspeicherleistung beträgt 39,4 GW und die maximale Ausspeicherleistung 33,4 GW. Die round-trip

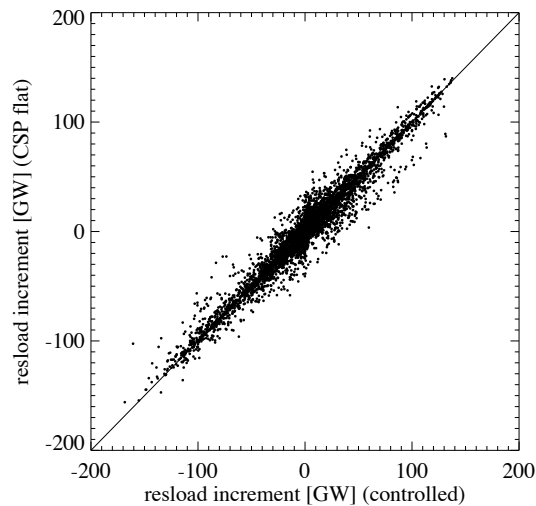


Abbildung 30: Streuplot der stündlichen Inkremente der residualen Last bei konstanter CSP Einspeisung (Ordinate) versus regelbarer CSP Einspeisung (Abszisse).

Effizienz von Pumpspeichern wird im RESTORE Modell mit 78,3% angesetzt. Durch die Regelbarkeit von CSP sinkt die kumulierte ausgespeicherte Energie von 92,37 TWh auf nur noch 82,61 TWh. Dies bedeutet, dass weniger Speicherverluste anfallen; sie reduzieren sich von 25,02 TWh bei konstanter Einspeisung um etwas mehr als 2 TWh/a auf nur noch 22,95 TWh.

Ein Vorteil von regelbaren CSPs könnte lauten, dass sich die Lastgradienten (stündliche Inkremente) der residualen Last verringern. In Abb. 30 sind die Inkremente gegeneinander aufgetragen. Es ist jedoch zu erkennen, dass insbesondere bei hohen negativen und positiven Werten, die Inkremente bei konstanter Einspeisung etwas kleiner sind. Dieser kleine Nachteil bei regelbarer Einspeisung lässt sich nicht im Wert der mittleren Inkremente wiederfinden. Bei regelbarer Einspeisung beträgt das mittlere negative Inkrement (Lastabnahme) -21,16 GW und -21,39 bei konstanter Einspeisung. Das positive Inkrement (Lastzunahme) beträgt bei regelbarer Einspeisung 18,67 GW und 19,13 GW bei konstanter Einspeisung.

Für Deutschland bedeutet die regelbare CSP-Einspeisung eine nahezu unbedeutende Zunahme der EE-Deckungsrate von 83,50% auf 83,86%. Die Steigerung im Gesamtsystem ist marginal (95,0% auf 95,1%). Der Umstand, dass die Regelbarkeit von CSP den Umsatz von Pumpspeichern um ca. 10 TWh/a und somit auch ihre Speicherverluste um 2 TWh/a reduziert ist einerseits positiv zu bewerten. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass in der Realität auch Übertragungsverluste von Nordafrika nach Europa anfallen würden. Diese Übertragungsverluste würden im Szenario der konstanten CSP-Einspeisung (äquivalent Grundlastdeckung durch konventionelle Kraftwerke in Europa) nicht auftreten. Übertragungsverluste können konservativ mit mindestens 2,6% pro 800 km bei Realisierung einer 800 kV Leitung angenommen werden. Bei einer Übertragung von 259 TWh/a entspricht dies 6,7 TWh/a. Selbst wenn man berücksichtigt, dass ca. 26% des Solarstromes abgeregelt werden, da er nicht benötigt wird, ergeben sich Leitungsverluste von 5,16 TWh/a. Diese Verluste sind somit mehr als doppelt so hoch wie die eingesparten Speicherverluste in Pumpspeicherkraftwerken von ca. 2 TWh/a.

7.4.3 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Gegenüber einer konstanten Einspeisung von CSP (8 % des europäischen Strombedarfs) bietet die Regelbarkeit von CSP keine Vorteile für das deutsche oder europäische Stromsystem. Es zeigt sich, dass durch die Regelbarkeit Pumpspeicherkraftwerke etwas entlastet werden und geringfügig weniger Verluste generieren (2 TWh/a), aber es kann davon ausgegangen werden, dass

Netzübertragungsverluste nach Europa diesen geringen Vorteil überkompensieren. Es muss jedoch erwähnt werden, dass es sich hier um eine rein technische Abschätzung und Beurteilung handelt, die keine ökonomische Betrachtung darstellt. Es bleibt zu untersuchen, was geschieht, wenn nicht 282 TWh/a (abzüglich der Abregelung) an CSP-Strom aus Nordafrika importiert werden, sondern mittels einer anderen erneuerbaren Energiequelle erzeugt werden. Es wäre vorstellbar, dass Pumpspeicherverluste bei Einsatz von z.B. mehr Windenergie überproportional steigen im Vergleich zur regelbaren CSP Einspeisung. Die Regelbarkeit von CSP trägt auch nicht dazu bei, die Gradienten in der residualen Last zu verringern. Es wurde festgestellt, dass über ein Viertel der CSP-Erzeugung aus Nordafrika (trotz der Regelbarkeit) gar nicht integriert werden kann, da die europäische Last (inkl. Einspeicherung) durch europäische Erneuerbare Energien gedeckt wird. Ob diese Energie in Nordafrika verbraucht werden könnte, ist in weiteren Arbeiten zu untersuchen.

7.5 Abhängigkeit des Backup-Energiebedarfs von thermischer Speichergröße und CSP-Anteil (Universität Oldenburg)

Um herauszufinden, welchen Einfluss die thermische Speichergröße und die CSP Einspeisemenge aus Nordafrika auf die Stromversorgung in Europa hat, wurde eine Parameterstudie durchgeführt. Hierbei musste auf ein vereinfachtes Modell zur Simulation des Stromsystems zurückgegriffen werden. In diesem Modell gibt es keine Netzbeschränkungen und kein komplexes Einsatzmanagement von Speichern wie im RESTORE-Modell implementiert. Wasserkraft mit natürlichem Zufluss ist jedoch enthalten, d.h. der wesentliche Unterschied zu den Läufen des RESTORE-Modells besteht darin, dass keine Pumpspeicherkraftwerke modelliert werden. Der Grund hierfür ist schlichtweg, dass im Vergleich zu den Wasserspeichern mit natürlichem Zufluss der Einfluss der Pumpspeicherkraft gering ist.

7.5.1 Methodisches Vorgehen

Die Einspeisezeitreihen sind qualitativ identisch mit den im RESTORE-Modell verwendeten Einspeisezeitreihen. Die installierten Kapazitäten von Wasserkraft, PV, Wind onshore und Wind offshore sind etwas höher angesetzt, um einen geringfügig höheren europäischen Strombedarf, der in diesem Modell angesetzt wurde, bilanziell decken zu können. Der Erzeugungsmix ist an das ISI-Szenario angelehnt. Die Simulationen bei der Parameterstudie wurden für den gesamten Zeitraum der Wetterdaten (2003–2012), verschiedene Speichergrößen und verschiedene Einspeisemengen durchgeführt. Diese große Anzahl an Modellläufen konnte mit dem komplexeren RESTORE-Modell nicht simuliert werden.

Die installierte elektrische CSP Leistung in Nordafrika auf 90 GW festgesetzt. Die Einspeisung wird so skaliert und variiert, dass sie 0% bis 15% des europäischen Strombedarf in 2050 deckt. Dieser Strombedarf ist geringfügig höher als in den Referenzstudien und beträgt 5.006 TWh/a, was äquivalent zu einer mittleren Leistung von 571,5 GW ist. Die thermische Speicherfähigkeit der nordafrikanischen CSP Kraftwerke wird variiert zwischen 0 h und 10 Stunden. Im Gegensatz zu der Simulation mit dem RESTORE Modell wird eine weiter vereinfachte Modelllogik verwendet, um sehr viele Simulationen rechnen zu können. Es werden alle Übertragungsleitungen wie im Szenario Max-Netz verwendet (siehe Kapitel 7.1.1). Die konstante Einspeisung aus Biomasse und Geothermie wird nicht betrachtet und bei den fluktuierenden Erzeugern fällt die Wellenenergie und Laufwasser weg. CSP in Europa wurde ebenfalls nicht eingeschlossen. Wasserkraft aus Speicherseen besitzt eine maximale Leistung von 188 GW mit einer maximalen Reservoirkapazität von 200 TWh. Der Zufluss in die Speicherseen ist auf 11.5% des europäischen Strombedarfs skaliert. Bei Überschreiten der Reservoirkapazität wird Wasser ungenutzt abgelassen (spillage).

Die Auswertung der Simulationen bezieht sich auf den Backup Energiebedarf und die maximal auftretende Backup Leistung. Mit maximal ist bei dieser Auswertung das 99%-Quantil gemeint. Zur besseren Einordnung der auftretenden Energiemengen bzw. Leistungen werden die Ergebnisse mit dem jährlichen europäischen Strombedarf bzw. mit der Höchstlast normiert.

7.5.2 Ergebnisse und Diskussion

Es zeigt sich in Abb. 31, dass die benötigte Backup Energie bei ca. 7.5% bis 8% des europäischen Verbrauchs liegt, wenn kein CSP aus Nordafrika integriert wird (untere linke Ecke). In diesem Fall handelt es sich bilanziell um ein 100%-EE-Szenario. Bei steigendem CSP-Anteil und großen thermischen CSP-Speicher von 10 h sinkt der Backup-Bedarf auf 4.0 bis 4.5 %, d.h. in diesem Fall beträgt die dynamische EE-Deckungsrate 95.5% bis 96% (bei einer bilanziellen Deckungsrate von 115%). Die Parameterkombination, die der Simulation mit dem RESTORE Modell am nächsten kommt ist $\epsilon=0.08$ und $x_i=10$ h. Hier beträgt somit die bilanzielle EE-Deckungsrate 108% und die dynamische EE-Deckungsrate 95%. Dies ist in sehr guter Übereinstimmung mit dem Ergebnis aus dem RESTORE Modell (95.1%). Ohne thermischen Speicher ($x_i=0$ h) beträgt die dynamische Deckungsrate nur noch 93.4%. Mit zunehmendem CSP Anteil wird die Sensitivität des Backup Energiebedarfs hinsichtlich der thermischen Speichergröße sehr groß. Bis zu einem CSP Anteil von 4% reduziert sich die maximale Backup Leistung nicht, sondern liegt konstant bei ca. 41% (Abb. 32). Mit zunehmendem CSP Anteil sinkt die maximale Backup Leistung auf ca. 32% der europäischen Höchstlast (900 GW). Dies entspricht somit 288 GW. Allerdings tritt bereits ab einer thermischen Speichergröße von ca. 5h eine Sättigung auf, d.h. selbst eine größere Speicherkapazität ist nicht in der Lage die maximal benötigte Backup Leistung zu reduzieren. Es ist zu vermuten, dass unabhängig von der Verfügbarkeit von Solarenergie die installierte CSP Leistung in Nordafrika (90 GW) nicht ausreicht, um den maximal benötigten Backup Leistung unter 288 GW zu drücken.

7.5.3 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Im vorherigen Abschnitt wurde festgestellt, dass die Regelbarkeit von CSP keinen Vorteil gegenüber dem Idealfall einer konstanten Einspeisung besitzt. Die weitergehenden Untersuchungen in diesem Abschnitt zeigen jedoch, dass wenn CSP keinen Speicher besitzt und somit nicht regelbar ist, sinkt die dynamische Deckungsrate von 95% auf 93.4% in einem 108%-Szenario. Die maxi-

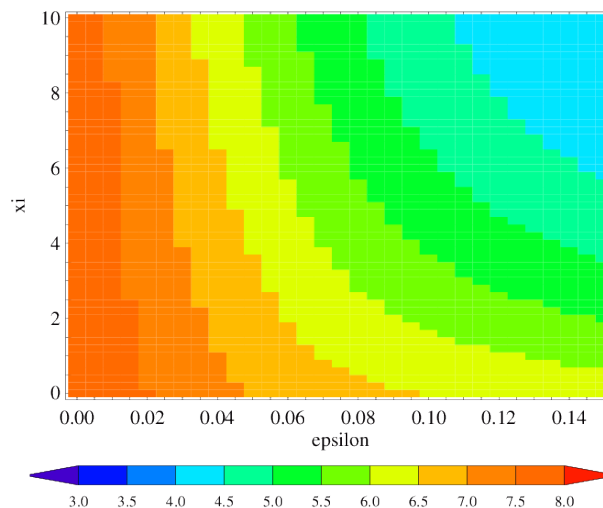


Abbildung 31: Bedarf an Backup Energie in Prozent des jährlichen Verbrauches in Abhängigkeit der Größe des thermischen CSP Speicher (x_i) und des CSP Anteils am europäischen Stromverbrauch (ϵ).

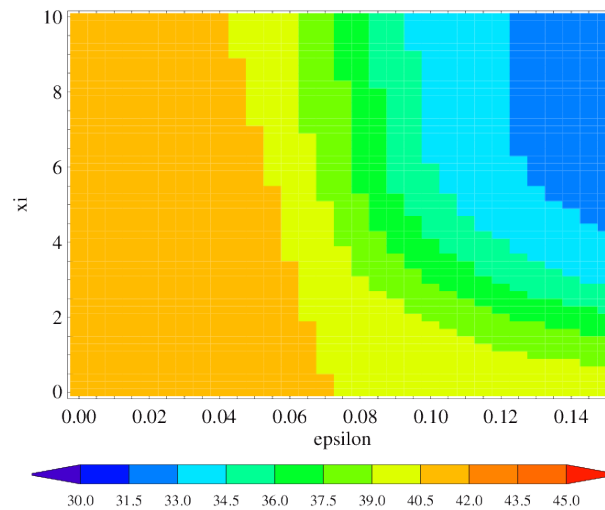


Abbildung 32: Backup Bedarf an maximaler Backup Leistung in Prozent des maximalen europäischen Stromverbrauchs in Abhängigkeit der Größe des thermischen CSP Speicher (ξ) und des CSP Anteils am europäischen Stromverbrauches (ϵ).

mal benötigte Backup Leistung beträgt ohne CSP Speicher 39% und mit 10h Speicher 37.5% der maximalen europäischen Last. Gegenüber eines zusätzlichen konstanten Erzeugungsangebotes von 32 GW bietet die Regelbarkeit von CSP keine Vorteile, sondern ist hinsichtlich von Übertragungsverlusten ablehnend zu beurteilen. Diese konstante Erzeugung könnte beispielsweise durch unflexible Kraftwerke in Europa erfolgen, was zu deutlich geringeren Übertragungsverlusten führt. Der Effekt die maximale Backup Leistung durch Regelbarkeit zu senken ist gering (2,5 Prozentpunkte der maximalen europäischen Last), wobei sich die benötigte Backup-Energie um 1.6 % des mittleren Verbrauches senken lässt. Es ist zu untersuchen, ob die geringen positiven Effekte der Regelbarkeit von CSP durch mehr Pumpspeicherkraftwerke ersetzt werden kann.

8 Wechselwirkungen von Netz-, DSM und Speicherausbau

Im vorangehenden Kapitel wurden die Auswirkungen der Erweiterung der Netz-, Speicher-, und DSM-Nutzung auf die europäische Stromversorgung jeweils isoliert untersucht. Ein wichtiger Untersuchungsaspekt ist jedoch auch die gegenseitige Beeinflussung der Technologien, um sowohl Konkurrenzsituationen als auch Synergien des parallelen Ausbaus verschiedener Flexibilitätsoptionen zu identifizieren. Dazu werden in den folgenden Untersuchungen die Veränderungen der Einsatzparameter von Flexibilisierungstechnologien bei Variation der jeweils anderen Optionen analysiert und deren Wechselwirkungen beschrieben.

8.1 Wie wirken sich verschiedene Netz-Konfigurationen auf den Speicherbedarf aus? (Wuppertal Institut)

In diesem Kapitel wird dargestellt, welchen Einfluss der Ausbau des Übertragungsnetzes auf die Auslastung der unterschiedlichen Speichertechnologien in Europa hat. Dabei wird zwischen Speichern in Defizitregionen und denen, die in Überschussregionen angesiedelt sind, unterschieden, da sie deutliche Unterschiede in der Einsatzcharakteristik aufweisen.

8.1.1 Methodisches Vorgehen

Zur Bewertung der Wechselwirkungen zwischen Speichertechnologien und dem Übertragungsnetz, werden unterschiedliche Vergleichsrechnungen herangezogen. Die meisten Auswertungen beziehen sich auf den Vergleich der Rechnungen Basiszenario (G) und Max-Netz (R), deren Ergebnisse bereits in Tabelle 14 in Kapitel 7.1 vergleichend dargestellt sind. Da in beiden Rechnungen die identischen Speicher berücksichtigt sind, kann der Einfluss des Netzausbaus auf den Einsatz der Speicher gezielt untersucht werden.

8.1.2 Ergebnisse und Diskussion

Die Ergebnisse der Simulationen zeigen, dass durch den Netzausbau nicht nur die unmittelbare Energieverteilung deutlich verbessert werden kann. Auch die zeitliche Flexibilisierung durch Energiespeicher wird entscheidend verbessert, weil durch die erhöhten Kuppelkapazitäten der überregionale Einsatz von Speichern ermöglicht bzw. verbessert wird. Welche Auswirkungen sich für die einzelnen Speichereinheiten ergeben, hängt stark davon ab, ob sie in einer Überschussregion (bilanzielle Deckungsrate >100%) oder in einer Defizitregion verortet sind.

Auswirkungen auf Speicher in Defizitregionen: Speichereinheiten, deren E2P-Verhältnis⁴ im Bereich weniger Stunden bis Tage liegt, werden im Mittel stärker eingesetzt, wenn die Netzanbindungen ausgebaut werden. Auffällig ist, dass der mittlere Speicherfüllstand der Kurzzeitspeicher in den Defizitregionen ansteigt (z.B. in deutschen Pumpspeicherwerken um 9,7% der Gesamtkapazität). Das bedeutet, dass mehr Flexibilität in den Defizitregionen vorgehalten werden kann. Gleichzeitig nimmt die Verweilzeit⁵ der Energie in den Kurzzeitspeichern zu, was darauf schließen lässt, dass durch den Netzausbau insbesondere der sehr kurzzeitige Flexibilisierungsbedarf abnimmt. Insgesamt sind die Effekte in den Defizitregionen jedoch im Verhältnis zu den Implikationen in Überschussregionen, wie im folgendem dargestellt als gering zu bewerten.

⁴Das Verhältnis von Speicherkapazität E und Nennleistung P ist ein wichtiger Parameter zur Charakterisierung von Speichern für deren zeitliches Einsatzverhalten (z.B. Stunden-, Tages- oder Saisonspeicher)

⁵Die Verweilzeit gibt die mittlere Zeitspanne an, nach der Energie aus einer Speichereinheit ausgespeichert wird. Dafür wird bei jedem Ausspeichervorgang berechnet, wann das reduzierte Speicherfüllstandniveau zuletzt durch Speicherbeladung erreicht wurde.

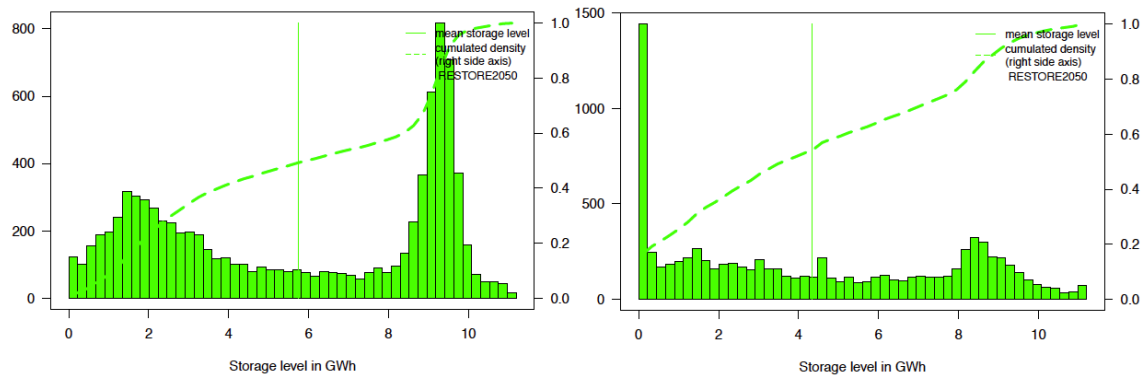


Abbildung 33: Häufigkeitsverteilung der Speicherfüllstände des Pumpspeichers (ID22) in Skandinavien in den Simulationen G (links) und R (rechts). Die linke Y-Achse beschreibt jeweils die absolute Häufigkeit des Füllstandes (Säulen; unterschiedliche Skalierung beachten!) Die rechte zeigt die kumulierte Häufigkeit (gestrichelte Linie).

Datenbasis: Finale Version der Simulationsläufe G und R.

Auswirkungen auf Speicher in Überschussregionen: In Überschussregionen ist der Einsatz der Speicher im Basisszenario G z.T. maßgeblich durch die Netzanbindungen beeinflusst. Dies zeigt sich am Beispiel der Region Skandinavien besonders deutlich. Das konkrete Beispiel der Häufigkeitsverteilung der Speicherfüllstände in einem Pumpspeicherwerk in Skandinavien zeigt (vgl. Abb. 33), dass in Simulation G oft hohe Speicherfüllstände auftreten, wohingegen der Speicher in Simulation R (Max-Netz) öfter am unteren Füllstandslimit arbeitet.

Im Basisszenario müssen aufgrund der hohen Netzauslastung oft überschüssige Energiemengen in Speichern „zwischen gespeichert“ werden, um die Energie in Zeiten geringerer Netzauslastung in andere Verbrauchsregionen transportieren zu können. Dieser Effekt tritt in der Max-Netz Simulation R nicht oder nur in geringem Maße auf. Dies trägt hier folglich zu einer Verringerung des Speichereinsatzes in den Überschussregionen bei. Noch deutlicher ist der Effekt bei den Saisonspeichern in der Region Skandinavien. In Simulation G zeigt sich, dass der Füllstand der Saisonspeicher in Region 5 über das simulierte Jahr konstant ansteigt (siehe Füllstand (grün) in Abbildung 34). Da gleichzeitig alle Kuppelstellen in der Region sehr stark ausgelastet sind und die Region selbst eine dynamische Deckungsrate von nahezu 100% aufweist, ist deutlich, dass die zur Verfügung stehende Energie nicht ausreichend in andere Regionen übertragen werden kann, um dort zur Deckung der Nachfrage nutzbar gemacht zu werden. Daraus folgt eine ungenutzte Speicherung von Energie in den großen Speicherkapazitäten der Region. In Abbildung 35 ist der Füllstandsverlauf des gleichen Speichers in der Simulation R (Max-Netz) dargestellt. Hier zeigt sich, dass der Speicherfüllstand nicht wie in G zum Jahresende ansteigt, sondern dass die Energie aus der Region abgeführt werden kann. Dieser Effekt weist auf einen wichtigen Zusammenhang zwischen Netzausbau und Speichernutzung hin und bekräftigt die bereits aus den vorangegangenen Untersuchungen abgeleiteten Erkenntnisse, dass insbesondere eine Anbindung von Skandinavien von vorrangiger Bedeutung ist. Andere Saisonspeicher im Alpenraum werden in der Simulation mit maximalem Netzausbau nicht stärker ausgelastet. Durch die gute Anbindung des Alpenraums (Österreich, Schweiz) wurde jedoch auch im Basisszenario bereits die gesamte verfügbare Energie der Wasserspeicherkraftwerke nutzbar gemacht.

Netzauslastung bei Erschließung der Speicherpotenziale: Die Ergebnisse der Simulation (I-ohne-H2) in der der maximale Speicherausbau simuliert wurde, zeigen eine erhöhte Auslastung fast aller Kuppelstellen. Aufgrund der höheren Flexibilität sowohl in den Erzeugungs- als auch in den Verbrauchszentren, werden die Auslastungen in die jeweilige Hauptübertragungsrichtung im 1-stelligen Prozentbereich erhöht (siehe Ergebnisbericht D11 [Buddeke and Merten, 2016]). Kuppelstellen, die schon im Basisszenario stark ausgelastet sind, werden durch das verbesserte

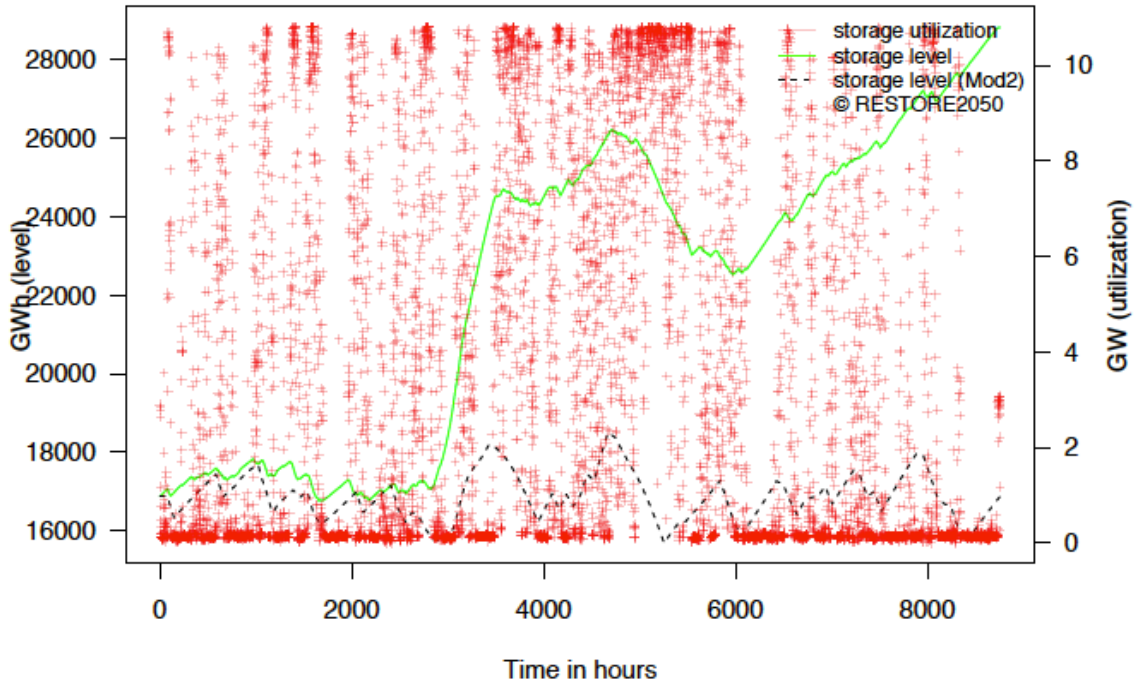


Abbildung 34: Speicherleistung (rot) und Füllstand (grün) des Wasserspeicherkraftwerks (ID27) in Skandinavien in Basislauf G. Der Speicherfüllstand steigt bis zum Jahresende an. Die schwarz gestrichelte Linie stellt die Saisonalvorgabe (Modul 2 des Modells) dar.

Datenbasis: Finale Version des Simulationslaufs G

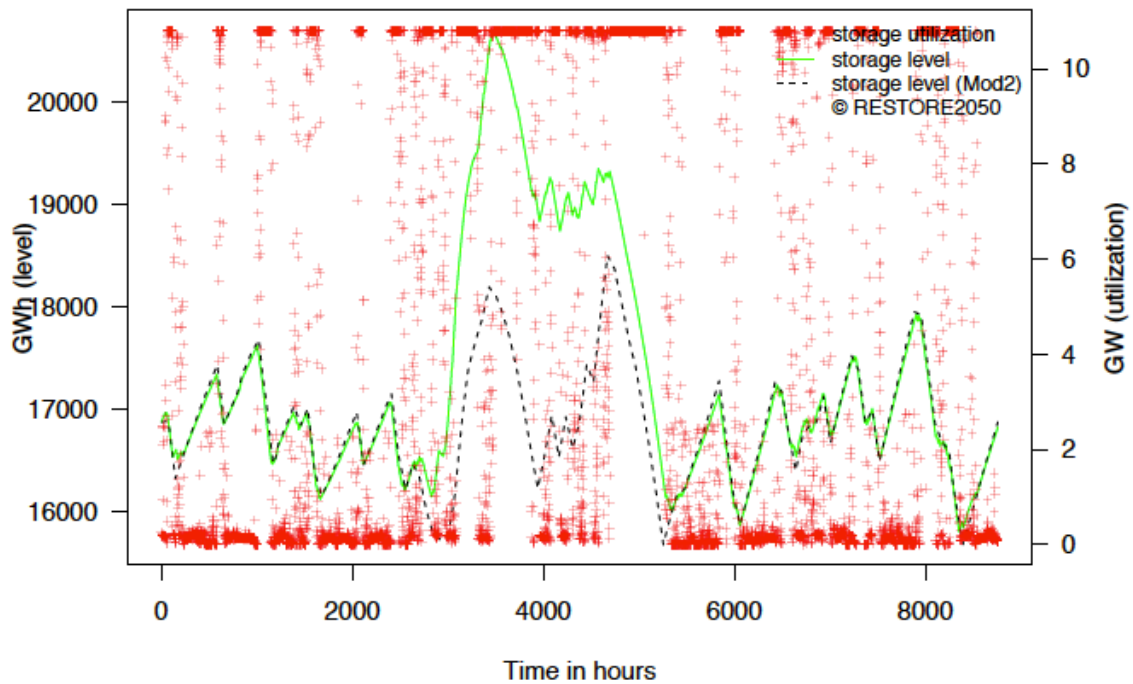


Abbildung 35: Speicherleistung (rot) und Füllstand (grün) des Wasserspeicherkraftwerks (ID27) in Skandinavien in Max-Netz Lauf R. Der Speicherfüllstand folgt im Wesentlichen der Saisonalvorgabe aus Modul 2 (zeitlich grob aufgelöste Ganzjahressimulation zur saisonalen Einsatzplanung der Saisonspeicher).

Datenbasis: Finale Version des Simulationslaufs R

Flexibilitätsangebot noch stärker ausgelastet. Zusätzliche Engpässe, die durch den Speicherausbau entstehen, sind jedoch nicht erkennbar. Das heißt, dass keine der Kuppelstellen, welche im Basisszenario noch keine kritische Auslastung (>80% der Zeit Energieübertragung am Kapazitätslimit) gezeigt hat, durch den Einsatz zusätzlicher Speicher eine signifikant höhere Auslastung zeigt. Dies gilt es jedoch wiederholt zu prüfen, sobald Analysen vorliegen, welche die z.T. sehr großen H₂-Speicherpotenziale berücksichtigen. Diese sind in der bereits laufenden Aufstockung des Vorhabens (Restore 2050 plus) geplant und werden in einem separaten Projektbericht veröffentlicht.

8.1.3 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Die Auswertungen zeigen, dass der Netzausbau einen signifikanten Einfluss auf die Auslastung der Speicher hat. Es wird deutlich, dass insbesondere Kuppelleistungen der Regionen besonders sensibel sind, welche über große Speicherpotenziale verfügen (z.B. Skandinavien).

- Durch den Netzausbau werden Speicher im gesamten Stromsystem verstärkt eingesetzt und können so besser zur EE-Integration beitragen.
- Der bisher geplante Netzausbau gemäß TYNDP 2014 [ENTSO-E, 2014] führt dazu, dass große Saisonalspeicherpotenziale nicht in ausreichendem Maße zur gesamteuropäischen EE-Integration genutzt werden können.
- Der Ausbau von Speichern kann zwar in geringem Maße dazu beitragen, mehr Energie über besonders ausgelastete Netzkuppelstellen zu übertragen und diese so noch stärker auszulasten, eine sinnvolle Option als Alternative zu erweitertem Netzausbau stellt dies allerdings nicht dar, weil der Effekt sehr gering ist (Steigerung der Auslastung lediglich um wenige Prozent). Zum anderen entstehen zusätzliche Speicherverluste und das Potenzial für weitere Systemdienstleistungen durch Speichertechnologien wird reduziert.
- Durch den Speicherausbau sind keine zusätzlichen Engpässe im Übertragungsnetz zu erwarten. Jedoch werden auch keine der bestehenden Engpässe durch den Speicherausbau beseitigt.

8.2 Wie wirkt sich die Nutzung von DSM-Technologien auf die Netzauslastung aus? (NEXT ENERGY)

Der folgende Abschnitt beschreibt die Auswirkungen der DSM-Nutzung auf die Auslastung der Kuppelstellen.

8.2.1 Methodisches Vorgehen

Die verstärkte Nutzung von DSM-Maßnahmen wurde auch an dieser Stelle anhand des Simulationslaufs N, der eine Anwendung von 50% des DSM-Potenzials annimmt, bewertet und mit der jeweiligen Auslastung im Simulationslauf G verglichen (siehe auch Abschnitt 7.3). Maßgebliche Untersuchungsgröße war dabei die ausgetauschte Leistung in Kombination mit der theoretisch möglichen Leistung pro Richtung der entsprechenden Kuppelstelle.

8.2.2 Ergebnisse und Diskussion

Grundsätzlich zeigt sich bei der Anwendung von Lastmanagement-Potenzialen keine deutliche Auswirkung auf den Austausch zwischen den betrachteten Regionen. Die Auslastung der Kuppelstellen ändert sich teilweise nur marginal. Vergleichsweise starke Änderungen sind dagegen

Tabelle 17: Die Tabelle zeigt wesentliche Merkmale zur Charakterisierung des Austausches zwischen den Regionen Westeuropa/Benelux (Region 2) und Skandinavien (Region 5) nach Anwendung von DSM-Potenzialen (Spalte *Ergebnis*) im Vergleich zum Basisszenario (Spalte *Referenz*).

Datenbasis: Finale Versionen der Simulationsläufe G und N.

Kuppelstelle	von Region (A):		nach (B):	
	2	5	2	5
	Einheit	Ergebnis	Referenz	rel. Vergleich
Übertragungsleistung A->B	GW	1,05		
Übertragungsleistung B->A	GW	1,05		
Übertragene Energiemenge A->B	TWh	0,45	0,56	-19,64%
Übertragene Energiemenge B->A	TWh	8,31	8,2	1,34%
Auslastung Export	%	20,8	27,4	-24,09%
Auslastung Import	%	90,7	91,6	-0,98%
Dauer Export	%	5	6	-16,67%

an der Kuppelstelle zwischen den Regionen Westeuropa/Benelux (2) und Skandinavien (5) zu erkennen. Tabelle 17 zeigt, dass die von Region 2 in Region 5 übertragene Energiemenge unter Anwendung von DSM deutlich um knapp 20% reduziert wird, während sich die Flüsse in umgekehrter Richtung leicht verstärken. Letztere sind aufgrund der Charakteristik von Skandinavien als Überschussregion und Westeuropa mit einer vergleichsweise geringen EE-Deckungsrate ohnehin deutlich stärker, was die Auslastung des Imports aus Skandinavien in Höhe von rund 90% verdeutlicht. Die ursprünglich bereits sehr geringen Importe Skandinaviens werden durch die Nutzung von DSM noch einmal reduziert, was sich durch die zusätzliche Option der kurzfristigen Lastverlagerung erklären lässt.

Diese Funktion wurde zuvor über Importe aus anderen Regionen abgedeckt und kann nun mittels DSM innerhalb der Region dargestellt werden. Diese These wird auch durch Abbildung 36 gestützt, die den kumulierten Austausch Skandinaviens mit seinen Nachbarregionen im Jahresverlauf darstellt. Es wird deutlich, dass sich durch die DSM-Anwendungen (grüne Zeitreihe) Import-Spitzen im Vergleich zum Basisszenario (blaue Zeitreihe) reduzieren lassen. Zudem lässt sich eine Verstärkung des Exports erkennen.

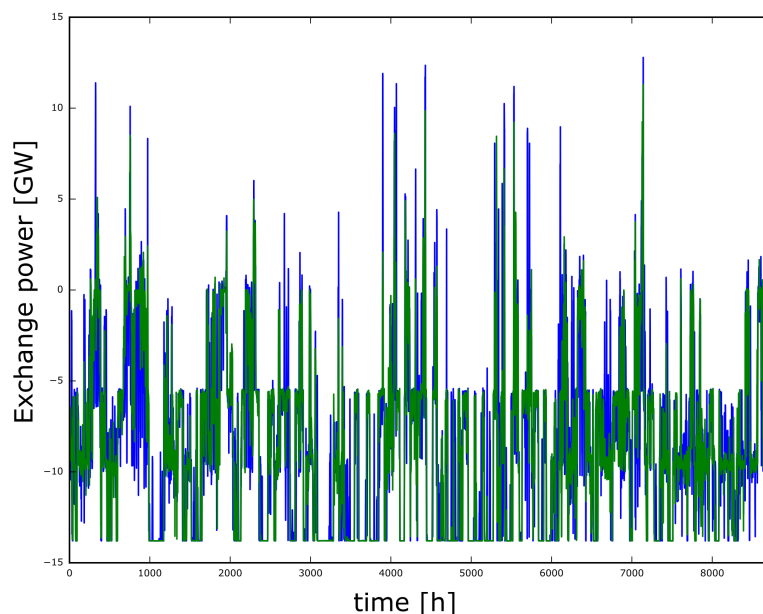


Abbildung 36: Die Abbildung zeigt den Austausch der Region Skandinavien kumuliert über alle Kuppelstellen mit allen Regionen. Verglichen wird der Austausch im Simulationslauf G (ohne DSM-Anwendungen) mit dem Austausch in Simulationslauf N mit Anwendung von Lastmanagement.

Datenbasis: Finale Versionen der Simulationsläufe G und N.

8.2.3 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Die Analyse aller Kuppelstellen in der betrachteten regionalen Auflösung zeigt insgesamt lediglich sehr geringe Änderungen in der jeweiligen Auslastung, so dass bis auf wenige Ausnahmen vor allem zwischen sehr unterschiedlich charakterisierten Regionen kaum veränderte Netzauslastungen durch die DSM-Anwendungen resultieren. Ein verstärkter Ausbau von DSM-Anwendungen kann demnach die erforderlichen Netzkapazitäten nicht ersetzen bzw. reduzieren.

8.3 Wie wirkt sich die Nutzung von DSM-Technologien auf die Nutzung verschiedener Speichertechnologien aus? (NEXT ENERGY)

Im Folgenden werden die Auswirkungen der DSM-Nutzung auf die Auslastung der Stromspeicher beschrieben. Dabei orientieren wir uns an der in Abschnitt 2.7 eingeführten Aufteilung in Tages- und Saisonalspeicher, da die jeweiligen Charakteristiken und damit auch die Wechselwirkungen sehr unterschiedlich sind.

8.3.1 Methodisches Vorgehen

Um die Auswirkungen der DSM-Anwendungen auf die Stromspeicher zu bewerten, wurden zunächst jeweils Speicherfüllstand und die genutzte Lade- bzw. Entladeleistung im zeitlichen Verlauf bewertet (siehe Abbildung 37). Darüberhinaus wurden charakteristische Parameter ermittelt, die jeweils bestimmte Eigenschaften der Speichernutzung repräsentieren und jeweils für Tages- und Saisonalspeicher in den Tabellen 18 und 19 aufgeführt sind.

8.3.2 Ergebnisse und Diskussion

Tagesspeicher Tagesspeicher haben in der Regel vergleichsweise kleine Speicherkapazitäten und können demnach Energie nur über einen sehr eingeschränkten Zeitraum verschieben. Typische Zeiträume sind wenige Stunden bis maximal 1-2 Tage. Diese Eigenschaft teilen die Tagesspeicher mit den DSM-Anwendungen, wobei diese zusätzlich in den meisten Fällen über dynamische Speichergößen verfügen (siehe Abschnitt 2.6). Die sehr ähnlichen Charakteristika von DSM und Tagesspeichern lassen Substitutionseffekte erwarten, wobei DSM verlustfrei angenommen wird und damit einen wesentlichen Vorteil gegenüber den wirkungsgrad-behafteten Tagesspeichern aufweist. Der Vergleich der eingesetzten Speicherleistungen in Abbildung 37 zeigt, dass die Tagesspeicher bei gleichzeitiger DSM-Betrachtung deutlich reduziert eingesetzt werden, was eine Bestätigung der erwarteten Verdrängung durch verlustfreies Lastmanagement darstellt. Zudem ist der Abbildung zu entnehmen, dass auch die kumulierten Füllstände der Pumpspeicherkraftwerke in Europa tendenziell bei Anwendung von Lastmanagement geringer ausfallen.

Das beschriebene veränderte Verhalten lässt sich auch bei der Analyse einzelner Regionen beobachten. Tabelle 18 zeigt einige zentrale Parameter zur Bewertung des Speichereinsatzes. Daraus wird deutlich, dass die eingespeicherte Energie, durchschnittliche Lade- und Entladeleistung sowie die Anzahl äquivalenter Ladezyklen der Pumpspeicherkraftwerke gegenüber dem Simulationslauf ohne DSM-Anwendungen grundsätzlich um über 50% zurückgehen. Lediglich die Anzahl der Ladevorgänge steigt bei Lastmanagementsinsatz, was auf eine Verstärkung des kurzfristigen Einsatzes der Speicher schließen lässt. Insgesamt ist damit eindeutig erkennbar, dass Tagesspeicher und DSM-Anwendungen über ähnliche und damit konkurrierende Eigenschaften verfügen. Dabei wird Lastmanagement aufgrund der verlustfreien Implementierung im Modell bevorzugt eingesetzt, was den Rückgang des Einsatzes der Pumpspeicherkraftwerke erklärt. Gleichzeitig zeigen diese Erkenntnisse aber auch, dass Tagesspeicher durch Lastmanagement zwar verdrängt werden, dies aber nicht zwangsläufig einen positiven Effekt auf die Lastdeckung durch

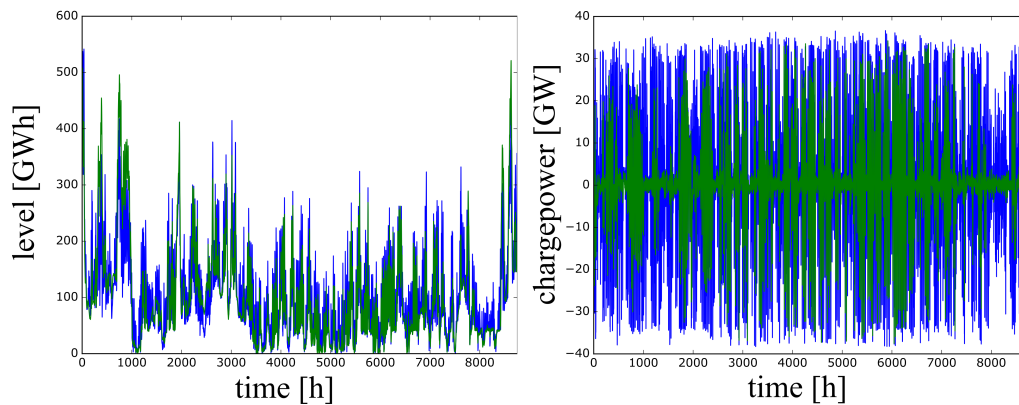


Abbildung 37: Die Abbildung zeigt die Veränderung des Speicherfüllstands (linke Abbildung) und der eingesetzten Speicherleistung (rechte Abbildung) über alle Tagesspeicher in Europa ohne gleichzeitigen Einsatz von DSM (blaue Zeitreihe) und mit Anwendung von 50% des DSM-Potenzials (grüne Zeitreihe).

Datenbasis: Finale Versionen der Simulationsläufe G und N.

erneuerbare Energien bedeutet. Dies zeigte sich bereits in den vorangegangenen Abschnitten 7.2 und 7.3: mit der Berücksichtigung von Speichern liegt die EE-Deckungsrate bei 86,6%, der zusätzliche Einsatz von Lastmanagement vermag die EE-Deckungsrate nur leicht auf 86,8% zu steigern. Insbesondere in Verbindung mit dem ebenfalls in RESTORE 2050 simulierten Szenario der Nutzung von 100% des DSM-Potenzials – hier hatte sich gezeigt, dass ein Zubau von 50% auf 100% keine weitere Verbesserung erkennen lässt – ließe sich ableiten, dass hinreichend kurzfristige Flexibilität im System ist und ein weiterer Ausbau keine höheren Deckungsraten bringt. Demnach ist das Gesamtsystem – zumindest für die im Rahmen des Projektes gewählten Szenarien mit einer bilanziellen Deckung von jeweils gut 100% – mit ausreichend kurzfristiger Flexibilität ausgestattet und eine weitere Steigerung der EE-Deckungsraten lässt sich allenfalls mit langfristigeren Speicheroptionen erreichen. Strukturelle Energiedefizite können ebenfalls eine Erklärung sein, allerdings trifft dies nur auf einzelne Regionen zu, da das gesamte betrachtete Gebiet über eine bilanzielle Deckungsrate aus erneuerbaren Energien von über 102% verfügt.

Tabelle 18: Charakteristische Parameter zur Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken in Deutschland im Basisszenario und bei gleichzeitiger Anwendung von 50% des DSM-Potenzials

	Basisszenario (Lauf G)	50% DSM (Lauf N)
Eingespeicherte Energie [TWh]	11,22	4,88
Durchschnittliche Ladeleistung [GW]	2,36	1,14
Durchschnittliche Entladeleistung [GW]	2,19	0,86
Äquivalente Ladezyklen	225	98
Ladevorgänge	1221	1662

Saisonalspeicher Im Gegensatz zu den Tagesspeichern zeigt sich bei den saisonalen Speicherkraftwerken keine signifikante Änderung bzw. Beeinflussung des Betriebs durch Lastmanagementnutzung. Abbildung 38 zeigt, dass sich der Füllstand aller entsprechenden Speicher in Europa kaum merklich ändert. Die Charakteristik weist keinerlei Veränderung auf, das allgemeine Niveau ist lediglich etwas erhöht. Dies lässt den Schluss zu, dass sich kurzfristige Speicher bzw. Lastmanagement und langfristigeren saisonale Speicher in ihrer Funktion so deutlich unterschei-

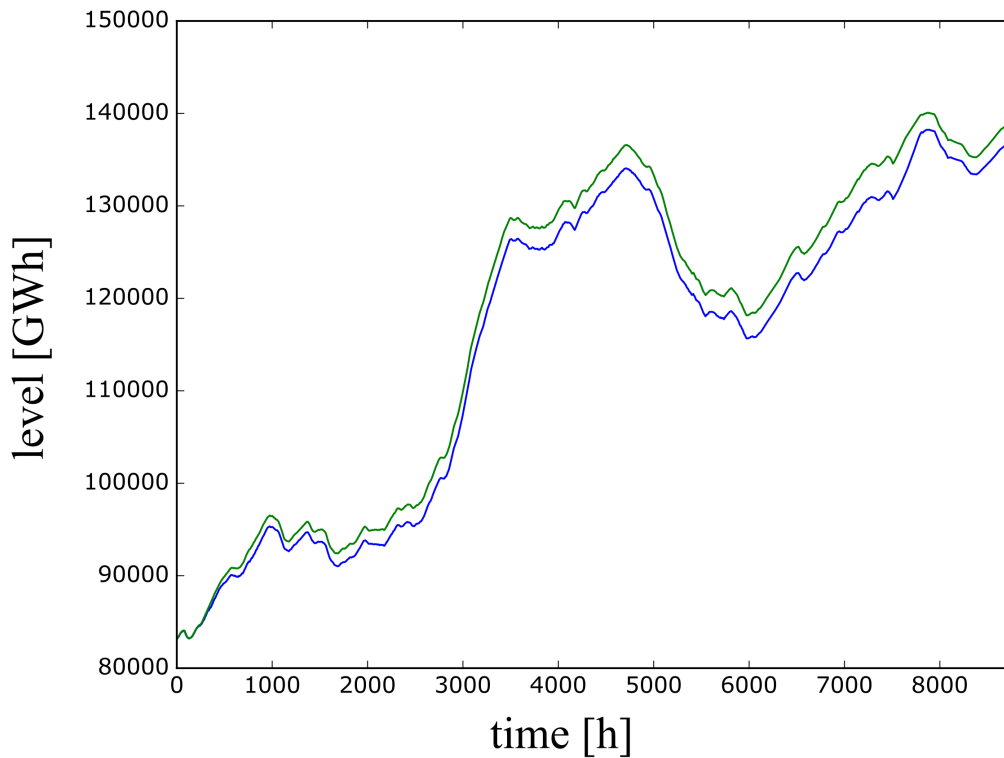


Abbildung 38: Die Abbildung zeigt die Veränderung des Speicherfüllstands über alle saisonalen Speicher in Europa ohne gleichzeitigen Einsatz von DSM (blaue Zeitreihe) und mit Anwendung von 50% des DSM-Potenzials (grüne Zeitreihe).

Datenbasis: Finale Versionen der Simulationsläufe G und N.

den, dass sie sich – auch in Anbetracht der verwendeten Modellogik mit einer vorgelagerten Planung des Saisonalspeichereinsatzes – gegenseitig nicht nennenswert beeinflussen.⁶ Die leicht erhöhten Füllstände lassen sich auch am Beispiel eines skandinavischen Speichers in Tabelle 19 erkennen. Darin wird deutlich, dass der durchschnittliche Füllstand bei DSM-Berücksichtigung um rund 5% steigt. Die im saisonalen Speicher vorhandene Energie wird demnach weniger in Anspruch genommen, da Lastmanagement einen Teil der Flexibilität verlustfrei zur Verfügung stellen kann. Das beschriebene Verhalten zeigt sich in der Form ebenfalls bei den anderen saisonalen Speichern im alpinen Raum und der Region Spanien/Portugal.

⁶Inwieweit die Effekte von der vorgelagerten Beplanung der Saisonalspeicher abhängen, konnte im Rahmen dieses Vorhabens nicht weiter untersucht werden.

Tabelle 19: Charakteristische Parameter zur Nutzung eines beispielhaften saisonalen Speicherkraftwerkes in Skandinavien im Basisszenario und bei gleichzeitiger Anwendung von 50% des DSM-Potenzials

	Basisszenario (Lauf G)	50% DSM (Lauf N)
Ausgespeicherte Energie [TWh]	28,1	26,0
Durchschnittliche Speicherfüllstand [TWh]	22,27	23,33
Durchschnittliche Entladeleistung [GW]	3,21	2,97
Äquivalente Ladezyklen	0,83	0,77

8.3.3 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Insgesamt ist erkennbar, dass sich die Auswirkungen des DSM-Einsatzes je nach betrachteter Speicherkategorie deutlich unterscheiden. Während Tagesspeicher aufgrund ihrer sehr ähnlichen Charakteristik vergleichsweise stark beeinträchtigt werden, ist der Einfluss auf saisonale Speicherkraftwerke – zumindest bei der verwendeten Implementierung der Speicherplanung – sehr gering. Für alle Kategorien gilt jedoch, dass Lastmanagement im Vergleich zu den Speichern über relativ große Leistungen verfügt, während die Speicherkapazität (in GWh) bei den Speichern größer ist. Aus diesem Umstand kann abgeleitet werden, dass Lastmanagement eher kurzfristig eingesetzt wird. Diese Erkenntnis erklärt insbesondere mit Blick auf das Zusammenspiel von Lastmanagement und saisonalen Speicherkraftwerken die geringen Interdependenzen der beiden Technologien. Vor dem Hintergrund der im RESTORE 2050 Modell als verlustfrei angesetzten Lastmanagement-Anwendungen zeichnet sich daher eine Verdrängung der verlustbehafteten Tagesspeicher ab. Eine starke Nutzung von Lastmanagement-Potenzialen würde damit ineffiziente Tagesspeicher, wie etwa Druckluftspeicherkraftwerke, verdrängen bzw. deren Ausbau vermeiden. Es ist daher zu **empfehlen**, den weiteren Ausbau von Flexibilität und Speichereinheiten entsprechend ihrer jeweiligen Charakteristiken abzustimmen. Demnach könnten zunächst gut erschließbare Lastmanagement-Potenziale mit vergleichsweise hohen Effizienzen erschlossen werden, bevor stark verlustbehaftete Tagesspeicher, wie etwa Druckluftspeicher ausgebaut werden. Gleichzeitig lässt sich schließen, dass Lastmanagement den Bedarf für langfristigen Ausgleich über Saisonalspeicher nicht nennenswert beeinflusst und diesen demnach auch nicht ersetzen kann.

9 Zusammenfassende Empfehlungen

Die zuvor dargestellten Analysen und Ergebnisse für ein europäisches Stromsystem mit hohen EE-Anteilen im Jahr 2050, bilden die Basis für die Ableitung der folgenden Empfehlungen. Diese richten sich maßgeblich an die strategische Energie- und Forschungspolitik sowie den Teilnehmerkreis der Förderinitiative Energiespeicher, um Hinweise zu geben wo bzw. welche Schwerpunkte für die langfristige Gestaltung und Entwicklung des Stromsystems gesetzt werden sollen. Sie sind nachfolgend nach relevanten Themen wie EE-Ausbau, Stromnetz und Speicher bzw. Lastmanagement gegliedert, wobei abschließend gezielte Empfehlungen für Deutschland im Kontext von Europa gegeben werden.

Bei den nachfolgenden Empfehlungen ist zu berücksichtigen, dass die Grundlage ein Stromsystem bildet in dem die Stromnachfrage europaweit vorrangig und nahezu ausschließlich durch erneuerbare Energien gedeckt wird. Die EE-Stromanteile liegen demnach bilanziell betrachtet (d.h. bezogen auf die jährlichen Erzeugungs- und Nachfragemengen) bei über 100% und dynamisch betrachtet (d.h. in stündlicher Auflösung über ein Jahr) bei über 80%. Die Empfehlungen sind daher nur bedingt für Zielsysteme geeignet, die wesentlich davon abweichen. Die Bearbeiter der Studie gehen jedoch davon aus, dass die hier untersuchten EE-Anteile für eine Erreichung sowohl der nationalen als auch europäischen Klimaschutzziele unabdingbar sind.

9.1 EE-Szenarien und -Strategien

Die beiden ausgewählten Referenzszenarien decken sowohl ein windstarkes [Pfluger et al., 2011] als auch ein PV-starkes [Teske et al., 2012] EE-dominantes Zielsystem 2050 ab. Durch unterschiedliche Annahmen zur Nutzung von Flexibilitätsoptionen wurde ein Mindestausbau sowie ein potenziell möglicher Ausbau von Flexibilitätsoptionen abgebildet und simuliert. Als Ergebnis zeigten sich bei den betrachteten Optionen (Netz, DSM und Speicher) unterschiedliche Abhängigkeiten von den gewählten Erzeugungskonfigurationen (vgl. Kapitel 7). Vor diesem Hintergrund werden, bezogen auf den EE-Ausbau in Europa, die folgenden Maßnahmen bzw. Strategien empfohlen.

- Die räumliche Optimierung von EE-Kapazitäten in Europa führt unter den getroffenen Kostennahmen zu einer Senkung der Stromgestehungskosten um 10% gegenüber der Kapazitätsverteilung in der ISI Referenzstudie. Die wesentlichen Einsparpotenziale werden durch verstärkten Ausbau der offshore Windenergie erreicht, welcher zu einem deutlich geringeren PV-Zubau und reduziertem Backup-Energiebedarf führt. Insbesondere im Bereich der Windenergie erweist sich eine europäische Ausbauplanung gegenüber nationalen Ausbaustrategien als vorteilhaft. Nationale Zielvorgaben sollten sich daher europaweiten Zielvorgaben unterordnen.
- Die Priorität bei Entwicklungsstrategien ist zunächst auf einen ausreichend starken Netzausbau zu legen, um die großen (regional entstehenden) Überschussströme möglichst gut räumlich zu verteilen und dadurch nutzbar zu machen. Auch die Kostenanalysen zeigen, dass der Netzausbau gegenüber zusätzlichem, dezentralem EE-Ausbau günstiger abschneidet.
- Bei starkem bzw. dominantem Ausbau von Photovoltaik wird der Ausbau und Einsatz von Kurzzeitspeichern sowie die Beherrschung von großen Residuallastgradienten besonders wichtig, da die tageszeitlichen Fluktuationen stark sind und überregional eine große Gleichzeitigkeit aufweisen (siehe Kapitel: 4). Daher sollte die Ausbaustrategie früh-/rechtzeitig mit einem Ausbau an adäquaten Kurzzeitspeichern (Ein- bzw. Ausspeichervorgänge im Stun-

denbereich) sowie leistungsstarken DSM-Optionen verzahnt werden. Für den sicheren Umgang mit den großen PV-bedingten Lastgradienten, insbesondere bei Sonnenauf- und -untergang, sind zusätzlich entsprechend flexible Backup-Kapazitäten bereitzustellen.

- Bei dominantem Ausbau der Windenergie entsteht ein verstärkter Bedarf an Speichern mit größerem E2P Verhältnis, die Strom über vergleichsweise lange Zeiträume (Tage, Wochen) aufnehmen und wieder bereitstellen können. Im Verhältnis zu PV geprägten Systemen nimmt die strategische Bedeutung von Kurzzeitspeichern bei sonst gleichen Annahmen ab.
- Die Verwendung thermischer Speicher bei CSP Kraftwerken besitzt generell Vorteile gegenüber einer unregelmäßigen Einspeisung: Durch die Speicherbarkeit der nordafrikanischen CSP kann die EE-Deckungsrate von 93,4 auf 95 % erhöht und die maximale residuale Last von 39 auf 37,5% der europäischen Spitzenlast reduziert werden (vgl. Abschnitt 7.4). Demgegenüber steht allerdings ein sehr hoher EE-Überschuss, da knapp 8% der EE-Einspeisung in dem verwendeten Szenario aus CSP stammen. Gegenüber einer Bandeinspeisung aus CSP-Kraftwerken mit thermischem Speicher bietet eine zusätzliche, nachfrageorientierte Einspeiseregulierung keinen Vorteil. Der Nutzen der zusätzlichen Flexibilität wird durch die hohen erwartbaren Übertragungsverluste überkompensiert. Es ist zu empfehlen, in weiteren Studien zu klären, ob die starke CSP-Einspeisung im EREC Szenario nicht durch andere EE bzw. CSP in Europa substituiert werden kann. Letzteres würde zumindest Übertragungsverluste geringer ausfallen lassen.
- Die Erkenntnisse über die o.g. Abhängigkeiten der Flexibilitätsanforderungen vom EE-Ausbau im Stromsektor machen einen förderpolitischen Bedarf an einer kontinuierlichen Erfassung und Bewertung von Entwicklungspfaden beim EE-Ausbau deutlich. Es sollte daher geprüft werden, in welchem Rhythmus eine grundlegende Evaluierung der Ausbaustrategien und Entwicklungspfade in Europa im Hinblick auf die vorhandenen Infrastrukturen und den Bedarf an Flexibilitäten durchgeführt wird.
- Es ist zukünftig zu erforschen, welche Zeiträume bei der Energiesystemmodellierung minimal bzw. maximal betrachtet werden müssen, um die Implikationen großskaliger meteorologischer Zusammenhänge bei anormalen Einspeisecharakteristiken abzubilden.

9.2 Stromnetze und Überregionaler Energieaustausch

Der Ausbau der Grenzkuppelstellen sowie damit verbunden auch der Ausbau der nationalen Stromnetze hat im Vergleich zu den anderen zeitlichen Flexibilitätsoptionen den größten positiven Einfluss auf den Ausgleich der Residuallasten und die erreichbaren EE-Deckungsraten. Mit der Umsetzung der „heutigen“ Ausbauplanungen für die Grenzkuppelstellen gemäß TYNDP 2014 (Basis-Netz) könnte eine dynamische Deckungsrate von rd. 86% im Jahr 2050 erreicht werden. Mit einem „maximalen“ Ausbau, der sich an einem ungehinderten Energieaustausch orientiert (siehe MAX-Netz-Szenario), könnte die dynamische Deckungsrate dagegen um gut sieben Prozent-Punkte auf etwa 93% erhöht werden (siehe 7.1). Vor diesem Hintergrund werden bezogen auf die Stromnetze in Europa folgende Maßnahmen bzw. Strategien empfohlen.

- Der Ausbau der Grenzkuppelstellen in Europa sollte langfristig deutlich über die aktuellen Planungen gemäß dem TYNDP [ENTSO-E, 2014] hinaus gesteigert werden, um möglichst hohe EE-Deckungsraten (>90%) zu erreichen. Als Orientierung für die erforderliche Steigerung auf europäischer Ebene gegenüber dem TYNDP 2014 wird in der Referenzstudie ISI [Pfluger et al., 2011] bereits ein Faktor 3 der bestehenden Kapazitäten angegeben. Die im RESTORE-Projekt ermittelten Kapazitäten nach Max-Netz führen zu einem Faktor 4,5.

Letztere sind jedoch ohne eine ökonomische Optimierung entstanden und zielen auf eine ungehinderte Übertragung aus technischer Sicht ab.

- Für die langfristige (regionale) Ausbauplanung ist in Abhängigkeit von der Geschwindigkeit des EE-Ausbaus frühzeitig eine Grundsatzentscheidung über die zugrunde zu legende langfristige EE-Strategie zu treffen, da die nötigen Kuppelleistungen zum Teil wesentlich von den Ausbaugraden für Wind und PV abhängen.
- Leistungsstarke Grenzkuppelstellen sind insbesondere für die Anbindung der großen saisonalen Energiespeicherkapazitäten in Skandinavien an Mitteleuropa sehr wichtig, um die dortigen Wasserkraftpotenziale europaweit nutzbar zu machen. Da die nötigen Kuppelleistungen weit über die aktuellen Planungen (gemäß TYNDP 2014) hinausgehen, sollte die Anbindung dieser Potenziale in den Fokus der Ausbauplanungen gerückt werden.
- Obgleich der Ausbau des Übertragungsnetzes zentral von ENTSO-E koordiniert wird, zeigt sich an Hand diverser Kuppelstellen (z.B. FR-UK), dass ein signifikanter Unterschied zwischen Bedarf im optimierten Szenario und dem verwendeten Ten-Year-Development-Plan besteht. Es ist daher zu empfehlen, die heute üblichen mittelfristigen und ökonomisch optimierten Ausbauplanungen um langfristige Zielnetzplanungen zu ergänzen, um Kuppelstellen, die erst bei höheren EE-Ausbaustufen bedeutsam werden, bereits heute in den Fokus zu rücken.
- Integration von CSP aus Nordafrika: Eine Anbindung von Europa an die CSP-Potenziale in Nordafrika wirkt sich günstig auf die insgesamt benötigten Backup-Kapazitäten und die erreichbaren EE-Stromanteile in Europa aus. Eine sehr starke Anbindung muss jedoch aufgrund zu erwartender Energieverluste sehr kritisch geprüft werden, da ca. 26% des in Nordafrika erzeugten CSP Stromes trotz Regelbarkeit nicht integriert werden können.
- Die für Stromsystemsimulationen verwendeten Wetterjahre und Netztopologien haben entscheidenden Einfluss auf die Ergebnisse der Kuppelkapazitäten. Insbesondere durch Veränderung der Topologie (Berücksichtigen weiterer Kuppelstellen) können mitunter signifikante Reduktionen der notwendigen Gesamtkuppelleistung erzielt werden. Es ist daher sehr zu empfehlen, dass in jeder Studie zum zukünftigen europäischen Stromversorgungssystem die Sensitivitäten bzw. Unsicherheiten hinsichtlich Wetterjahr(e), Netztopologie aber auch des Strommixes erarbeitet werden (vergleiche 6).

9.3 Energiespeicher

Bei den heute verfügbaren Energiespeichern im Stromsystem handelt es sich nahezu ausschließlich um Pumpspeicherkraftwerke mit Speicherzyklen im Stunden- bis Tagesbereich. Die Kapazitäten dieser Tages- bzw. Kurzzeitspeicher können gemäß Metaanalyse und Potenzialszenario europaweit um insgesamt etwa Faktor 3 auf etwa knapp 3.264 GWh_{el} gesteigert werden, rund ein Viertel des Zubaupotenzials entfällt dabei auf adiabate Druckluftkavernenspeicher. Die Kapazitäten für saisonale Energiespeicher (Langzeitspeicher) sind aktuell aufgrund der erforderlichen großen Speicherreservoirs mit einem Schwerpunkt auf dem alpinen und skandinavischen Raum noch sehr ungleich über Europa verteilt. Durch die Berücksichtigung von Salzkavernen für Wasserstoff (H₂) kann das Potenzial jedoch deutlich gesteigert und auch etwas stärker verteilt werden (siehe dazu auch Abschnitt 2.7 und den gesonderten Bericht [Wienholt and Kleinhaus, 2015]). Vor diesem Hintergrund werden, bezogen auf die Energiespeicher in Europa, folgende Maßnahmen bzw. Strategien empfohlen:

- Je nach technischem Potenzial ist regional auf eine Speicherlösung zu setzen, welche im Zeitbereich der auftretenden Fluktuationen durch die EE-Einspeisung arbeiten kann. In PV-geprägten Regionen sind Kurzzeitspeicher im Stunden- und Tagesbereich wichtiger, wohingegen die Speicher in windgeprägten Regionen eher im Tages bis Wochenbereich flexibilisieren sollten. Die Speicherstrategie sollte folglich stets gemeinsam mit dem geplanten EE-Ausbau entwickelt werden.
- Der Ausbau von Tagesspeichern sollte selektiv vorgenommen werden, da ihr Nutzungsgrad deutlich vom Ausbau und Einsatz der anderen Flexibilitätsoptionen sowie der EE-Technologien abhängig ist. Eine regionale Nutzung ist dort sinnvoll, wo hohe, kurzzeitige Lastgradienten auftreten und/oder wenige konkurrierende DSM-Potenziale verfügbar sind.
- Die zusätzlich erschließbaren Kapazitäten sind zwar gemäß der Potenzialanalysen nennenswert hoch, im Vergleich zu den temporär auftretenden Überschussstrommengen jedoch eher als gering anzusehen.
- Die Wechselwirkungsanalysen haben ergeben, dass durch Speicherausbau eine Verbesserung der Netzauslastung zu erreichen ist, eine mögliche Alternative zur Substitution zusätzlichen Netzausbaus können Speicher im Bereich der identifizierten Potenziale jedoch nicht darstellen.
- Einheitliche Potenzialstudien zu Langzeitspeichern: Zu den technischen Potenzialen von saisonalen H₂-Speichern (Salzkavernen) in Europa gibt es bisher keine flächendeckenden Daten oder Studien, sondern allenfalls solche, die sich auf wenige Länder beziehen (z.B. EU-Projekt "HyUnder"[Simón, 2014]). Selbst auf nationaler Ebene und für Deutschland gibt es aktuell nur wenige Experten und Sachstände. Da die möglichen saisonalen H₂-Speicherkapazitäten und ihre regionale Verteilung für Stromsysteme mit sehr hohen EE-Anteilen (insbesondere aus Windkraft) eine große Bedeutung haben, sollten europaweit möglichst einheitliche Untersuchungen zur Erfassung der Potenziale durchgeführt werden. Neben technischen Potenzialbetrachtungen sollten dabei vor allem auch ökologische Implikationen einer verstärkten Wasserstoffnutzung berücksichtigt werden.
- Die im RESTORE-Projekt verwendete nicht-ökonomische Einsatzstrategie sollte um Mechanismen erweitert werden, die gezielt Spitzenlasten minimiert und zur Lastglättung nur selektiv beiträgt um die EE-Deckungsraten zu erhöhen und Speicherverluste, insbesondere bei verlustreichen Speichern zu vermindern.

9.4 Lastmanagement

Lastmanagement wird im Rahmen des RESTORE 2050 Modells als speicheräquivalente Flexibilität mit einer Effizienz von 100% modelliert. Die Potenziale der fünf jeweils betrachteten Kategorien sind sehr unterschiedlich. Auffällig sind insbesondere die großen Energiemengen, die sich durch Wärmepumpen und Elektromobilität verschieben lassen sowie die hohen Leistungen, die in den Kategorien Haushalte und Elektromobilität zur Verfügung stehen. Die modellseitige Verfügbarkeit von DSM ermöglicht eine unmittelbare Senkung der Residuallasten (Spitzen der positiven Residuallast um 20%) und schlägt sich letztendlich auch in einer Erhöhung der dynamischen EE-Deckungsrate um 1,4% nieder. Maßgeblich für den positiven Effekt von DSM sind die gute Verfügbarkeit und die im Verhältnis zu Speichern hohe elektrische Effizienz (vergleiche dazu auch Abschnitte 7.3 und 8.3). Vor diesem Hintergrund werden, bezogen auf die DSM-Optionen in Europa, folgende Maßnahmen bzw. Strategien empfohlen:

- Da eine vollständige Berücksichtigung der betrachteten DSM-Potenziale im Vergleich zum 50% DSM-Szenario kaum noch zu Verbesserungen im Hinblick auf die Deckungsraten oder die Lastglättung führt, ist es ausreichend, die Potenziale nur in Teilen zu berücksichtigen. Die Bestimmung eines angemessenen und in wirtschaftlicher Sicht sinnvollen Ausbaus der Potenziale, anhand dessen sich der Effekt der einzelnen DSM-Kategorien separat bewerten lässt, war jedoch nicht Gegenstand dieses Projektes und sollte in Zukunft erfolgen.
- Die Auswirkungen des DSM-Einsatzes auf die Speichertechnologien unterscheiden sich sehr stark je nach betrachteter Speicherkategorie: Tagesspeicher werden aufgrund ihrer sehr ähnlichen Charakteristik vergleichsweise stark beeinträchtigt. Eine starke Nutzung von Lastmanagement-Potenzialen könnte somit ineffiziente Tagesspeicher, wie etwa Druckluftspeicherkraftwerke, verdrängen bzw. deren Ausbau vermeiden. Es ist daher zu empfehlen, den weiteren Ausbau von Flexibilität und Speichereinheiten entsprechend ihrer jeweiligen Charakteristiken aufeinander abzustimmen. Demnach könnten zunächst gut erschließbare Lastmanagement-Potenziale mit vergleichsweise hohen Effizienzen erschlossen werden, bevor stark verlustbehaftete Tagesspeicher, wie etwa Druckluftspeicher ausgebaut werden. Gleichzeitig zeigt sich jedoch, dass Lastmanagement weder den Bedarf für langfristigen Ausgleich über Saisonalspeicher noch den Bedarf für überregionalen Austausch über Grenzkoppelstellen nennenswert beeinflusst und diese demnach auch nicht ersetzen kann.
- Lastmanagement-Maßnahmen sollten nachhaltig in Energiesystemmodelle eingebunden werden. Auf dieser Grundlage sollten die vorhandenen DSM-Potenziale sinnvoll erschlossen und in den Betrieb von Energiesystemen integriert werden.
- Die Bestimmung eines aus wirtschaftlicher Sicht sinnvollen Ausbaus der Potenziale ist in diesem Vorhaben nicht durchgeführt worden. Zur Auswahl geeigneter Anwendungsgebiete sowie zur wirtschaftlichen und technischen Priorisierung dieser, sind weiterführende Forschungsprojekte zu empfehlen.

9.5 Backup-Kapazitäten

Der Bedarf an Backup Kapazitäten wird im RESTORE-Projekt einzig aufgrund der verbleibenden Residuallast charakterisiert.

- Es zeigt sich, dass einzig sehr flexible Kraftwerke zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit herangezogen werden sollten. Diese müssen in der Lage sein, europaweite Lastgradienten bis etwa $- + 150 \frac{GW}{h}$, welche sich aus dem Einsatz der Erneuerbaren und der Flexibilitätsoptionen ergeben, auszugleichen.
- Für eine robuste Auslegung von Backup-Kapazitäten sind verschiedene Wetterjahre heranzuziehen. Die Abweichung einzelner Jahre zum langjährigen Mittel (zehn Jahre) beträgt bei der Backup-Kapazität 6% und bis zu 3% bei der Backup-Energie. Folglich können die Abweichungen zweier (auch nacheinander folgender) Wetterjahre sogar doppelt so groß wie zum langjährigen Mittel sein. Studienergebnisse bzgl. des benötigten Backups sind somit kritisch zu prüfen hinsichtlich ihrer Aussagekraft, wenn die Sensitivität bzgl. des Wetterjahres nicht untersucht wurde.
- Ein Übertragungsnetz mit Verbindungskapazitäten über den Ten-Year-Development Plan 2014 hinaus, hat hingegen wenig Einfluss auf eine weitere Reduzierung des benötigten Backups. Die Bildung eines europaweiten Kraftwerksparks ist daher notwendig. Die Ergebnisse zeigen jedoch auch, dass dieser Kraftwerkspark hochflexibel gestaltet werden muss, um den technischen Anforderungen (insb. Gradienten der Residuallast) gerecht zu werden.

9.6 Deutschland

Deutschland wurde in den durchgeführten Analysen grundsätzlich als eigenständige Region (ohne regionale Aggregation) betrachtet. Daher lassen sich aus den Ergebnissen landesspezifische Erkenntnisse ableiten. Deutschland profitiert durch eine europaweite EE-Strategie. Begründet durch die hohe Energienachfrage ist Deutschland von Energieimporten abhängig wenn hohe EE- Anteile erzielt werden sollen. Gemäß den hier vorgenommenen Untersuchungen weist Deutschland eine bilanzielle Deckungsrate von 83 % (ISI) auf. Durch den internationalen Energieaustausch und die lokalen Flexibilitätsoptionen können bereits im Basiszenario diese 83% auch unter Berücksichtigung zeitlicher Erzeugungs- und Nachfragecharakteristika erreicht werden. Die Erkenntnisse aus den durchgeführten Arbeiten führen zu folgenden Maßnahmen- und Strategieempfehlungen:

- Im Fall eines stark windgeprägten EE-Ausbaus sollten insbesondere die Grenzkuppelstellen in Richtung Skandinavien in den Fokus der Ausbauplanungen gestellt werden. Ein starker Ausbau wird dann sehr wichtig für eine adäquate Anbindung der dortigen Saisonspeicher.
- Der Fokus bei der Erschließung der DSM-Potenziale sollte auf Wärmepumpen, Elektrofahrzeugen und der energieintensiven Industrie liegen, da hier sehr große technische Potenziale bestehen und sie im Rahmen der Modellberechnungen sowohl intensiv als auch effektiv zum Einsatz kommen.
- Angesichts der beobachteten Nutzungskonkurrenzen zwischen DSM und Tagesspeichern wird empfohlen, den Ausbau von Tagesspeichern (Pump- und Druckluftspeicher) in Deutschland nur sehr gezielt und selektiv vorzunehmen. Dazu dürften angesichts der räumlichen Potenzialverteilung für Wind- und Solarenergie-Anlagen vor allem der Norden und Süden Deutschlands gehören. Im Falle einer erfolgreichen Erschließung der DSM-Potenziale wird der Ausbau von Pump- und Druckluftspeichern weniger wichtig.
- Aufgrund der großen Potenziale von H₂-Speichern sollte frühzeitig und ganzheitlich mit der Planung ihrer Integration begonnen werden. Dabei sind insbesondere die realisierbaren Potenziale und die Nutzungskonkurrenzen im Vergleich mit anderen Speichertechnologien sowie die ökologischen und sozialen Anforderungen an die Erschließung der Kavernen zu beachten.
- Da die bestehende Netzanbindung von Deutschland an seine Anrainerstaaten im Verhältnis bereits recht stark ausgebaut ist, kommt Deutschland eine wichtige Rolle als europäisches Transitland zu. Obwohl die übertragenen Energiemengen in einem stark ausgebauten Netz (entsprechend MAX-Netz) stark ansteigen, nimmt die Rolle Deutschlands relativ gesehen ab. Dennoch bleibt Deutschland, aufgrund seiner zentralen Lage, weiterhin ein wichtiges Transitland für Strom.

Literatur

- [Adamek et al., 2012] Adamek, F., Aundrup, T., Glaunsinger, W., Kleimaier, M., Landinger, H., Leuthold, M., Lunz, B., Moser, A., Pape, C., Pluntke, H., Roterling, N., Sauer, D., Sterner, M., and Wellßow, W. (2012). Energiespeicher für die Energiewende. *VDE*.
- [BDEW, 2012] BDEW (2012). Standardlastprofile Strom - Haushalte H0 . Technical report, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
- [BDEW, 2014] BDEW (2014). Standardlastprofile Strom, http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Standartlastprofile. Letzter Zugriff: 18 August 2014. Technical report, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft.
- [Buddeke et al., 2016] Buddeke, M., Krüger, C., and Merten, F. (2016). Arbeitspaket 7: Modellbeschreibung: Einsatzmodell für Flexibilitätsoptionen im europäischen Stromsystem. Technical report, Wuppertal Institut. Teilprojektbericht im Verbundvorhaben RESTORE 2050.
- [Buddeke and Merten, 2016] Buddeke, M. and Merten, F. (2016). Arbeitspaket 7: Ergebnisse der Simulationsrechnungen mit dem Einsatzmodell für Flexibilitätsoptionen im europäischen Stromsystem. Technical report, Wuppertal Institut. Teilprojektbericht im Verbundvorhaben RESTORE 2050.
- [Cano et al., 1986] Cano, D., Monget, J., Albuissou, M., Guillard, H., Regas, N., and Wald, L. (1986). A method for the determination of the global solar radiation from meteorological satellite data. *Solar Energy*, 37(1):31 – 39.
- [Dee et al., 2011] Dee, D., Uppala, S., Simmons, A., Berrisford, P., Poli, P., Kobayashi, S., Andrae, U., Balmaseda, M., Balsamo, G., Bauer, P., et al. (2011). The era-interim reanalysis: Configuration and performance of the data assimilation system. *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*, 137(656):553–597.
- [Dii, 2012] Dii (2012). 2050 Desert Power – Perspectives on a Sustainable Power System for EUMENA, Download: http://www.dii-eumena.com/fileadmin/Daten/Downloads-/Desert%20Power%202050/dp2050_study_web.pdf. Technical report, Desertec Industry Initiative.
- [EC, 2011] EC (2011). Energy Roadmap 2050, Download: http://ec.europa.eu/energy/energy2020/roadmap/doc/sec-_2011_1565_part2.pdf. Technical report, European Commission.
- [ECF, 2010] ECF (2010). Roadmap 2050 - A Practical Guide to a Prosperous, Low-Carbon Europe, Download: http://www.roadmap2050.eu/attachments/files/Volume1_fullreport-_Press-Pack.pdf. Technical report, European Climate Foundation.
- [Eckstein et al., 2015] Eckstein, S., Merten, F., and Buddeke, M. (2015). Arbeitspaket 4: Europäischer Lastgang für 2050. Technical report, Wuppertal Institut. Teilprojektbericht im Verbundvorhaben RESTORE 2050.
- [ENTSO-E, 2013a] ENTSO-E (2013a). Consumption Data. <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/consumption/Pages/default.aspx>. Letzter Zugriff: 03.09.2015. Technical report, ENTSO-E.
- [ENTSO-E, 2013b] ENTSO-E (2013b). HOURLY LOAD VALUES FOR A SPECIFIC COUNTRY FOR A SPECIFIC MONTH (IN MW. <https://www.entsoe.eu/db-query/consumption/mhhlv-a-specific-country-for-a-specific-month>. Letzter Zugriff: 03 September 2015. Technical report, ENTSO-E.
- [ENTSO-E, 2014] ENTSO-E (2014). Ten Year Net Development Plan 2014. Technical report,

ENTSO-E.

- [EREC, 2010] EREC (2010). RE-thinking 2050 – A 100% Renewable Energy Vision for the European Union, Download: http://www.rethinking2050.eu/-fileadmin/documents/ReThinking2050_full_version_final.pdf. Technical report, EREC.
- [Eurostat, 2013] Eurostat (2013). Datenbank - Supply, transformation, consumption – electricity – annual data [nrg_105a], Download: http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_105a&lang=en. Technical report, Eurostat.
- [EWI, 2011] EWI (2011). Roadmap 2050 – a closer look – Cost-efficient RES-E penetration and the role of grid extensions, Download: http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik-_und_Gesellschaft/2011/Roadmap_2050_komplett_Endbericht_Web.pdf. Technical report, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln.
- [Fichtner, 2014] Fichtner (2014). Erstellung eines entwicklungs-konzeptes energiespeicher in niedersachsen. Technical report.
- [Gimeno-Gutierrez and Lacal-Arantequi, 2013] Gimeno-Gutierrez, M. and Lacal-Arantequi, R. (2013). Assessment of the european potential for pumped hydropower energy storage. Technical report, European Commission Joint Research Centre.
- [Hammer et al., 1998] Hammer, A., Heinemann, D., and Westerhellweg, A. (May, 1998). Derivation of daylight and solar irradiance data from satellite observations. pages 747–750. Proceedings 9th Conference on Satellite Meteorology and Oceanography, Paris.
- [IEA, 2012] IEA (2012). Energy Technology Perspectives 2012 – Pathways to a Clean Energy System. Technical report, International Energy Agency.
- [Kies et al., 2015] Kies, A., Nag, K., Bremen, L. v., Lorenz, E., and Heinemann, D. (2015). Investigation of balancing effects in long term renewable energy feed-in with respect to the transmission grid. *Advances in Science and Research*, 12(1):91–95.
- [Kies et al., 2016] Kies, A., Schyska, B., and von Bremen, L. (2016). Curtailment in a highly renewable power system and its effect on capacity factors. *Energies*, 9(7):510.
- [Kies and Heinemann, 2016] Kies, Alexander, C. K. L. E. v. B. L. and Heinemann, D. (2016). Report for work package 2/3 in restore 2050: Simulation of renewable feed-in for power system studies. Technical report, Universität Oldenburg. Teilprojektbericht (D12) im Verbundvorhaben RESTORE 2050.
- [Kleinhans, 2014] Kleinhans, D. (2014). Towards a systematic characterization of the potential of demand side management. *arXiv preprint arXiv:1401.4121*.
- [Meyer, 2015] Meyer, Konrad und Kleinhans, D. (2015). RESTORE Arbeitspaket 5: Lastmanagement – Charakterisierung und Quantifizierung des Lastmanagementpotentials für Europa. Technical report, NEXT ENERGY. Teilprojektbericht im Verbundvorhaben RESTORE 2050.
- [Nast et al., 2011] Nast, M., Horst, J., and et. al. (2011). Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG – Vorhaben V Integration der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und konventionellen Energieträgern. Technical report, DLR, IZES, ECOFYS, Prof. Dr. Stefan Klinski, Wuppertal Institut.
- [Pfluger et al., 2011] Pfluger, B., Sensfuß, F., Schubert, G., and Leisentritt, J. (2011). Tangible ways towards climate protection in the European Union (EU Long-term scenarios 2050). Technical report, Fraunhofer ISI.

- [Resources and Directorate, 2014] Resources, T. N. W. and Directorate, E. (2014). Hydra ii database, <https://www.nve.no/hydrology>. Technical report.
- [Rienecker et al., 2011] Rienecker, M. M., Suarez, M. J., Gelaro, R., Todling, R., Bacmeister, J., Liu, E., Bosilovich, M. G., Schubert, S. D., Takacs, L., Kim, G.-K., et al. (2011). Merra: Nasa's modern-era retrospective analysis for research and applications. *Journal of Climate*, 24(14):3624–3648.
- [Rodriguez et al., 2015] Rodriguez, R. A., Becker, S., and Greiner, M. (2015). Cost-optimal design of a simplified, highly renewable pan-european electricity system. *Energy*, 83:658–668.
- [Samadi and Merten, 2013] Samadi, S. and Merten, F. (2013). Zwischenbericht zu Arbeitspaket 1 - Auswahl von Szenarien und Meta-Analyse. Technical report, Wuppertal Institut. Teilprojektbericht im Verbundvorhaben RESTORE 2050.
- [SEI, 2012] SEI (2012). Europe's Share of the Climate Challenge – Domestic Actions and International Obligations to Protect the Planet, Download: http://www.sei-international.org/mediamanager/documents/Publications/Climate-mitigation-adaptation/europes_share_heaps_09.pdf. Technical report, International Energy Agency.
- [Simón, 2014] Simón, J. e. a. (2014). Assessment of the Potential, the Actors and Relevant Business Cases for Large Scale and Long Term Storage of Renewable Electricity by Hydrogen Underground Storage in Europe. Technical report, LBST, HINICO, ECN, E.ON Gas Storage, Shell, KBB, cenex, CEA, Solvay, Foundation for the Development of New Hydrogen Technologies in Aragon, DEEP Underground Engineering.
- [Sternner et al., 2014] Sternner, M., Thema, M., Eckert, F., Moser, A., Schäfer, A., Drees, T., Rehtanz, C., Häger, U., Kays, J., Seack, A., Sauer, D. U., Leuthold, M., and Stöcker, P. (2014). Stromspeicher in der Energiewende - Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz.
- [Teske et al., 2012] Teske, S., Muth, J., PRegger, T., Thoma, F., Conolly, T., Simon, Sonja, N. T., and O'Sullivan, M. (2012). energy [r]evolution – A Sustainable EU 27 Energy Outlook. Technical report, Greenpeace, EREC.
- [Trieb, 2005] Trieb, F. (April 2005). Concentrating solar power for the mediterranean region, final report. Technical report, German Aerospace Center (DLR). Technical report.
- [Westnetz, 2014] Westnetz (2014). Westnetz - Lastprofile für Elektrowärmepumpen <http://www.westnetz.de/web/cms/de/1625922/westnetz/netz-strom/netznutzung/lastprofile/>. Letzter Zugriff: 04 September 2015. Technical report, Westnetz.
- [Wienholt and Kleinhans, 2015] Wienholt, L. and Kleinhans, D. (2015). Arbeitspaket 6: "Stromspeicher" Charakterisierung und Quantifizierung des Stromspeicherpotentials für Europa. Technical report, NEXT ENERGY. Teilprojektbericht im Verbundvorhaben RESTORE 2050.

A Stromnachfrage durch Wärmepumpen

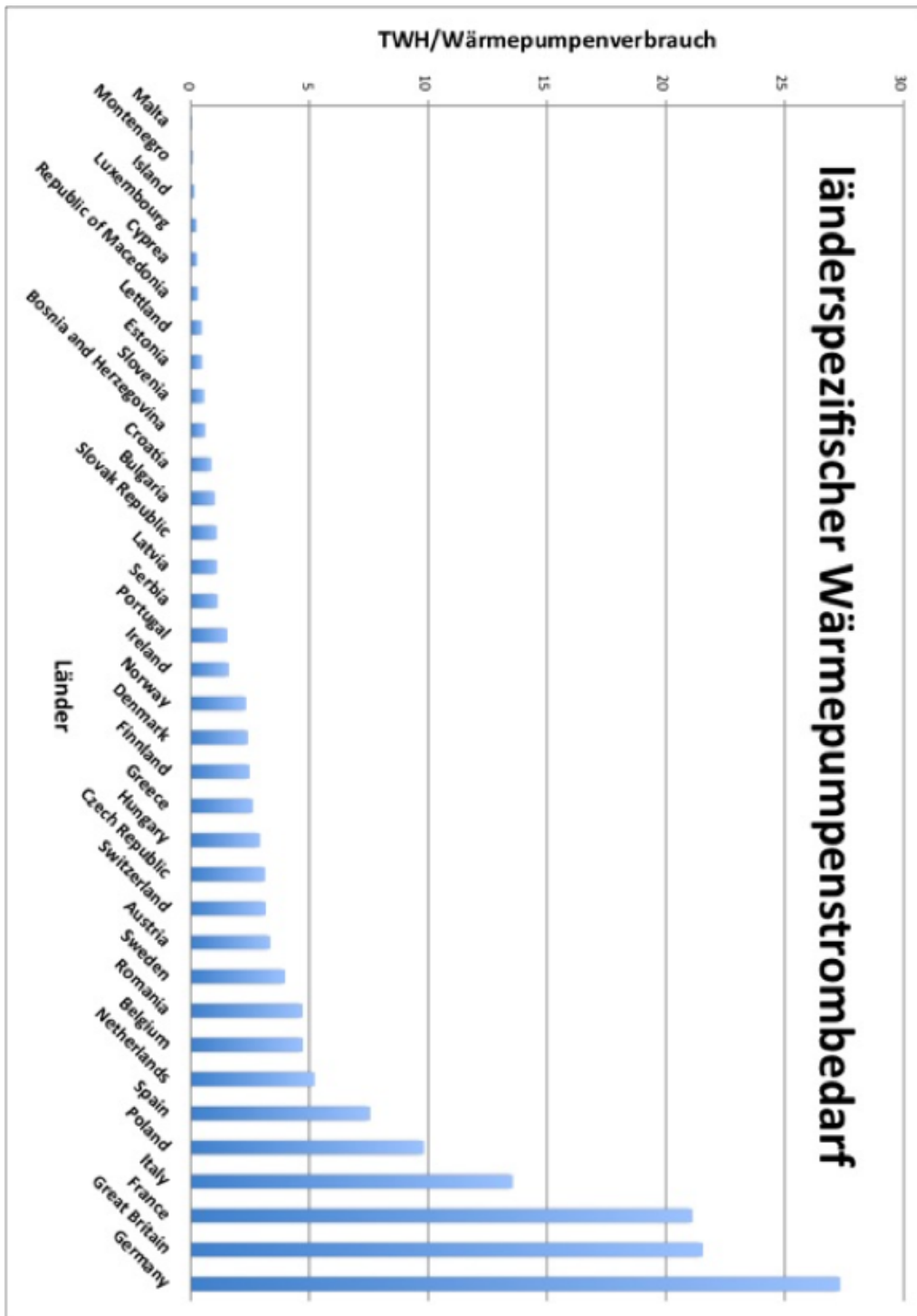


Abbildung 39: Ergebnis der Berechnung des länderspezifischen Strombedarfs durch Wärmepumpen im Jahr 2050 für das ISI Szenario

B Stromnachfrage durch Elektromobilität

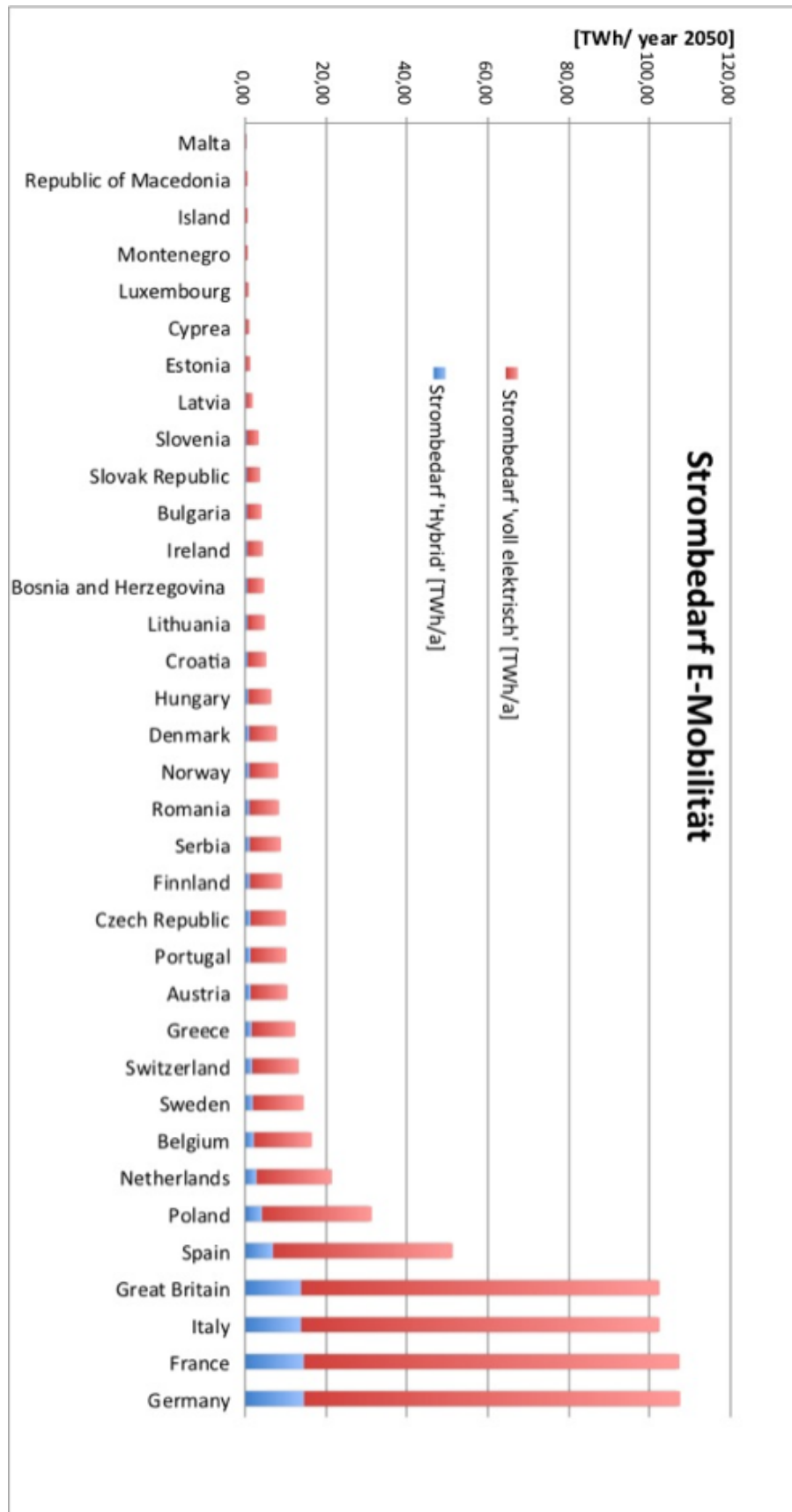


Abbildung 40: Ergebnis der Berechnung des länderspezifischen Strombedarfs durch Elektromobilität im Jahr 2050 für das ISI Szenario

C Kuppelkapazitäten des Übertragungsnetzes: Basisnetz

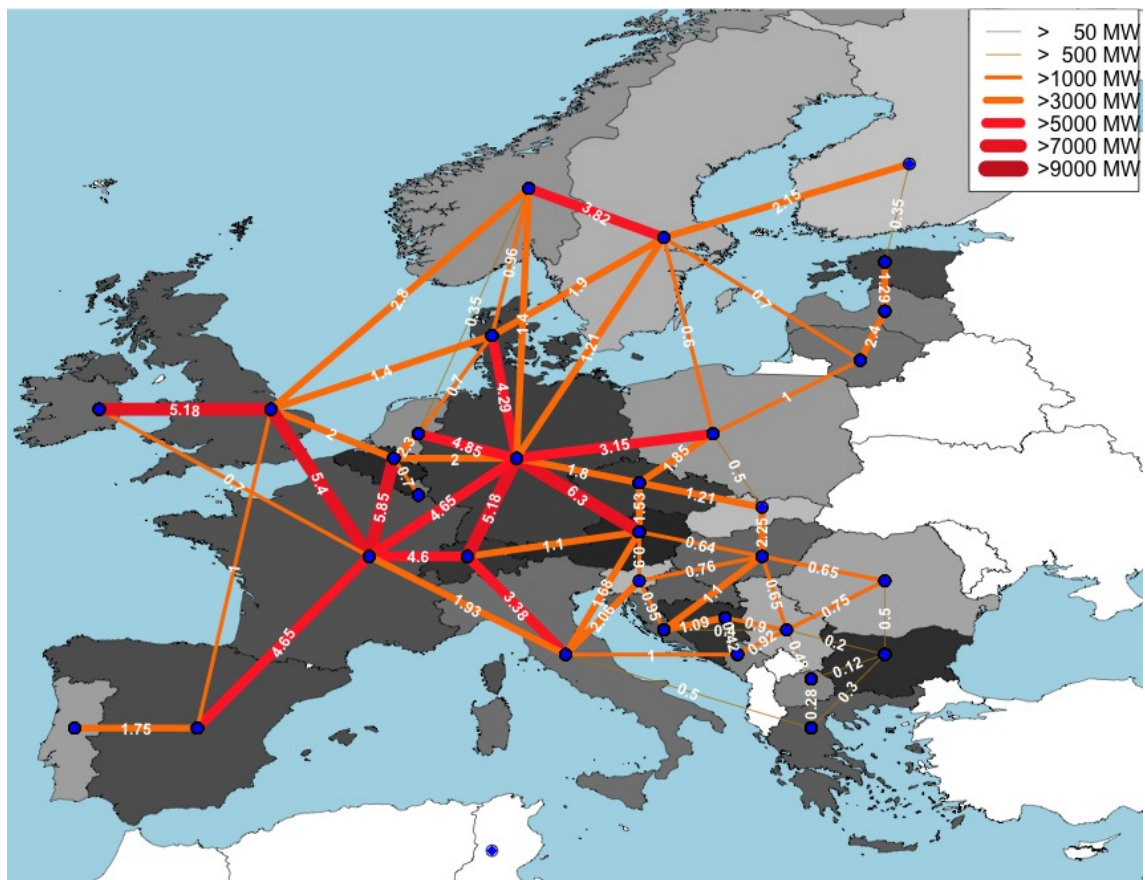


Abbildung 41: Netzkuppelstellen im Basiszenario (ISI). Leitungskapazitäten in GW. Hier nicht dargestellt sind die Netzanbindungen von Nordafrika nach Spanien, Italien und Griechenland mit je 15 GW Übertragungskapazität.

D Kuppelkapazitäten des Übertragungsnetzes: Zubau zw. Basis- und Max-Netz

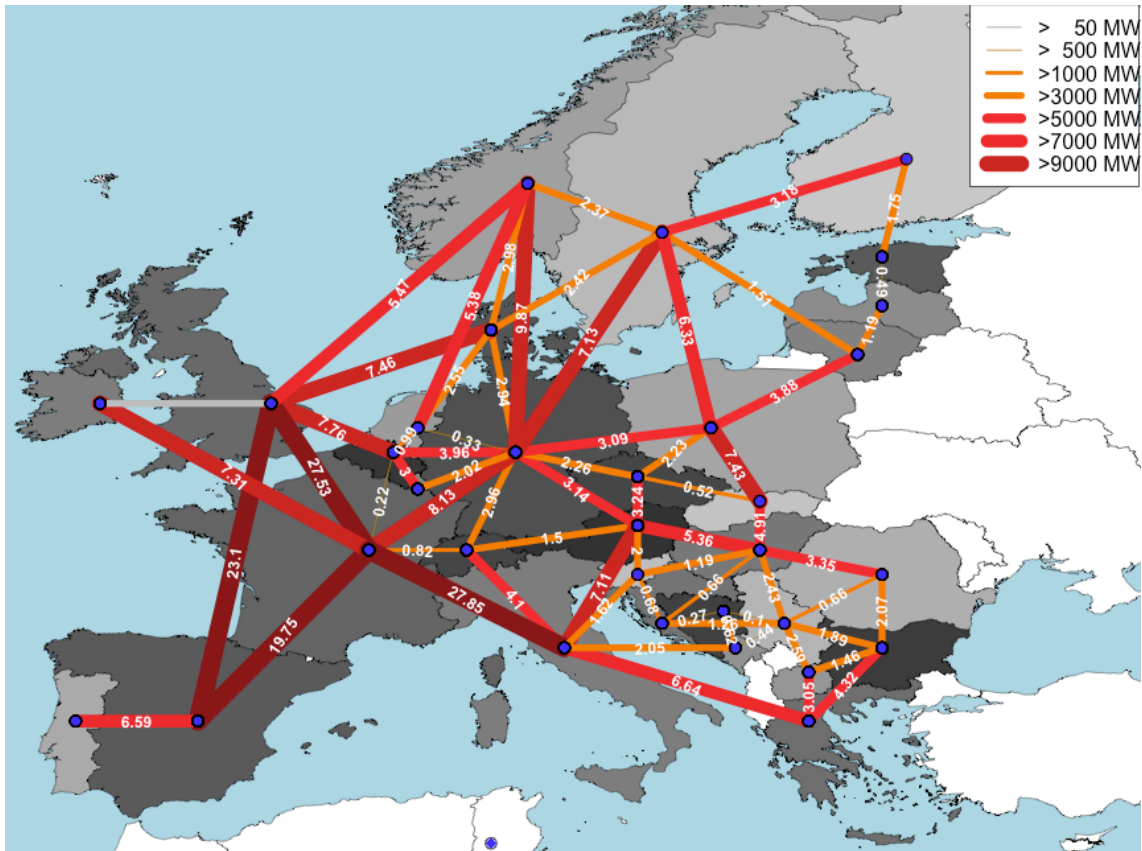


Abbildung 42: Zubau der Kuppelkapazitäten zwischen den untersuchten Ländern zwischen Basis-Netz und Max-Netz in GW. Die Kapazitäten von Nordafrika nach Europa werden nicht verändert, da sie bereits größer sind ($3 \times 15 \text{ GW}$), als die installierte CSP Leistung. Hier ist zu beachten, dass es sich nicht um optimierte Kuppelkapazitäten handelt. Siehe Kapitel 7.1.1