



Stadtwerke Trier  
Versorgungs-GmbH

# Pumpspeicherkraftwerk Rio Energiewirtschaftliche Betrachtung

Endfassung Februar 2012

erstellt durch

**ECOSCOOP**

Gesellschaft für Umweltberatung  
und -recherche mbH Trier

und das

**Kompetenzzentrum Solar  
an der Fachhochschule Trier**

Autoren:

Prof. Dr.-Ing. Christoph Menke

Prof. Dr. Dirk Brechtken

Matthias Gebauer, M.A.

## **Vorbemerkung**

Diese Studie soll die Stadtwerke Trier als wichtigsten Energieakteur in der Region in die Lage versetzen, die Planungen für ein Pumpspeicherkraftwerk auf eine fundierte Basis zu stellen und die grundlegenden Entscheidungen für eine autonome Versorgung der Region mit Strom zu erreichen.

Die Studie wurde nach bestem Wissen und Gewissen auf Grundlage der zur Verfügung gestellten Daten sowie der genannten Quellen erstellt. Trotzdem übernehmen die Autoren keinerlei Haftung für eventuelle Schäden oder Fehlentscheidungen, die durch fehlerhafte oder falsche Beschreibungen und Berechnungen entstehen.

Unser besonderer Dank gilt allen, die uns bei der Erstellung dieser Studie unterstützt und sie möglich gemacht haben:

Christian Lübeck und Claude Wilwerding vom Kompetenzzentrum Solar

Sandra Folz und Rudolf Schöller von den Stadtwerken Trier

Lydia Erben und Achim Hill von der Energieagentur Region Trier

Frau Kowtsch und Herrn Dr. Schöpfer von den Björnsen Beratende Ingenieure Koblenz

Trier im Januar 2012

Christoph Menke, Dirk Brechtken, Matthias Gebauer

## Executive Summary

Die nächsten Jahre werden von einem grundlegenden Umbau der Energiewirtschaft gekennzeichnet sein. Dabei kommt dem Ausbau der Stromerzeugung aus Wind und Sonne eine entscheidende Bedeutung zu, was zwangsläufig zu einer Zunahme des Anteils volatiler Energieträger führen wird.

Vor diesem Hintergrund zeigen die vorliegenden Untersuchungen, dass ein Aufbau regionaler Speicherkapazitäten unerlässlich ist, da andernfalls kurzfristig auftretende Abweichungen zwischen Energieerzeugung und -verbrauch zu hohen Über- oder Unterdeckungen im Elektrizitätsnetz führen werden. Selbst unter der Annahme, dass die dann entstehenden Leistungsflüsse im Netz transportiert werden können, wäre für den Fall von Überdeckungen eine Energieabgabe an benachbarte Netzregionen bestenfalls niedrigpreisig realisierbar, für den Fall von Unterdeckungen ein Energieeinkauf nur – falls überhaupt - hochpreisig verfügbar. Da der Umbau der Energiewirtschaft überregional nach vergleichbaren Gesetzmäßigkeiten erfolgen wird, treten Über- und Unterdeckungen überregional synchron auf. Dadurch ist tendenziell über weite Regionen hinweg ein Überangebot oder ein Mangel an elektrischer Energie zu erwarten mit entsprechenden Folgen für die Preisbildung.

Folgerichtig ist nicht die Frage zu stellen, ob ein Energiespeicher erforderlich ist, sondern allenfalls, in welcher Größe und mit welcher Leistungsfähigkeit er auszustatten ist. Eine weitere wichtige Fragestellung lautet, zu welchem Zeitpunkt er verfügbar sein sollte.

Die Betrachtung der technisch bereits verfügbaren oder zumindest in absehbaren Zeiträumen nutzbaren Speichertechnologien zeigt, dass die zu Anforderungen an die zu speichernde Energiemenge einzig durch ein Pumpspeicherkraftwerk erfüllt werden können.

Unter der Annahme des Ausbaus der erneuerbaren Energien um jährlich 5% und einer gleichzeitigen Reduzierung des Verbrauchs um jährlich 1% wird auf Basis der verwendeten Daten aus dem Jahr 2010 der Vorteil eines Energiespeichers schon im Jahr 2020 deutlich. So lassen sich die Stromimporte deutlich reduzieren, da kurzfristig benötigte Energie aus dem Speicher entnommen und kurzfristig überschüssige Energie eingelagert werden kann.

Im Jahr 2030 zeigt sich dieser Effekt noch weiter ausgeprägt. Wäre der Speicher ausreichend groß auslegbar, so könnte sogar auf Stromimporte in die Region hinein weitestgehend verzichtet werden.

Praktisch sind dieser Betriebsweise jedoch durch ein begrenztes Speichervolumen des PSKW Grenzen gesetzt. Während zur Erreichung einer weitgehenden Autarkie der Energieinhalt einige zehn GWh betragen müsste, sind realistisch unter Berücksichtigung der topologischen Gegebenheiten Speichergrößen allenfalls im mittleren einstelligen GWh-Bereich zu realisieren.

Die vorgenannten Überlegungen zeigen allerdings, dass mit zunehmender Speichergröße und damit zunehmendem Energieinhalt des PSKW sich unterschiedliche Handlungsvarianten für dessen operativen Betrieb ergeben. So können bei ausreichender Speichergröße auch zeitlich begrenzte Windflauten überbrückt werden.

Die Be- und Entladeleistung des PSKW und damit die Leistung der Generatoren wird nach den vorliegenden Untersuchungen zweckmäßig im Bereich von ca. 300 MW liegen. Eine größere Dimensionierung bringt zum jetzigen Zeitpunkt aus energiewirtschaftlicher Sicht nur geringe Vorteile, eine Dimensionierung von deutlich weniger als 200 MW schränkt den Nutzen des PSKW für den Ausgleich zwischen erzeugter und benötigter Energie unverhältnismäßig ein.

Unter den gegenwärtigen Planungen erscheint ein PSKW mit einem Speichervolumen von 6 Mio. m<sup>3</sup> – entsprechend ca. 3 GWh unter Berücksichtigung der topologischen Gegebenheiten – und einer Generatorleistung von ca. 300 MW als zweckmäßig.

# Inhalt

## Executive Summary

<b>1</b>	<b>Einleitung.....</b>	<b>1</b>
1.1	Problemstellung .....	1
1.2	Zielsetzung.....	1
1.2.1	Ausgangslage.....	2
1.2.2	Aufgabenstellung.....	3
1.3	Vorgehensweise.....	3
<b>2</b>	<b>Rechtliche und politische Rahmenbedingungen .....</b>	<b>5</b>
2.1	Energiekonzept der Deutschen Bundesregierung.....	5
2.1.1	Erneuerbare Energie als tragende Säule in der zukünftigen Stromversorgung .....	7
2.1.2	Herausforderungen an die Stromversorgung in Deutschland.....	9
2.2	Energiekonzept Rheinland-Pfalz .....	11
2.3	Energiekonzept der Region Trier .....	13
<b>3</b>	<b>Entwicklung und Ausbau des Stromversorgungssystems in Deutschland.....</b>	<b>15</b>
3.1	Energieerzeugung .....	15
3.2	Energieverteilung.....	17
<b>4</b>	<b>Entwicklung und Ausbau der Elektrizitätsversorgung in der Region Trier .....</b>	<b>20</b>
4.1	Räumliche Abgrenzung der „Region Trier“ .....	20
4.2	Energieerzeugung und -verbrauch.....	21
4.3	Energieverteilung.....	26
4.4	Ausbau der regenerativen Energieerzeugung .....	28
<b>5</b>	<b>Umbauebedarf des Stromversorgungssystems und die Notwendigkeit von Speichern in der Region Trier.....</b>	<b>36</b>
5.1	Aufbau des derzeitigen Stromversorgungssystems .....	36
5.2	Anforderungen an das zukünftige Stromversorgungssystem .....	37
5.3	Notwendigkeit von Speichern .....	42
<b>6</b>	<b>Grundlagen der Pumpspeicherkraftwerke .....</b>	<b>51</b>
6.1	Technische Grundlagen PSKW .....	51
6.2	Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken im Stromversorgungssystem.....	53
6.2.1	Frequenzhaltung und Regelenergiebereitstellung .....	54
6.2.2	Blindleistungsregelung und Phasenschieberbetrieb .....	55
6.2.3	Schwarzstartfähigkeit .....	56
6.2.4	Anlagenbestand in Deutschland .....	56
6.3	Bedeutung von Pumpspeicherkraftwerken im zukünftigen Stromversorgungssystem mit hohem Anteil von regenerativen Energieträgern .....	58
6.3.1	Lastglättung und der resultierende Kosteneffekt.....	58
6.3.2	Integration fluktuierender Stromeinspeisung aus regenerativer Stromerzeugung.....	59
6.3.3	Bedeutung im europäischen Kontext.....	59

<b>7</b>	<b>Alternative Möglichkeiten der Stromspeicherung .....</b>	<b>62</b>
7.1	Druckluftspeicher .....	64
7.1.1	Funktionsweise und Einsatzzweck eines Druckluftspeicherkraftwerks .....	64
7.1.2	Stand der Technik und zukünftiger Ausblick .....	66
7.1.3	Mögliche Einbindung in der Region Trier .....	67
7.2	Wasserstoffspeicher .....	67
7.2.1	Wasserstoffherstellung und der Einsatz von Wasserstoff als Speichermedium .....	67
7.2.2	Stand der Technik und zukünftiger Ausblick .....	68
7.2.3	Möglichkeiten der Speicherung in die Region Trier .....	69
7.3	Synthetische Erdgaserzeugung (SNG) .....	69
7.3.1	Funktionsweise und Einsatzzweck von synthetischem Erdgas .....	69
7.3.2	Stand der Technik und zukünftiger Ausblick .....	70
7.3.3	Einbindung in die Region Trier .....	71
7.4	Elektrochemische Speicher (Batteriesysteme) .....	72
7.4.1	Funktionsweise und Einsatzzweck der Redox-Flow-Batterie .....	72
7.4.2	Stand der Technik der elektrochemischen Speicher und zukünftiger Ausblick .....	72
7.4.3	Möglichkeiten der Einbindung der Redox-Flow-Batterie in die Region Trier .....	73
7.5	Virtuelle Speicher .....	73
7.5.1	Lastmanagement (Demand Side Management) .....	73
7.5.2	Virtuelles Kraftwerk .....	74
7.6	Zusammenfassung der Ergebnisse der Speichertechnologien .....	76
<b>8</b>	<b>Einordnung der Speichertechnologien zur Bereitstellung von Regelernergie für erneuerbare Energien .....</b>	<b>78</b>
8.1	Bedarf an Regelernergie und dessen zeitliche Entwicklung .....	78
8.2	Effekte und Auswirkungen von Pumpspeichern in der zukünftigen Stromversorgung .....	78
<b>9</b>	<b>Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse .....</b>	<b>80</b>
9.1	Die Situation in der Region Trier .....	80
9.2	Die Energieprognosen für die Region Trier in 2020 und 2030 .....	80
9.3	Bilanz des Strom-Import und -Export beim Einsatz eines PSKW .....	81
9.4	Leistung und Volumen des PSKW .....	82
9.4.1	Be- und Entladeleistung des PSKW .....	82
9.4.2	Speichervolumen des PSKW .....	85
9.5	Fazit .....	86
<b>10</b>	<b>Abkürzungsverzeichnis .....</b>	<b>87</b>
<b>11</b>	<b>Abbildungs- und Tabellenverzeichnis .....</b>	<b>88</b>
11.1	Abbildungen .....	88
11.2	Tabellen .....	89
<b>12</b>	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>90</b>

# 1 Einleitung

## 1.1 Problemstellung

In einer funktionierenden Volkswirtschaft bedarf es einer wirtschaftlichen, sicheren und umweltverträglichen Energieversorgung zur Sicherung des Wohlstandes und der Zukunftschancen der nachfolgenden Generationen.

Im Hinblick auf den stetig steigenden Energiebedarf der Weltbevölkerung, die Endlichkeit der fossilen Energieträger, die ökologischen Folgen durch deren Ausnutzung und nicht zuletzt durch die Atomkatastrophe von Fukushima rücken erneuerbare Energiequellen zunehmend in den Fokus. 2010 betrug der Anteil der erneuerbaren Energien in Deutschland 10,9% am gesamten Endenergieverbrauch (Strom, Wärme, Mobilität). Die installierte Stromerzeugungsleistung der erneuerbaren Energien von 56 GW deckt derzeit einen Anteil von 17% des Bruttostromverbrauches in Deutschland (Stand 2010). Erklärtes Ziel der Bundesregierung ist es, diesen Anteil bis zum Jahr 2020 auf mind. 35% und bis 2050 sogar auf 80% zu erhöhen<sup>1</sup>.

Die Betreiber von Übertragungsnetzen stellt insbesondere die Integration der erhöhten Erzeugungsleistung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen aufgrund der witterungsbedingt fluktuierenden Erzeugungsleistung vor neue Herausforderungen. Sie sind verpflichtet in ihrer Regelzone für einen sicheren und zuverlässigen Energietransport zu sorgen. Hierzu ist darauf zu achten, dass die Erzeugung stets dem Verbrauch entspricht, da Abweichungen Spannungsabfälle, Frequenzabweichungen und möglicherweise einen Zusammenbruch des Stromnetzes zur Folge haben. Bei einer Stromversorgung mit einem hohen Anteil aus erneuerbaren Energiequellen folgt die Erzeugung jedoch nicht dem Verbrauch, sondern wird stark durch Sonne und Wind beeinflusst. Um eine sichere Versorgung zu gewährleisten, muss für das Stromsystem in Deutschland ein neuer Weg eingeschlagen werden, bei dem überschüssig erzeugte Energie aus dem System entnommen und bei Bedarf wieder in das Versorgungssystem eingespeist wird. Hierbei müssen die Potenziale des Aufbaus von geeigneten Speichern, einer flexiblen Gestaltung des Kraftwerkparcs, des Demand-Side-Managements sowie die effizientere Stromnutzung ausgeschöpft werden.

Pumpspeicherwerke sind die bisher einzige in großem Maßstab wirtschaftlich eingesetzte Speichertechnologie. Sie eignen sich besonders gut, um die erforderliche Flexibilität des Kraftwerkparcs sicher und kostengünstig bereitzustellen. Je nach Betriebsweise können sie zur Verschiebung von Angebots- und Nachfragespitzen, Bereitstellung von Reserve- und Störungsreserve oder zur Spannungshaltung eingesetzt werden. Darüber hinaus besitzen sie gegenüber anderen Spitzenlast- und Regelkraftwerken die Möglichkeit, Energie über einen längeren Zeitraum zu speichern.

Im Stromversorgungssystem der Zukunft wird diese Stromspeicherfähigkeit eine große Rolle spielen, da zum einen die Stromerzeugung der nächsten Jahre zunehmend durch fluktuierende erneuerbare Energieträger erfolgt und zum anderen der Stromexport durch die verfügbaren Grenzkuppelkapazitäten und durch Korrelation der europäischen Last und der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien begrenzt ist<sup>2</sup>.

## 1.2 Zielsetzung

Die Stadtwerke Trier Versorgungs-GmbH (SWT) verfolgen das Ziel, innerhalb der nächsten Jahre den Anteil der erneuerbaren Energien am Strombedarf in ihrem Versorgungsgebiet auf 50% (derzeit ca. 20%) auszubauen. In der Region Trier deckt der Anteil der erneuerbaren

---

<sup>1</sup> DENA 15.02.2010a und BMU Juli 2011

<sup>2</sup> DENA 15.02.2010a

Energien bereits ca. 50% des Stromverbrauchs . Bis zum Jahr 2030 soll die Region Trier durch den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien zur strom-exportierenden Region entwickelt werden.

Aufgrund der Volatilität von Wind- und Sonnenenergie sowie der zeitlichen Verschiebung gegenüber dem Lastverlauf wird bei einem hohen Anteil erneuerbarer Energien der Ausbau von Energiespeichern sowie von flexibler Kraftwerksleistung unumgänglich, um die erzeugte Energie bedarfsgerecht bereitzustellen.

Die Stadtwerke Trier planen aus diesem Grund die Errichtung eines Pumpspeicherkraftwerkes (PSKW) an der Mosel. Das PSKW dient der Ausregelung des Stromverbrauches der gesamten Region Trier. Bei einem Überangebot der erneuerbaren Energien kann das Wasser mit Hilfe von Pumpen vom unteren Becken in das obere Becken gepumpt und die überschüssige Energie auf diese Weise genutzt werden. Zu Spitzenlastzeiten treibt das aus dem oberen in das untere Becken abströmende Wasser Turbinen an und kann über Generatoren zur Stromerzeugung beitragen.

Im Rahmen dieser energiewirtschaftlichen Betrachtung wird überprüft, wie sich der erhöhte Anteil der erneuerbaren Energien in der Region Trier auf das Stromversorgungssystem auswirkt. Zudem wird betrachtet, welche Energiemenge für die Ausregelung des Energiebedarfs der Region Trier gespeichert werden muss. Darüber hinaus wird die Anwendung weiterer Speichertechnologien in der Region Trier heute und in Zukunft untersucht und mit der Pumpspeicher-Variante verglichen.

Am 5.7.2011 wurde ECOSCOP GmbH Trier zur energiewirtschaftlichen Prüfung der Planungen eines „Pumpspeicherkraftwerks Rio“ mit folgender Leistungsbeschreibung von den Stadtwerken beauftragt:

### **1.2.1 Ausgangslage**

- Durch das aktuelle Energiekonzept der Bundesregierung erhält die Notwendigkeit der Energiespeicherung eine fast schon überragende Bedeutung, insbesondere um den stetig wachsenden Anteil von regenerativem Strom, hier insbesondere PV und Wind, im Netz aufzunehmen und angemessen verwerten zu können. Langfristig wird national ein Anteil von bis zu 80% erneuerbarem Strom angestrebt.
- Die Region Trier soll laut dem aktuellen regionalen Energiekonzept innerhalb von wenigen Dekaden von einer Energie importierenden Region zu einer Energie exportierenden Region werden.
- In der Region Trier ist bereits eine erhebliche installierte Leistung an PV, Wind aber auch Biomasse und Biogasanlagen, sowie Wasserkraft installiert.
- Aus diesem bereits installierten Leistung und den Ausbauplänen in den nächsten Dekade ergibt sich ein erheblicher insbesondere kurzzeitiger Speicherbedarf (Zeitraum: Stunden bis einige Tage). Einmal aus der Abweichung zwischen Angebot und Nachfrage zu einem Zeitpunkt, andererseits aus der Abweichung zwischen Prognose und tatsächlichem Ertrag von PV und Wind.
- Je geringer die Abweichungen (zwischen Prognose und tatsächlichem Ertrag) sind und je mehr man kurzfristig speichern kann, umso besser kann man seine regionale Energieversorgung in Zukunft auch unter energiewirtschaftlichen Gesichtspunkten (Energiebezug von der Börse, Energiehandel, etc.) gestalten und zur Dämpfung der Energiepreisentwicklung beitragen.

## 1.2.2 Aufgabenstellung

Aufgabe ist es die für das Raumordnungsverfahren (ROV) des geplanten PSKW-RIO notwendigen Informationen zusammenzustellen:

1. Energiewirtschaftliche Überprüfung der Notwendigkeit eines Pumpspeicherkraftwerks für elektrische Energie in der Region Trier
2. Prüfung von Alternativen zum geplanten PSKW-RIO
3. Vorschlag für eine geeignete Größe eines Pumpspeicherkraftwerkes

Eine betriebswirtschaftliche Bewertung des Baus, der Auswahl der betriebswirtschaftlich optimalen Größe des Speichers und insbesondere eine betriebswirtschaftliche Bewertung des zukünftigen Betriebes des Pumpspeicherkraftwerks ist nicht Aufgabe dieses Auftrages. Diese Betrachtung muss gesondert zu einem späteren Zeitpunkt durchgeführt werden.

## 1.3 Vorgehensweise

Im Fokus dieses energiewirtschaftlichen Gutachtens steht die Stromversorgung der Region Trier. Jedoch ist die Region nicht isoliert zu betrachten, da sie energiepolitisch und energiewirtschaftlich im Zentrum Westeuropas eingebunden ist. Im folgenden Kapitel wird deshalb zuerst der rechtliche und energiepolitische Rahmen auf nationaler und bundesland-spezifischer Ebene beschrieben.

Im dritten und vierten Kapitel wird die Entwicklung und der Ausbau speziell des Stromversorgungssystems (Erzeugung und Verteilung) in Deutschland und der Region Trier analysiert. Darauf aufbauend wird im fünften Kapitel die Notwendigkeit von Speichern allgemein in der Region Trier untersucht. Hier wird insbesondere der Einfluss unterschiedlicher Speichergrößen auf das Stromversorgungssystem dargestellt.

Im sechsten Kapitel werden Stand der Technik und Möglichkeiten von Pumpspeicherkraftwerken, im siebten Kapitel von alternativen Speichermöglichkeiten dargestellt. Im folgenden achten Kapitel werden Speichertechnologien speziell unter dem Aspekt der Regelenergie betrachtet.

Das abschließende Kapitel fasst die Studienergebnisse zusammen und gibt konkrete energiewirtschaftliche Empfehlungen zum Aufbau von Stromspeichern in der Region.

Im Zentrum aller Betrachtungen steht die Region Trier, die mit der größtmöglichen Genauigkeit im Detail untersucht wurde, da insbesondere die stark fluktuierenden Angebote von Wind und Sonne hier nahezu gleichartig auf das Stromnetz einwirken. Im größeren Maßstab – z.B. deutschlandweit – sind ausgleichende Effekte bei Erzeugung und/oder Verbrauch in anderen Größenordnungen möglich und nutzbar.

Als Datengrundlagen für diese regionale Detailanalyse standen im Wesentlichen drei Primärquellen zur Verfügung: Amprion als regionaler Übertragungsnetzbetreiber, die Energieagentur Region Trier, die erst im letzten Jahr eine umfassende energetische Bestandsanalyse der Region veröffentlicht hat, sowie die Stadtwerke Trier, die das Versorgungsnetz der Stadt sowie einige erneuerbare Kraftwerke in der Region betreiben.

Im Einzelnen waren dies folgende Datenquellen:

- Erzeugung
  - Aktuelle EEG-Daten zur installierten Leistung monatlich mit etwa 2 Monaten Verzug , zur produzierten Energie jährlich mit etwa 0,5 a Verzug im Internet bei Amprion abrufbar.
  - Zu den alten, großen Wasserkraftwerken (außerhalb des EEG) liegen nur langjährige Durchschnittsdaten vor.
  - Zu den 15-Minuten-Erzeugungsgängen wurden Daten aus 2010 der SWT-Kraftwerke (Wind, PV, Wasser, BHKW) zur Verfügung gestellt
- Verbrauch
  - Öffentlich nicht direkt erhältlich.
  - Für die Region wurde der Energieagentur Region Trier (EART) zur Energieplanerstellung von RWE Daten von 2007, von SWT für 2008 zur Verfügung gestellt. (Der Energieplan Region Trier (2010) basiert deshalb bei Erzeugung auf 2009, bei Verbrauch auf 2007/8.)
  - Als 15-Minuten-Werte der Lastgänge wurden von SWT für das eigene Versorgungsgebiet für 2010 zur Verfügung gestellt.

d.h. nachfolgenden Auswertungen der Energiemengen basieren auf:

- Erzeugungsdaten aus dem Jahr 2010 (EEG) und Durchschnitt (Wasserkraft) und bei
- Verbrauchsdaten aus dem Jahr 2010 (SWT-Netz) und aus 2007 (RWE)

Darüber hinaus basieren die 15-minütigen Auswertungen der Erzeuger- und Lastgänge auf SWT-Daten aus dem Jahr 2010. Bei gemeinsamer Betrachtung unterschiedlicher Jahre wurden vorsichtige Angleichungen vorgenommen und im Text jeweils vermerkt.

## 2 Rechtliche und politische Rahmenbedingungen

In der Europäischen Union sowie in Deutschland sollen die Anteile der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch weiter deutlich zunehmen. Eine zukunftsfähige Stromversorgung muss sich an Nachhaltigkeitskriterien messen lassen und mit der Erreichung wesentlicher Umweltziele vereinbar sein.

Für die Bewertung eines Ausbaus von Strom-Speicherkapazitäten muss die bisherige, aber auch die zu erwartende zukünftige Entwicklung der Stromerzeugung untersucht werden. Im Folgenden werden daher die national relevanten Energiekonzepte und Rahmenbedingungen der Energiepolitik kurz dargestellt und insbesondere das Handlungsfeld der Stromerzeugung näher beleuchtet.

### 2.1 Energiekonzept der Deutschen Bundesregierung

Am 28. September 2010 hat die Bundesregierung ein umfassendes Energiekonzept beschlossen, das den Fahrplan auf dem Weg in das Zeitalter der erneuerbaren Energien liefert. Darin sind in neun Handlungsfeldern insgesamt 60 Einzelmaßnahmen sowie ein zehn-Punkte-Sofortprogramm definiert worden.

Aufgabe des Energiekonzeptes ist es, eine zuverlässige, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung sicherzustellen. Deutschland soll in Zukunft bei wettbewerbsfähigen Energiepreisen und hohem Wohlstandsniveau eine der energieeffizientesten und umweltschonendsten Volkswirtschaften der Welt werden. Dabei ist es entscheidend, eine energie-wirtschaftliche Gesamtstrategie zu erstellen. So muss beispielsweise im Strombereich der Ausbau der erneuerbaren Energien zusammen mit der Steigerung der Energieeffizienz, dem Ausbau der Stromnetze und dem Bau neuer Speicher angegangen werden. Auch im Gebäudebereich hat insbesondere der Einsatz von Effizienzmaßnahmen ein enormes Potenzial<sup>3</sup>.

Entwickelt wurde das Energiekonzept auf Basis der wissenschaftlichen Ergebnisse der Energieszenarien (dena, EWIS, etc.) und auf Basis gesteckter Ziele der Bundesregierung. Das Energiekonzept stellt einen Entwicklungspfad dar, an dem sich die Beteiligten orientieren sollen. Darüber hinaus werden durch eine zügige Umsetzung der im Energiekonzept genannten Maßnahmen klare Rahmenbedingungen für Wirtschaft und Verbraucher definiert<sup>4</sup>.

Das Energiekonzept sieht vor, die CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2020 um 40% und bis 2050 um mind. 80% zu senken (verglichen mit 1990, weitere Ziele siehe Tab. 2.1). Auf diese Weise soll Deutschland seinen Beitrag leisten, das erklärte Ziel der Europäischen Union – ein maximaler Temperaturanstieg von 2°C – zu erreichen<sup>5</sup>.

---

<sup>3</sup> BMWI Juli 2011

<sup>4</sup> BMU, BMWI 12.10.2010

<sup>5</sup> BMU Juli 2011

	Erneuerbare Energieanteil am Stromverbrauch [%]	EE – Anteil am Bruttoendenergieverbrauch <sup>6</sup> [%]
2020	mind. 35	18
2030	mind. 50	30
2040	mind. 65	45
2050	mind. 80	60

**Tab. 2.1: Ziele der Bundesregierung <sup>7</sup>**

Im Energiekonzept wird davon ausgegangen, dass der Strombedarf gegenüber 2008 um bis zu 25%, im Verkehrssektor der Endenergiebedarf sogar um 40% (gegenüber 2005) sinkt. Die tatsächliche Entwicklung der gesteckten Ziele und der getroffenen Annahmen soll mittels regelmäßigem Monitoring erfasst werden, um dementsprechend reagieren und Maßnahmen ergreifen zu können <sup>8</sup>.

Nach der Reaktorkatastrophe von Fukushima hat die Bundesregierung die Restrisiken der Kernenergie neu bewertet und einen zügigen Ausstieg aus der Kernenergie beschlossen. Auf der Grundlage des Energiekonzeptes von 2010 hat die Bundesregierung im Juni 2011 eine weitgehende Neuausrichtung ihrer Energiepolitik vorgenommen. Die Eckpunkte dieser Neuausrichtung lauten wie folgt:

- Beendigung der Kernenergienutzung spätestens Ende 2022
- dynamischer Ausbau der erneuerbaren Energien in allen Sparten
- zügiger Ausbau und die Modernisierung der Stromnetze, einschließlich geeigneter Speichertechnologien
- die Steigerung der Energieeffizienz insbesondere durch Gebäudesanierung
- Senkung des Stromverbrauchs mit modernen Technologien

Das zentrale Instrument zur Umsetzung der ehrgeizigen Ziele der deutschen Bundesregierung ist das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Seit seiner Einführung im Jahr 2000 hat das EEG sich als sehr erfolgreich erwiesen. So konnte beispielsweise der Anteil der erneuerbaren Energien seit dem Jahr 2000 (6,4%) auf 16,8% im Jahr 2010 ausgebaut werden <sup>9</sup>.

Grundlegende Strukturelemente des EEG sind<sup>10</sup>:

- Verpflichtung der Netzbetreiber zum Netzanschluss von EEG Anlagen
- vorrangige Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus erneuerbaren Energien
- ein in der Regel über 20 Jahre festgesetzter Vergütungssatz

<sup>6</sup> Bruttoendenergieverbrauch: Der Bruttoendenergieverbrauch errechnet sich aus dem energetischen Endverbrauch, dem Eigenverbrauch von Strom und Fernwärme des Sektors Energie und den Transportverlusten von Strom und Fernwärme.

Energetischer Endverbrauch: Der energetische Endverbrauch bezeichnet jene Energiemengen, die dem Verbraucher (Haushalte, Gewerbe und Industrie, Verkehr, Dienstleistungen) tatsächlich für die Umsetzung in Nutzenergie zur Verfügung stehen: also Benzin/Diesel für das Autofahren, elektrische Energie für die Elektrogeräte, Gas und Heizöl für die Raumwärme etc. Der energetische Endverbrauch umfasst somit alle (sofern notwendig) umgewandelten Energieformen – also Heizöl, Diesel und Benzin aus Rohöl, elektrische Energie aus fossilen und erneuerbaren Energieträgern, Fernwärme aus fossilen und erneuerbaren Energieträgern. nach Statistik Austria 2011

<sup>7</sup> BMU Juli 2011

<sup>8</sup> BMU, BMWI 12.10.2010

<sup>9</sup> BMU Mai 2008

<sup>10</sup> Deutsche Bundesregierung 2011

In den folgenden Abschnitten werden die Entwicklung und der momentane Ausbaustand der erneuerbaren Energien in Deutschland, die daraus resultierenden Herausforderungen und die zu erwartende weitere Entwicklung aufgezeigt.

### 2.1.1 Erneuerbare Energie als tragende Säule in der zukünftigen Stromversorgung

Um die im Energiekonzept der Bundesregierung gesetzte Ziel zu erreichen, soll der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2020 mind. 35% betragen. Darüber hinaus soll dieser Anteil bis 2050 schrittweise auf mind. 80% ausgebaut werden (s. Tab. 2.1). Laut EEG-Erfahrungsbericht 2011 der Bundesregierung prognostiziert diese für das Jahr 2020 einen Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung von 38,6% (auf Grundlage des Nationalen Aktionsplanes). Im Jahr 2010 stellte sich der Anteil der erneuerbaren Energien an der Energiebereitstellung in Deutschland wie in Abb. 2.1 gezeigt dar.

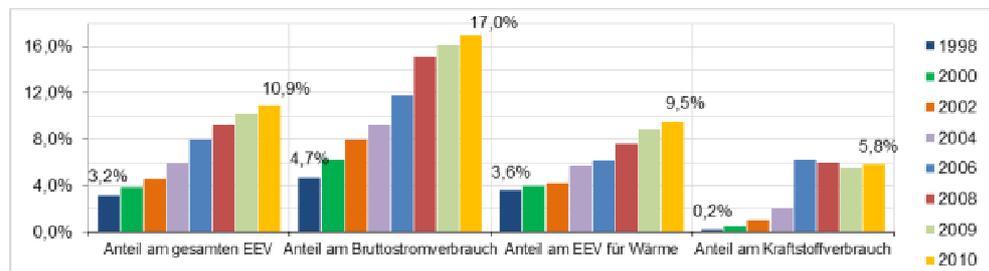


Abb. 2.1: Anteile erneuerbarer Energien an der Energiebereitstellung in Deutschland <sup>11</sup>

Wie aus Abb. 2.1 hervorgeht konnten die erneuerbaren Energien ihren Anteil am Endenergieverbrauch – aufgrund des Anlagenzubaus – von 10,4% im Vorjahr auf nunmehr 10,9% ausbauen (vgl. Abb. 2.1 & Abb. 2.2).

Die Anteile der unterschiedlichen Sparten der erneuerbaren Energien teilten sich wie in der folgenden Abbildung dargestellt auf.

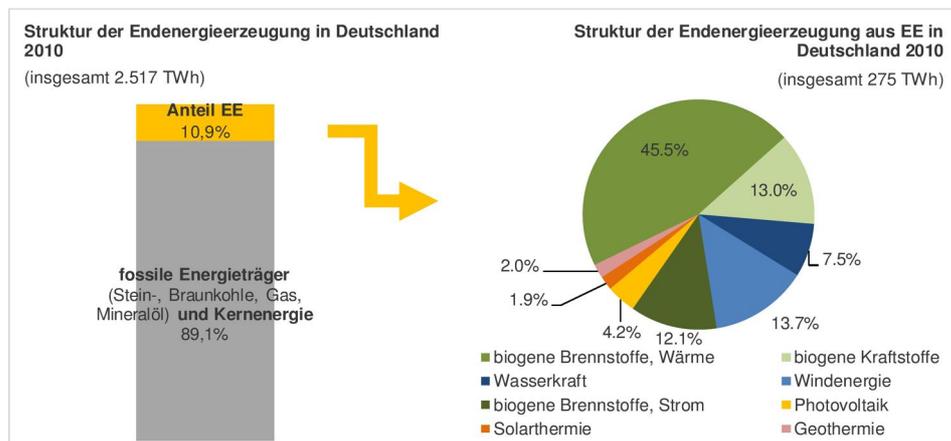


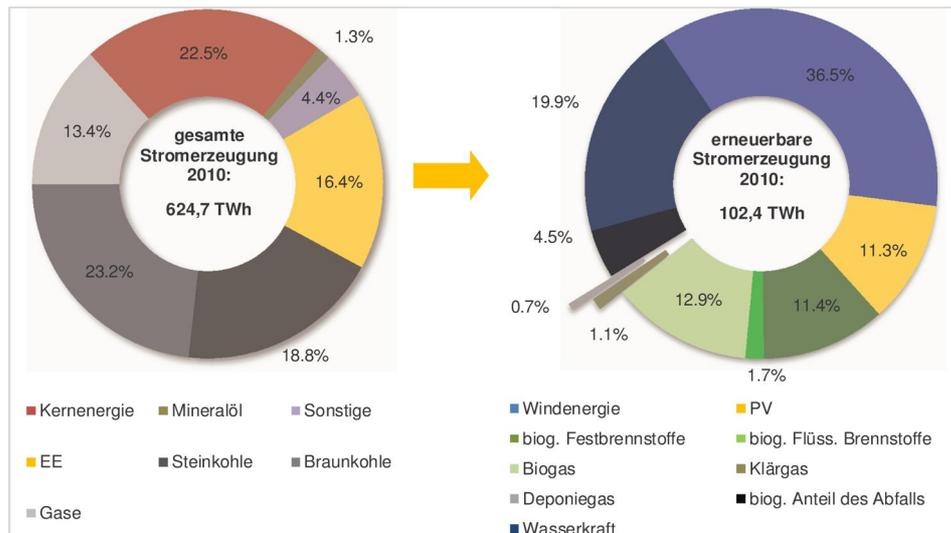
Abb. 2.2: Struktur der Endenergieerzeugung in Deutschland 2010 <sup>12</sup>

Den größten Anteil an der Bruttostromerzeugung <sup>13</sup> in Deutschland leisten nach wie vor die konventionellen Kraftwerke (s. Abb. 2.3). Im Jahr 2010 wurden von insgesamt 624,7 TWh produzierten Stromes ca. 79% aus Kohle, Erdgas, Mineralöl und Kernenergie erzeugt. Die erneuerbaren Energieträger trugen mit einem Anteil von 16,4% (ca. 102 TWh, + 7,8% gegenüber 2009) zur Stromerzeugung bei.

<sup>11</sup> eigene Darstellung nach BMU Juli 2011

<sup>12</sup> eigene Darstellung nach BMU Juli 2011

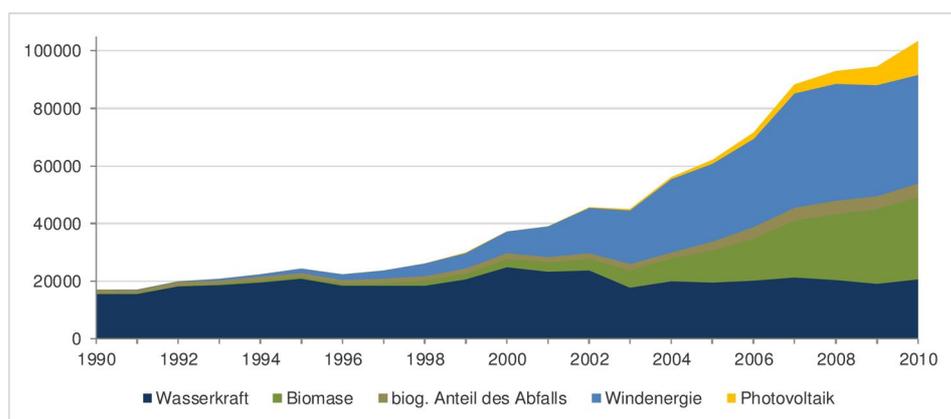
<sup>13</sup> Bruttostromerzeugung: Insgesamt erzeugte Strommenge einschließlich des Eigenbedarfs der Kraftwerke



**Abb. 2.3: Struktur der Stromerzeugung in Deutschland<sup>14</sup>**

Während der Zubau an Windenergie 2010 mit einem Leistungszubau von 1488 MW rückläufig gegenüber dem Vorjahr (1880 MW) war, konnten Biomassenutzung und Photovoltaik zulegen. Etwa 108 MW des Windenergiezubaues entfielen 2010 auf Offshore-Windparks, für die im laufenden Jahr ein deutlicher Aufwärtstrend erwartet wird. Die produzierte Strommenge blieb trotz des Zubaus hinter der bereitgestellten Strommenge von 2009 zurück, da 2010 ein sehr windschwaches Jahr war. Die erzeugte Strommenge erreichte mit 36,5 TWh den niedrigsten Wert seit 2006 (vgl. Abb. 2.4). Die Stromproduktion aus Wasserkraft lag mit 19,7 TWh in 2010 leicht über dem Vorjahreswert.

Im Bereich der Biomasse stieg besonders die Stromerzeugung aus Biogas an und erreichte eine produzierte Strommenge von 12,8 TWh. Insgesamt konnten 2010 aus Biomasse (feste und flüssige Biomasse, Biogas, Deponie- und Klärgas und biogener Anteil des Abfalls) 33,5 TWh Strom gewonnen werden. Eine besonders positive Entwicklung nahm 2010 die Photovoltaik. Mit einem Zubau von ca. 7400 MW war Deutschland 2010 weltweit Spitzenreiter im Ausbau der Photovoltaikleistung. Mit rund 12 TWh erreichte die Photovoltaik 2% des gesamten Strombedarfes.



**Abb. 2.4: Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in MW installierter Leistung in Deutschland seit 1990<sup>15</sup>**

Im ersten Halbjahr 2011 haben die erneuerbaren Energien erneut zugelegt. Zum einen das gestiegene Winddargebot und der umfangreiche Ausbau der erneuerbaren Energie sorgten

<sup>14</sup> eigene Darstellung nach BMU Juli 2011 und BMWI 2011

<sup>15</sup> eigene Darstellung nach BMU Juli 2011

dafür, dass zum ersten Mal der Anteil der erneuerbaren Energien an der Gesamtstromerzeugung über 20% lag. Die Windenergie bleibt mit einem Anteil von 7,5% (2010: 6,6%) die wichtigste der erneuerbaren Energien, gefolgt von der Biomasse mit 5,6% (2010: 5,4%), der Photovoltaik mit 3,5% (2010: 2,0%) und der Wasserkraft mit 3,3% (2010: 3,6%). Erstmals konnte mit Photovoltaikanlagen im 1. Halbjahr 2011 mehr Strom erzeugt werden als mit Wasserkraft. Zum einen liegt dies an einem erneut starken Zubau der Photovoltaik und zum anderen an den sonnenreichen Frühjahrsmonaten in 2011.

Den langfristigen weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien und der Energieversorgung insgesamt beschreibt eine vom BMU in Auftrag gegebene „Leitstudie 2010“<sup>16</sup>. Die Entwicklungspfade der Energieversorgung werden darin so beschrieben, dass die übergeordneten klima- und energiepolitischen Ziele in Deutschland erreicht werden. (Die jüngsten Veränderungen der Energiepolitik (s.o.) konnten in der Studie noch nicht eingearbeitet werden, so dass die Studie zunächst einen vorläufigen Charakter besitzt<sup>17</sup>).

Aus den Entwicklungspfaden der Leitstudie 2010 resultiert u.a., dass der Stromverbrauch bis 2030 sinken wird (Annahme um 2,3%/a<sup>18</sup>) und in den Jahren von 2030 bis 2050, u.a. aufgrund der erhöhten Elektromobilität, wieder ansteigt. Im Jahr 2030 wird der Strom bereits zu einem Anteil von 65,5% aus regenerativen Energien erzeugt und steigt auf ca. 350 TWh/a an<sup>19</sup>. Dieser Anteil wächst bis 2050 auf mind. 85% an<sup>20</sup>.

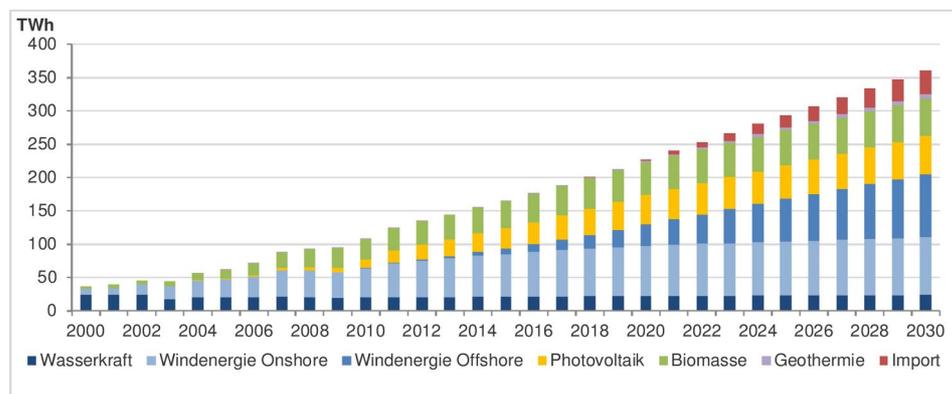


Abb. 2.5: Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2030<sup>21</sup>

## 2.1.2 Herausforderungen an die Stromversorgung in Deutschland

Sollen die erneuerbaren Energien in der künftigen Energieversorgung eine tragende Säule darstellen, muss das gesamte System der Energieversorgung und -nutzung weiterentwickelt werden. Dieser notwendige Umbau wird von verschiedenen Stellen kritisch beurteilt, und einige Annahme werden hinterfragt.

So veröffentlichte im Mai 2011 der Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. und die Energietechnische Gesellschaft (VDE/ETG) eine Studie<sup>22</sup>, in der die im Energiekonzept genannten Ziele und Ausbaupotenziale mit den Ergebnissen der Referenzszenarien von Prognos/EWI/GWS verglichen wurden. Aus den Ergebnissen wurden anschließend politische Handlungsempfehlungen im Hinblick auf die Weiterentwicklung der

<sup>16</sup> Nitsch et al. Dezember 2010

<sup>17</sup> BMU Juli 2011

<sup>18</sup> Andere Studien, z.B. DENA November 2010 gehen nur von einem jährlichen Rückgang von 1% aus

<sup>19</sup> was einer jährlichen Steigerung von etwas mehr als 5%/a entspricht

<sup>20</sup> Nitsch et al. Dezember 2010

<sup>21</sup> eigene Darstellung nach Basisszenario A aus Nitsch et al. Dezember 2010

<sup>22</sup> VDE, ETG 11.05.2011

Elektrizitätsversorgung in Deutschland und Europa abgeleitet. Besonders kritisch betrachtete die Studie die Aussagen des Energiekonzeptes zum Rückgang des Energiebedarfs und zur erwarteten installierten Leistung erneuerbarer Energien.

Die Bundesregierung geht in ihrem Szenario von einem Rückgang des Strombedarfs bis 2050 um 25% aus (bezogen auf 2008), jedoch hat eine ETG Studie gezeigt, dass selbst bei deutlicher Forcierung der Anstrengungen zur Effizienzsteigerung aufgrund von Substitutionseffekten (z.B. Wärmepumpen und E-Mobility) und anderen gesellschaftlichen Entwicklungen bestenfalls mit einer Begrenzung des Anstiegs des elektrischen Energiebedarfs gerechnet werden kann. Die Entwicklung des Strombedarfes der letzten Jahrzehnte zeigt, dass der elektrische Energiebedarf zu keiner Zeit zurückgegangen ist – mit Ausnahme des durch die Wiedervereinigung hervorgerufenen Sondereffekts in der ersten Hälfte der 90er Jahre und die Jahre 2009 und 2010, die durch die größte weltweite Wirtschaftskrise aller Zeiten geprägt waren – und dies, obwohl zu allen Zeiten Bemühungen um Effizienzsteigerung stattgefunden haben.

Die im Energiekonzept dargelegten Maßnahmen führen im Wesentlichen aus der Sicht der ETG/VDE zu den folgenden zwei Herausforderungen für die elektrische Energieversorgung<sup>23</sup>:

- Es müssen sehr hohe installierte Leistungen der erneuerbaren Energien integriert werden.
- Die wesentlichen (das System der elektrischen Energieversorgung betreffenden) verändernden Entwicklungen finden bereits im derzeitigen Jahrzehnt statt. Dies führt zu einer großen Dringlichkeit der anstehenden Aufgaben.

Die oben genannten Herausforderungen werden im Energiekonzept der Bundesregierung zwar berücksichtigt, die notwendigen Maßnahmen aber zu langsam umgesetzt. Die erhöhten installierten Leistungen der erneuerbaren Energien führen zu einem dazu, dass in Zeiten mit geringer Last und nicht genügend Speicherkapazitäten eine große Menge erneuerbarer Energien ungenutzt bliebe. Zum anderen muss für Zeiten, in denen keine erneuerbaren Energien zur Verfügung stehen, ausreichende Regelreserven bereitgehalten werden. Ein Speicherausbau in dem erforderlichen Umfang ist heute noch nicht zu erkennen.

Ein weiteres, bereits bekanntes Problem ist, dass die Netze (sowohl Übertragungs- als auch Verteilnetze) ausgebaut werden müssen, um die hohen Leistungen aufnehmen zu können. Jedoch reicht die derzeitige Ausbaugeschwindigkeit nicht aus, um mit dem Umbau der Erzeugungsseite Schritt zu halten.

Das wahrscheinlich wichtigste Ergebnis der ETG/VDE-Studie ist die Erkenntnis der Bedeutung des laufenden Jahrzehnts bis 2020. Der größte Anteil an Leistungszubau der erneuerbaren Energien wird kurzfristig bis 2020 erwartet (auf Basis der Referenzstudie). Darüber hinaus wird die installierte Leistung der erneuerbaren Energien bereits gegen Ende des laufenden Jahrzehnts die Spitzenlast übersteigen. Das bedeutet, dass das System bereits zu diesem Zeitpunkt in der Lage sein muss, mit vollständiger Lastdeckung durch die erneuerbaren Energien umzugehen.

Aufgrund der ambitionierten Ziele des Energiekonzeptes der Bundesregierung und aus dem daraus resultierenden Herausforderungen ergeben sich nach <sup>24</sup> u.a. folgende Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen:

1. Um Leistungsüberschüsse und -defizite ausgleichen zu können, ist ein enormer Ausbau der Speicherkapazitäten von Nöten.

---

<sup>23</sup> VDE, ETG 11.05.2011

<sup>24</sup> VDE, ETG 11.05.2011

2. Um das elektrische Energiesystem weiterhin stabil betreiben zu können, müssen die üblichen Systemgrenzen erweitert werden. Das bedeutet, dass eine integrale Betrachtung der parallelen Systeme und Infrastrukturen für Strom, Gas, Wärme und Verkehr sowie in der horizontalen und vertikalen Systemintegration stattfinden muss.
3. Forcierung der Forschungs- und Entwicklungsleistung in den Bereichen: Optimierungspotenziale des integrierten Gesamtsystems, Automatisierung der Verteilungsnetze, Entwicklung von Speichertechnologien auf allen Systemebenen und Realisierung eines leistungsstarken Overlay-Netzes.
4. Sollen die entscheidenden Entwicklungen bereits in diesem Jahrzehnt erfolgen, müssen die Grundlagen für das neue Systemkonzept schnell gelegt werden. Der gesamte Veränderungsprozess muss umgehend eingeleitet und stringent verfolgt werden.

Auch die Schlussfolgerungen des ETG/VDE belegen die Notwendigkeit sich zeitnah mit geeigneten Speicherkonzepten auseinander zu setzen, da diese bereits innerhalb des nächsten Jahrzehnt notwendig werden, um den erneuerbaren Strom im Netz zu integrieren.

## 2.2 Energiekonzept Rheinland-Pfalz

Zur Umsetzung der gesetzten Klimaschutzziele in Deutschland ist die Mitarbeit der Bundesländer notwendig. Obwohl diese nur in wenigen Bereichen des Klimaschutzes eine direkte Gesetzeskompetenz besitzen, bieten sich ihnen einige kompetenzrechtliche Handlungsoptionen im Bereich des Klimaschutzes, wie beispielsweise die Vergabe finanzieller Förderungen<sup>25</sup>.

Grundlegender Gedanke für das Energiekonzept des Landes Rheinland-Pfalz ist es, die ambitionierten Ziele der Bundesregierung durch aktives Handeln „vor Ort“ zu unterstützen. Dem entsprechend lauten die Klimaschutzziele der Landesregierung<sup>26</sup>:

- Energieeinsparung,
- Steigerung der Energieeffizienz,
- verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien
- Ausbau der Energieerzeugung im eigenen Land.

Die rheinland-pfälzische Klimastrategie wurde 2007 entworfen (Eine Überarbeitung und Anpassung der Ziele durch die neue rot-grüne Koalitionsregierung ist noch nicht abgeschlossen und erst in Grundzügen oder ausgewählten Bereichen erkennbar). Sie umfasst Maßnahmen innerhalb verschiedener Handlungsfelder, mit denen die Anteile der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch bis 2020 auf über 30% und der Anteil am Wärmebedarf auf 16% ansteigen sollen. Dabei wird von der Landesregierung jedoch kein konkretes Ziel für die CO<sub>2</sub>-Reduktion in Rheinland-Pfalz genannt. Besonderes Augenmerk wird in Rheinland-Pfalz den Punkten Energieeffizienz und Energieeinsparung zugesprochen. Um den Erfolg der Maßnahmen zu messen und bei evtl. Fehlentwicklungen gegenzulenken, ist ein Monitoring notwendig. In Rheinland-Pfalz wird seit 1992 im zwei jährigen Turnus der Energiebericht des Landes veröffentlicht. Der 8. Energiebericht basiert auf den Daten der Jahre 2005-07<sup>27</sup>.

Der Bruttostrombedarf in Rheinland-Pfalz ist seit 1990 vergleichsweise konstant und betrug 2009: 27,1 TWh. Die Stromerzeugung im Land selbst dagegen stieg in den letzten Jahren

<sup>25</sup> Biedermann 14.07.11

<sup>26</sup> vgl. u.a. Ministerium für Umwelt 2007 und 10.12.07 und Landesregierung Rheinland-Pfalz 2011

<sup>27</sup> Ministerium für Umwelt September 2010

stetig an. Nicht zuletzt durch den erhöhten Anteil erneuerbarer Energien, deren Anteil sich innerhalb der letzten zehn Jahre verdoppelte. 2008 wurden ca. 15 TWh Strom erzeugt, von denen ca. 23,8% aus erneuerbaren Energien stammten (s. Abb. 2.6).

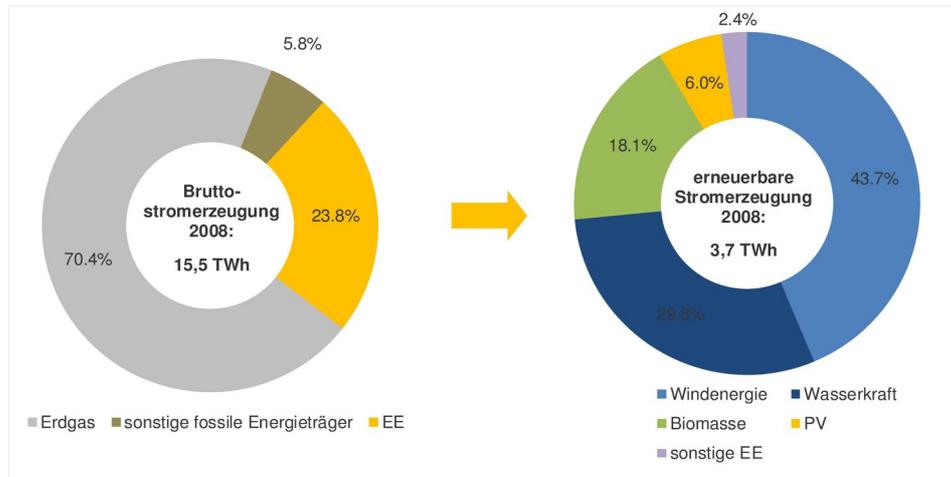


Abb. 2.6: Struktur der Stromerzeugung in Rheinlandpfalz 2008<sup>28</sup>

Trotz eines enormen Ausbaus der erneuerbaren Energien (z.B. plus 14% installierte Windenergieleistung gegenüber 2008) stagnierte die Stromeinspeisung der entsprechenden Anlagen in 2009, aufgrund der besonders ungünstigen meteorologischen und hydrologischen Bedingungen im Jahr 2009, in dem bundesweit vergleichsweise geringe Windmengen und eine niedrige Wasserführung der Flüsse zu verzeichnen waren. Analog des Halbjahresberichtes zur Entwicklung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien in ganz Deutschland wird für Rheinland-Pfalz ein ähnlicher Verlauf im Jahr 2011 erwartet. In der rheinland-pfälzischen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien hatte 2009 die Windkraft mit 46,3% den größten Anteil und führte vor der Wasserkraft mit 25,9% und der Stromerzeugung aus Biomasse mit 16,8%. Insgesamt wurden von den erneuerbaren Energien knapp 3,7 TWh Strom geliefert. Einen enormen Zuwachs hat im Jahr 2009 die Photovoltaik erfahren. Ihr Anteil an der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien stieg von 6% in 2008 auf 9,7% in 2009 (vgl. Abb. 2.7)<sup>29</sup>.

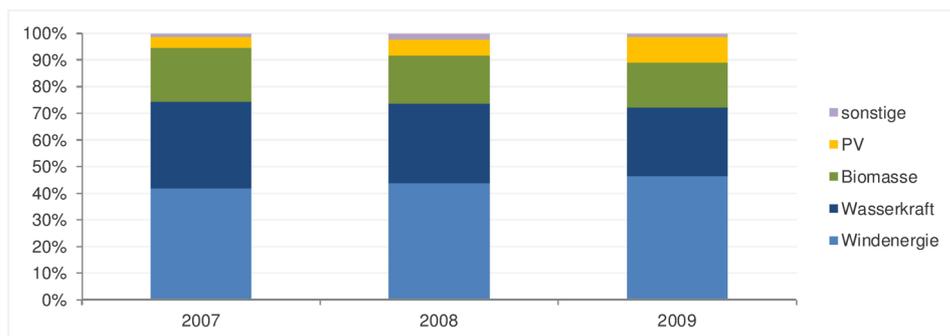


Abb. 2.7: Anteil der unterschiedlichen Sparten an der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Rheinland-Pfalz

Regional konzentrieren sich die Erzeugungs- bzw. Einspeiseschwerpunkte auf die windhöffigen Mittelgebirgslagen und die Flussläufe im Nordwesten des Landes. In einigen Landesteilen, wie der Eifel, verstärken zahlreiche Biogasanlagen die Schwerpunktbildung (vgl. Abb. 2.8). Im Jahr 2008 wurden allein 12,5% der gesamten Stromerzeugung der

<sup>28</sup> eigene Darstellung basierende auf Daten des Statistischen Landesamtes RLP und Ministerium für Umwelt September 2010

<sup>29</sup> Ministerium für Umwelt September 2010

erneuerbaren Energiequellen mit Hilfe von Anlagen im Eifelkreis Bitburg-Prüm erzeugt. Weitere Kreise mit hohen Anteilen an der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sind Trier-Saarburg (11,8%), Bernkastel-Wittlich (10,4%) und Cochem Zell (9,4%)<sup>30</sup>.

Die Erzeugungsdichte (kWh/km<sup>2</sup>) je Verbandsgemeinde zeigt folgende Abb. 2.8. Deutlich wird darin ein Erzeugungsschwerpunkt im westlichen Teil der Eifel (Windkraft und Biomasse) sowie eine große Erzeugungsdichte entlang der Mosel (Wasserkraft).

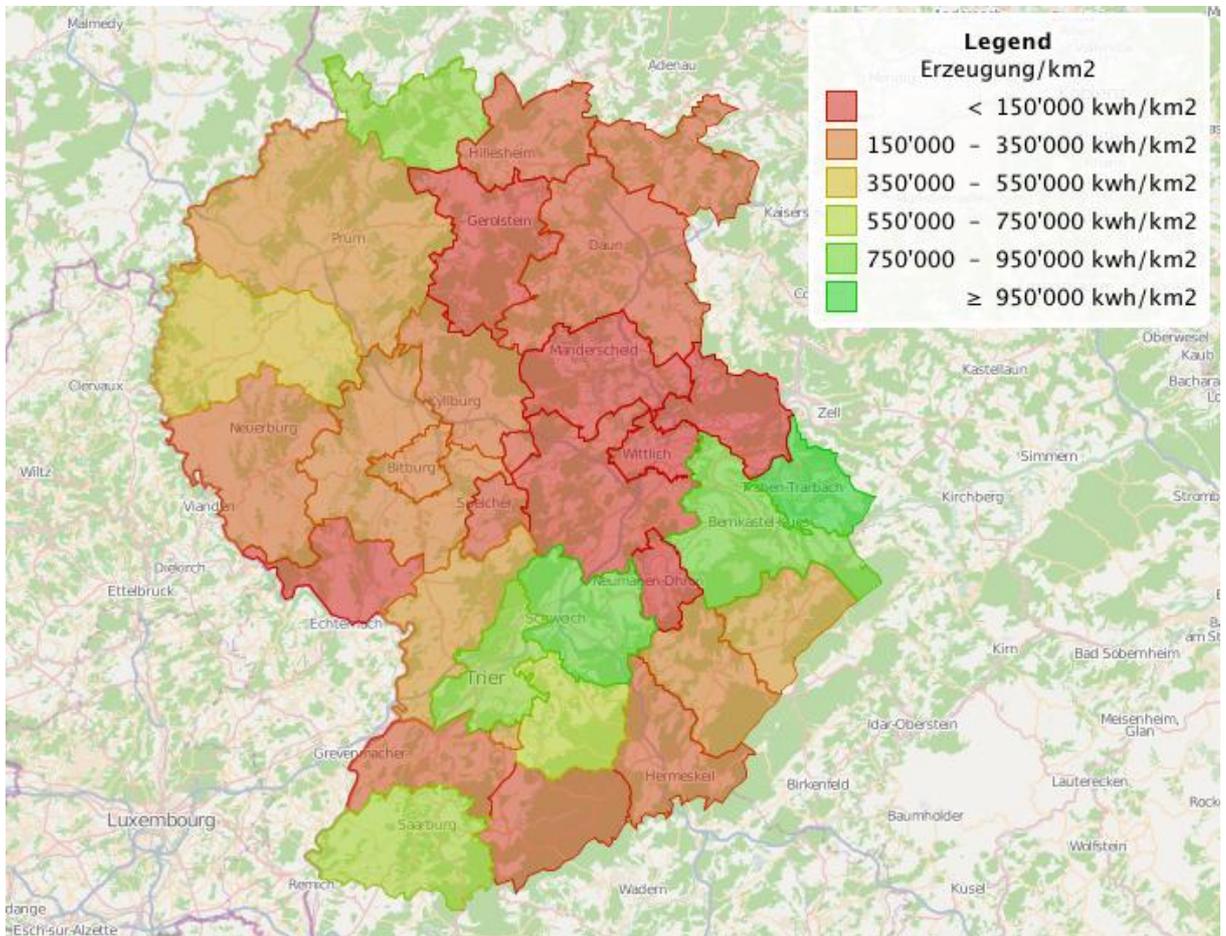


Abb. 2.8: Erzeugte EEG-Strommenge 2010 je km<sup>2</sup> und Verbandsgemeinde in der Region Trier<sup>31</sup>

### 2.3 Energiekonzept der Region Trier

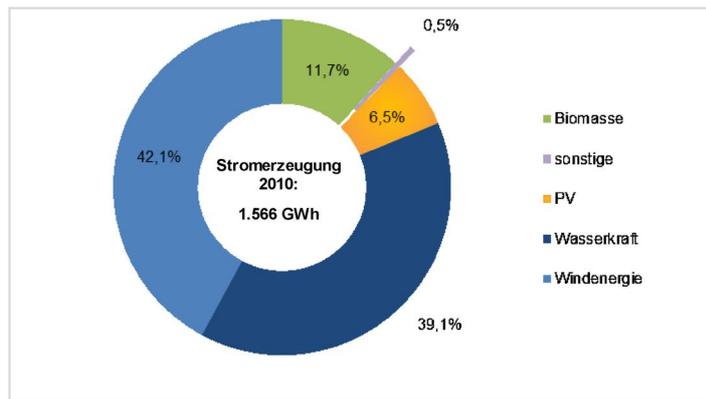
Auf regionaler Ebene liegt die Energieversorgung im Aufgabenbereich der Kommunen, Verbandsgemeinden und Landkreise. Bereits 2001 hat sich die Planungsgemeinschaft Region Trier als Trägerin der Regionalplanung im Gebiet der Landkreise Bernkastel-Wittlich, Trier-Saarburg, Vulkaneifel, des Eifelkreises Bitburg-Prüm und der Stadt Trier dieser Aufgabe gewidmet und als eine der ersten Regionen in Rheinland-Pfalz ein regionales Energiekonzept vorgelegt<sup>32</sup>. Die landesweit vergleichende Betrachtung des Statistischen Landesamtes im August 2010 zeigte, dass die Region bereits heute einen großen Beitrag zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Rheinland-Pfalz leistet. Ausgehend von einem Strombedarf in der Region Trier von 3.163 GWh lieferten die erneuerbaren Energien im Jahr 2010 bereits einen Anteil von knapp 50% des Strombedarfes der Region<sup>33</sup>.

<sup>30</sup> Jörg Breitenfeld September 2010

<sup>31</sup> Eigene Berechnungen und Darstellung mit Hilfe des Prototyps „RECT - Regionales Energie Controlling Tool“

<sup>32</sup> Institut für angewandtes Stoffstrommanagement (IFAS), Arbeitsgruppe AGL 28.10.10

<sup>33</sup> Energieagentur Region Trier GmbH 25.11.2010



**Abb. 2.9: Regenerative Stromerzeugung in der Region Trier im Jahr 2010**

Seit 2008 sind alle Regionalplanungsträger durch das „Landesentwicklungsprogramm Rheinland-Pfalz“ verpflichtet ein regionales Energiekonzept zu erstellen. In diesem Zusammenhang wurde das Energiekonzept von 2001 fortgeschrieben und 2010 der „Energieplan Region Trier“ erstellt. Der Energieplan stellt den Status quo der erneuerbaren Energien in der Region sowie aktuelle Trends dar und schätzt darauf aufbauend die Potenziale in den vier genannten Handlungsfeldern ab. Ziel ist es, die Region Trier vom Energieimporteur zu einer energieexportierenden Region zu machen. Hierzu beinhaltet der Energieplan konkrete Projekte und Maßnahmen in den vier Kategorien Energieeinsparung, Energieeffizienz, erneuerbare Energien und Mobilität.

Die Entwicklung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien der letzten Jahre und die ehrgeizigen energiepolitischen Ziele in Europa sowie in Deutschland zeigen eine klare Tendenz. Die erneuerbaren Energien werden eine immer größere Rolle im Energie- und insbesondere im Stromversorgungssystem der Zukunft annehmen. Diese Entwicklung macht den Ausbau des Versorgungsnetzes und großtechnischer Speicher notwendig. Mit einem Anteil der erneuerbaren Energien am Strombedarf von 50% (im Jahr 2010) fügt sich die Region Trier nahtlos in diesen Trend ein. Aus diesem Grund werden in den folgenden Kapiteln die derzeitige Situation sowie die zu erwartende Entwicklung des Energieversorgungssystems der Region Trier detailliert betrachtet und die Notwendigkeit eines Pumpspeicherwerkes zur Speicherung des regional erzeugten Stroms bewertet.

Wie sich der zukünftige Ausbau der regenerativen Erzeugung, der Verteilung und des Verbrauchs zeitlich entwickelt wird in den Szenarien des regionalen Energieplans der Energieagentur Region Trier dargelegt und in dem folgenden Kapitel detailliert beschrieben. Dieser Energieplan wurde seit seiner Veröffentlichung 2010 in allen Kreistagen und Verbandsgemeinderäten der Region vorgestellt, diskutiert und in allen Kreistagen sowie in 22 von 29 Verbandsgemeinden als „Entwicklungsfahrplan“ politisch bestätigt. Er stellt daher eine politisch fundierte Grundlage für die energiewirtschaftliche Prüfung und Dimensionierung des PSKW dar.

## 3 Entwicklung und Ausbau des Stromversorgungssystems in Deutschland

### 3.1 Energieerzeugung

Der jährliche Bedarf an elektrischer Energie in Deutschland beträgt ca. 510 TWh (ohne Berücksichtigung von Eigenverbrauch der Kraftwerke und Netzverlusten)<sup>34</sup>. Wesentlicher Energieträger ist neben der Braun- bzw. Steinkohle mit zusammen ca. 42 % die Kernenergie mit fast 28 %.

Die Stromerzeugung basiert entsprechend Abb. 3.1 zu etwa 70 % auf diesen Energieträgern.

Zwar ist der schrittweise Ausstieg aus der Kernenergie seit einigen Jahren gesellschaftspolitisch absehbar, die Ereignisse im Zusammenhang mit der Tsunami-Katastrophe in Japan und die darauf folgenden politischen Paradigmenwechsel beschleunigten jedoch den vorgesehenen Ausbau der regenerativen Energieträger.

Dieser Ausbau wird den Anteil dargebotsabhängiger Energieformen steigern und erfordert neue Denkweisen, die über eine bedarfs- und zeitgerechte Steuerung der Energieerzeuger hinausgehend auch deren örtliche, zeitliche und witterungsabhängige Verfügbarkeit berücksichtigen müssen.

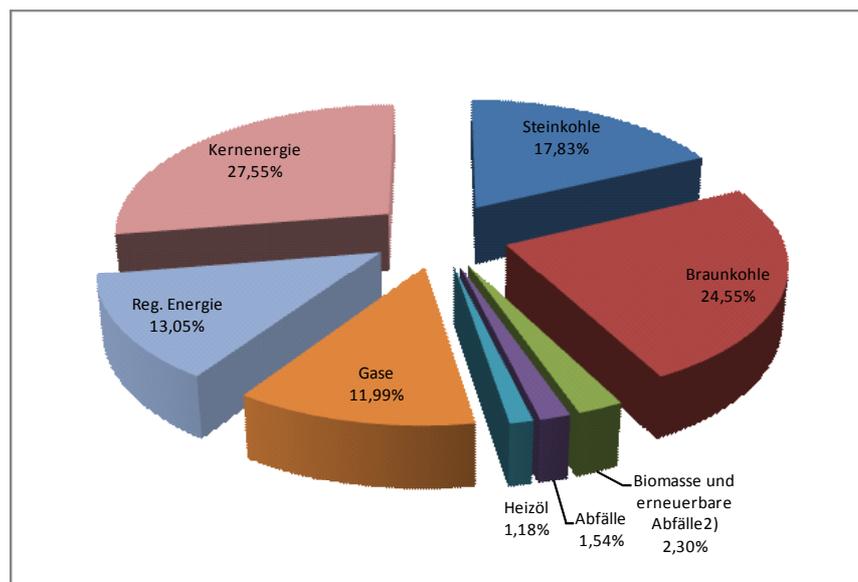


Abb. 3.1: Anteil der Energieträger an der Stromerzeugung in 2010

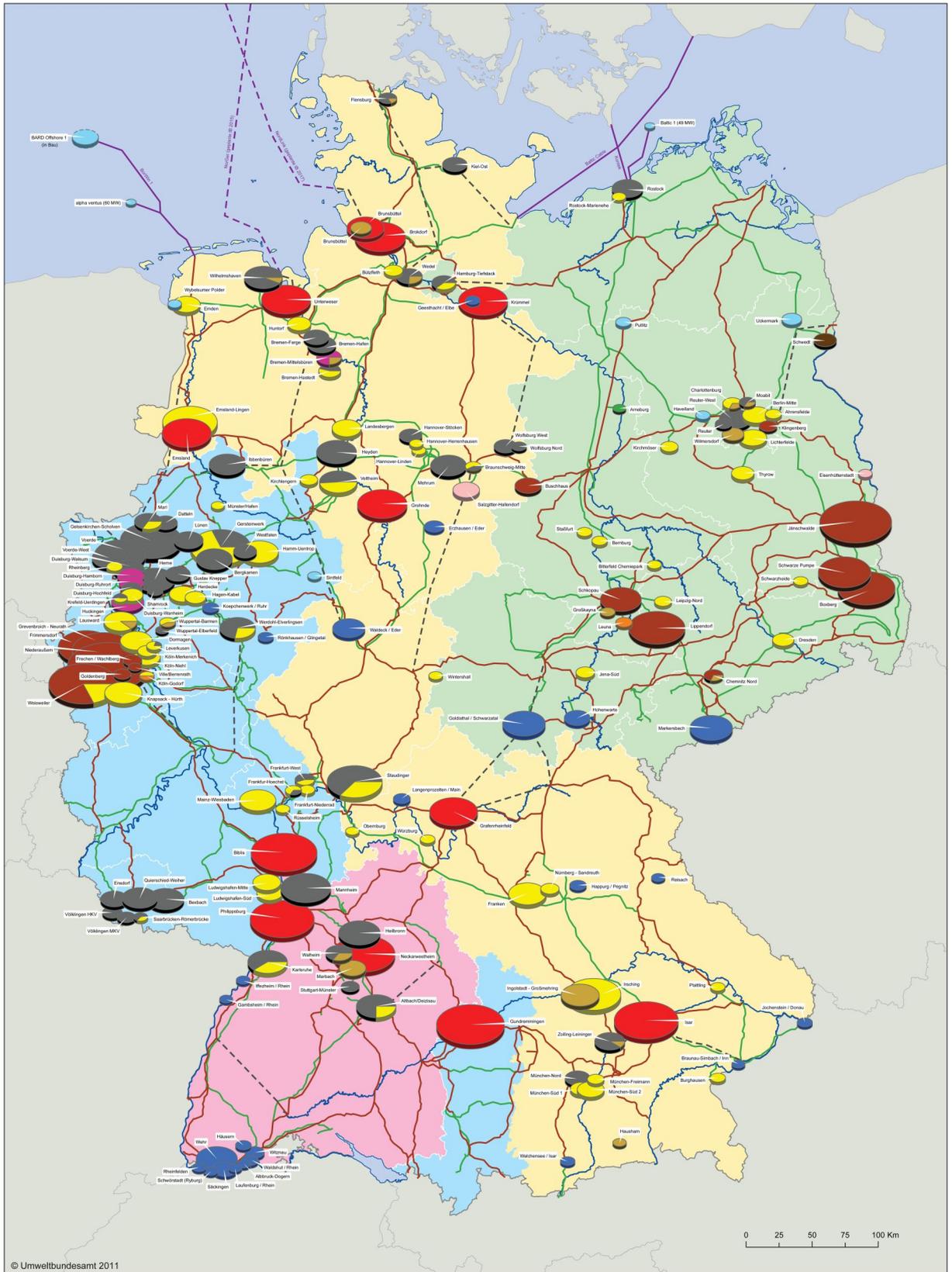
Die Energieträger sind regional unterschiedlich verteilt. Kernenergie findet sich bevorzugt in der räumlichen Nähe zu den Ballungszentren Ruhrgebiet, Rhein-Main- bzw. Rhein-Neckar-Raum sowie Hamburg und München.

Kohlekraftwerke sind in der Lausitz bzw. im Rheinland und im Saarland wichtige Energieträger, Wind als Energieträger wird insbesondere in den küstennahen Regionen genutzt.

Abb. 3.2 zeigt deutlich, dass Kraftwerkstandorte bevorzugt in der Nähe von Lastschwerpunkten gewählt wurden. Strukturschwache Regionen und damit Regionen mit geringer Nachfrage verfügen nur über geringe Kraftwerksleistungen<sup>35</sup>.

<sup>34</sup> AG Energiebilanzen e.V. 28.07.11

<sup>35</sup> UBA - Umweltbundesamt 2011



**Kraftwerke ab 100 Megawatt**

	<ul style="list-style-type: none"> <li><span style="display: inline-block; width: 10px; height: 10px; background-color: grey; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></span> Kernergie</li> <li><span style="display: inline-block; width: 10px; height: 10px; background-color: black; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></span> Steinkohle</li> <li><span style="display: inline-block; width: 10px; height: 10px; background-color: brown; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></span> Braunkohle</li> <li><span style="display: inline-block; width: 10px; height: 10px; background-color: yellow; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></span> Erdgas</li> <li><span style="display: inline-block; width: 10px; height: 10px; background-color: orange; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></span> Heizöl</li> <li><span style="display: inline-block; width: 10px; height: 10px; background-color: pink; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></span> Hüttengas</li> <li><span style="display: inline-block; width: 10px; height: 10px; background-color: orange; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></span> Raffineriegas</li> <li><span style="display: inline-block; width: 10px; height: 10px; background-color: purple; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></span> Gichtgas</li> <li><span style="display: inline-block; width: 10px; height: 10px; background-color: blue; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></span> Ölrückstand</li> <li><span style="display: inline-block; width: 10px; height: 10px; background-color: lightblue; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></span> Wind</li> <li><span style="display: inline-block; width: 10px; height: 10px; background-color: lightblue; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></span> Wasser</li> <li><span style="display: inline-block; width: 10px; height: 10px; background-color: green; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></span> Biomasse</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li><span style="display: inline-block; width: 10px; height: 10px; background-color: purple; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></span> Überseekabel</li> <li><span style="display: inline-block; width: 10px; height: 10px; background-color: red; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></span> 380-kV-Leitung</li> <li><span style="display: inline-block; width: 10px; height: 10px; border-top: 1px dashed red; margin-right: 5px;"></span> 380-kV-Leitung (geplant)</li> <li><span style="display: inline-block; width: 10px; height: 10px; background-color: green; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></span> 220-kV-Leitung</li> </ul>	<p><b>Übertragungsnetzbetreiber</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li><span style="display: inline-block; width: 10px; height: 10px; background-color: lightblue; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></span> Amprion</li> <li><span style="display: inline-block; width: 10px; height: 10px; background-color: yellow; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></span> TenneT</li> <li><span style="display: inline-block; width: 10px; height: 10px; background-color: lightgreen; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></span> 50Hertz</li> <li><span style="display: inline-block; width: 10px; height: 10px; background-color: pink; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></span> EnBW</li> </ul>	<p>Kraftwerke in Betrieb, Stand August 2011          Deutsches Höchstspannungsnetz, Stand August 2011          Kontakt: joerg.schneider@uba.de          Datenquelle: Umweltbundesamt          Bearbeitung: FG 1.2.5 - Energieversorgung und -daten          FG 1.1.5 - SG USA-Grafik, GISU</p>
--	---	---	---	--

**Abb. 3.2: Energieträger und ihre regionale Verteilung an der Stromerzeugung in 2010**

Die installierte Kraftwerksleistung konventioneller Kraftwerke betrug in 2010 ca. 135 GW<sup>36</sup>, die maximal nachgefragte elektrische Leistung ca. 75 GW<sup>37</sup>. Der scheinbar große Leistungsüberschuss relativiert sich unter Berücksichtigung einer nicht einsetzbaren Leistung in Höhe von 27 GW, von Ausfällen in Höhe von 5 GW, Revisionen in Höhe von 3 GW und einer Reserve für Systemdienstleistungen in Höhe von 7 GW auf einen Wert von ca. 93 GW. Dieser Wert wird als gesicherte Leistung bezeichnet<sup>38</sup>.

Bezüglich der zukünftigen Entwicklung des Stromverbrauchs wird in vorgenannten Quellen von einem konstanten bis leicht abnehmenden Verbrauch (0,5 % bis 2020, danach 0,3 %) ausgegangen<sup>4</sup>. Vor dem Hintergrund der unterschiedlichen Annahmen über die zukünftige Entwicklung des Stromverbrauchs haben die Autoren für ihr Szenario die im regionalen Energieplan<sup>39</sup> angenommen jährlichen Reduktionen von 1%/a bis zum Zeitpunkt 2030 übernommen.

## 3.2 Energieverteilung

Die Last- und Erzeugungsschwerpunkte werden künftig weiter voneinander entfernt sein. Dies bedingt u.a. die Notwendigkeit eines Netzausbaus, um die erzeugte Energie in die Lastschwerpunkte transportieren zu können. Eine Auslegung eines regionalen Energiespeichers muss der zunehmenden Bedeutung des Energietransports über längere Distanzen Rechnung tragen<sup>40</sup>.

Abb. 3.3 zeigt den wachsenden Anteil regenerativer Energieträger bis zum Jahr 2030. Darin wird unterschieden zwischen deren installierter Leistung (oben) und dem zu erwartenden Energieertrag (unten).

Der Ausbau der stark fluktuierenden Erzeugungskapazitäten führt zwar zu einem in Summe ansteigenden Energiebeitrag, letztlich aber auch zu einer erhöhten Belastung der Netze infolge kurzfristig stark veränderlicher Energieerzeugung.

Bereits in 2005 stellte die von der Energietechnischen Gesellschaft innerhalb des VDE durchgeführte Studie fest<sup>41</sup>: *„Die bisher übliche direkte Netzeinspeisung ohne Speicher führt schon heute zu erheblichen Schwierigkeiten beim Netzbetrieb, da weder der zeitliche Verlauf der Leistung noch die örtliche Verteilung der Einspeisestellen mit dem Netzbedarf übereinstimmen. Mit dem geplanten Ausbau der off-shore-Erzeugung auf 20 GW und mehr werden diese Probleme erheblich zunehmen.“*

---

<sup>36</sup> UBA - Umweltbundesamt 22.09.11

<sup>37</sup> DENA 2010

<sup>38</sup> UBA - Umweltbundesamt 30.05.11.

<sup>39</sup> Energieagentur Region Trier GmbH 25.11.2010

<sup>40</sup> VDE et al. 12.05.11

<sup>41</sup> VDE 2005

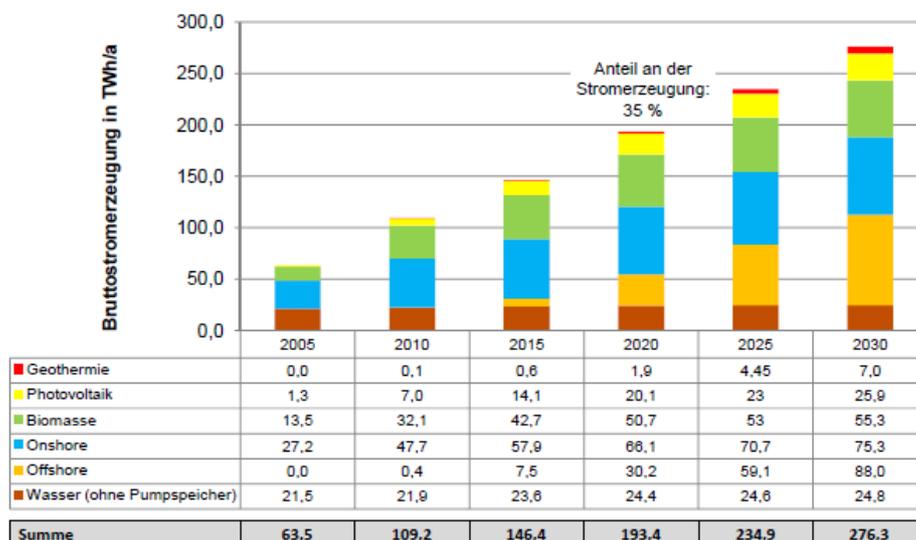
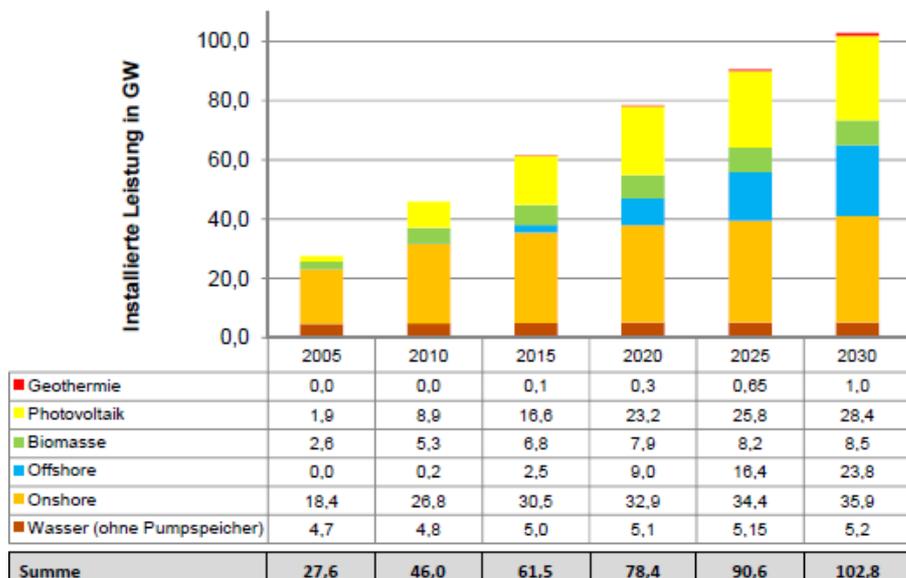


Abb. 3.3: Installierte Leistung und Energiebeitrag regenerativer Energien bis 2030<sup>42</sup>

Die dena-Netzstudie<sup>43</sup> ergänzt dazu: „Stromspeicher unterstützen die Integration erneuerbarer Energien, indem sie nicht integrierbare Erzeugungsleistung aufnehmen, zur Residuallastglättung beitragen und flexibel Regelleistung bereitstellen können. In diesem Sinn wird sich in Zukunft die Bedeutung von Speichern bei der Integration erneuerbarer Energien noch verstärken.“

Durch den Ausbau der regenerativen Energien ist nach vorgenannter Studie bis zum Jahr 2020 mit einem Anstieg auf der installierten Kraftwerksleistung von mehr als 160 GW zu rechnen.

Durch gezieltes Lastmanagement in Verbindung mit einer Verbesserung der Prognosegüte für Windenergie bis 2020 um ca. 45 % - infolge der Verwendung höher aufgelöster Wettermodelle, der Weiterentwicklung bestehender und der Nutzung neuer Modelle sowie einer windparkspezifischen Auswahl des jeweils geeignetsten Modells – wird eine deutschlandweit vorzuhaltende Regelleistung in 2020 mit etwa 4 GW deutlich geringer ausfallen als noch in 2005 angenommen.

<sup>42</sup> BMU August 2009

<sup>43</sup> DENA November 2010

Zusammenfassend wird in der vorgenannten dena-Netzstudie festgestellt: *„Die Veränderungen im Energieversorgungssystem müssen auch Berücksichtigung in den energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen finden, die die Ausgestaltung der Energiemärkte in Deutschland und Europa bestimmen. In diesem Zusammenhang müssen die notwendigen Modifizierungen der Rahmenbedingungen zur technisch-wirtschaftlichen Gesamtoptimierung der Energieversorgung schnellstmöglich geprüft und entwickelt werden. Dies betrifft sowohl die Flexibilisierung der Nachfrageseite durch entsprechende Tarifsysteme (in Verbindung mit dem Einsatz von Smart Metering und Lastmanagement) und die dafür notwendige Anpassung der Stromnetze auf der Übertragungs- und Verteilebene sowie die Schaffung von möglichst marktnahen Anreizsystemen für die Errichtung und den Einsatz von Energiespeichern, insbesondere im Hinblick auf eine netzentlastende Wirkung.“*

Energiespeichern kommt somit im Hinblick auf die Netzentlastung eine wesentliche Bedeutung zu. Möglichkeiten zum Netzausbau bzw. zur Erhöhung der Übertragungsleistung sowie möglicherweise bestehende Restriktionen bzgl. der aus der Region Trier exportierbaren Leistungen und die daraus resultierenden Konsequenzen werden an dieser Stelle nicht weiter betrachtet.

## 4 Entwicklung und Ausbau der Elektrizitätsversorgung in der Region Trier

### 4.1 Räumliche Abgrenzung der „Region Trier“

Die vorliegende Betrachtung der „Region Trier“ umfasst neben der Stadt Trier die Landkreise Berncastel-Wittlich, Trier-Saarburg, Vulkaneifel und Bitburg-Prüm mit im Jahr 2010 insgesamt 513.254 Bewohnern<sup>44</sup>.

Die Verteilung des Stromverbrauchs in der Region Trier zeigt Abb. 4.1.

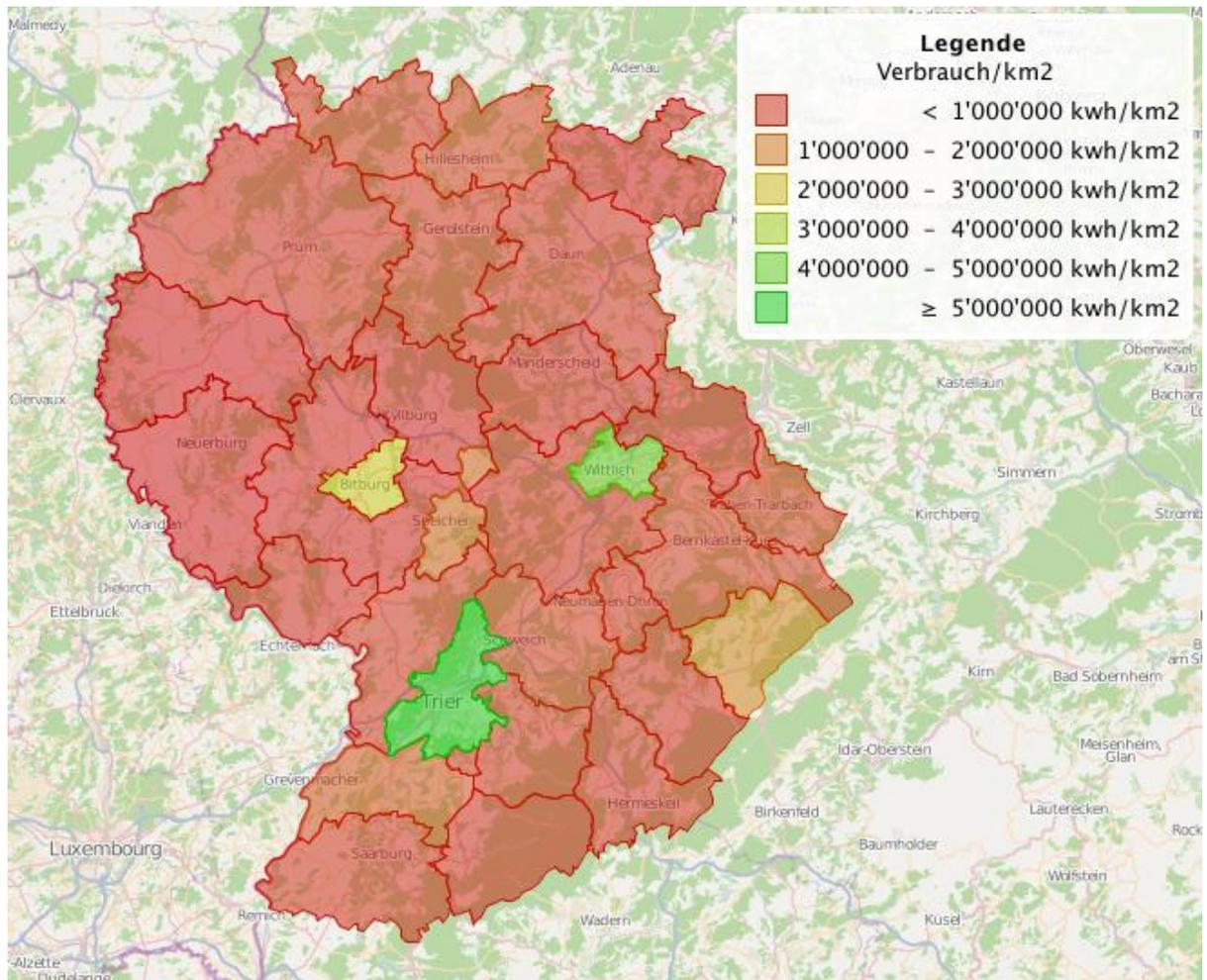


Abb. 4.1: Verbraachte Strommenge 2010 je km<sup>2</sup> und Verbandsgemeinde in der Region Trier<sup>45</sup>

Für die Betrachtung der Elektrizitätsversorgung in der Region Trier wird die gesamte Region als ein „Stromsee“ betrachtet. Das bedeutet, dass innerhalb dieser Region Erzeuger und Verbraucher gemeinsam betrachtet werden.

Die nachfolgenden Analysen basieren auf der Annahme, dass ein Export überschüssiger elektrischer Energie aus der Region heraus unbegrenzt möglich ist. Ein Import in die Region von elektrischer Energie soll ebenfalls unbegrenzt möglich sein. Ziel ist es jedoch, den Import elektrischer Energie weitestgehend zu minimieren.

<sup>44</sup> Statistisches Landesamt Rheinland-Pfalz

<sup>45</sup> Eigene Berechnungen und Darstellung mit Hilfe des Prototyps „RECT - Regionales Energie Controlling Tool“

## 4.2 Energieerzeugung und -verbrauch

Die Erzeugung elektrischer Energie<sup>46</sup> in der Region Trier basiert überwiegend auf erneuerbaren Energieträgern.

Die nachfolgende Tab. 4.1 enthält eine tabellarische Aufstellung der zur Stromerzeugung verwendeten Energieträger für die Region Trier<sup>47</sup>.

Für die Erzeugung elektrischer Energie von wesentlicher Bedeutung sind die Energieträger Wind und Wasser mit einem Beitrag in 2010 von 651 GWh bzw. 604 GWh.

Energieträger	Anlagenanzahl	Elektrische Leistung [MW]	Elektrische Energie [GWh]
Wind	414	540	651
Wasser	71	132	604
Biomasse	107	28	181
Photovoltaik	4.105	110	101
Deponie-/Klärgas	5	2	8
BHKW	3	5	21
Summe			1.566

Tab. 4.1: Elektrische Energieerzeugung nach Energieträgern in 2010

Die Verfügbarkeit der vorgenannten Anlagen wird deutlich durch Darstellung der Volllaststunden. Dieser Quotient wird aus der erzeugten elektrischen Energie und der elektrischen Leistung der Anlage gebildet<sup>48</sup>.

Energieträger	Elektrische Leistung [MW]	Elektrische Energie [GWh]	Volllaststunden
Wind	540	651	1.206
Wasser	132	604	4.576
Biomasse	28	181	6.464
Photovoltaik	110	101	918
Deponie-/Klärgas	2	8	4.000
BHKW	5	21	4.200

Tab. 4.2: Regionale Energieträger in 2010 und ihre spezifischen Volllaststunden

Die Darstellung der Volllaststunden entsprechend Tabelle 4.2 zeigt, dass die Erzeugung elektrischer Energie durch die Energieträger Wasser, Biomasse, Deponie-/Klärgas sowie Blockheizkraftwerke (BHKW) zu einem vergleichbar hohen Betrag an Volllaststunden führt, während die Energieträger Wind und Photovoltaik nur einen vergleichsweise geringen Betrag an Volllaststunden erbringen.

Die Analyse von Energieträgern wie Wind und Sonne führt üblicherweise zu einer Zahl von Volllaststunden, welche klassisch einem Spitzenlastkraftwerk zuzuordnen wäre<sup>49</sup>.

<sup>46</sup> Bei der „Energieerzeugung“ handelt es sich um eine Form der Energieumwandlung, bei welcher eine Energieform in eine andere, meist einfacher oder universeller nutzbare Energieform umgewandelt wird. Dieser Umwandlungsprozess unterliegt dem Energieerhaltungssatz, es wird also im eigentlichen Sinne keine Energie erzeugt. Unabhängig von dieser physikalischen Gesetzmäßigkeit soll dennoch im Folgenden der verbreitete Begriff „Energieerzeugung“ verwendet werden.

<sup>47</sup> Darstellung unter Berücksichtigung von: Amprion GmbH, Amprion GmbH, RWE Innogy, RWE Innogy, Energieagentur Region Trier GmbH 25.11.2010

<sup>48</sup> Anschaulich beschreibt dieser Wert, wie gut die Anlage ausgenutzt wird: Der Wert gibt an, wie viele Stunden die Anlage gelaufen wäre, um die Jahresenergieproduktion zu erreichen, wenn sie nur unter Volllast betrieben und ansonsten stillgestanden hätte.

<sup>49</sup> Kraftwerke oberhalb von 5.000 Volllaststunden p.a. werden als Grundlastkraftwerke bezeichnet, Kraftwerke zwischen 2.000 und 5.000 Volllaststunden p.a. als Mittellastkraftwerke und Kraftwerke unterhalb von 2.000 Volllaststunden als Spitzenlastkraftwerke bezeichnet. Während Kernenergie und Braunkohle mit jährlichen Volllaststunden von 7.500 bzw. 6.800 klar zu den Grundlastkraftwerken zu zählen sind, besitzen regional

Diese Einteilung vernachlässigt jedoch die Dargebotsabhängigkeit der einzelnen Energieträger. So kann – anders als bei einem Gaskraftwerk – eine auftretende Spitzenlast nicht zuverlässig im Bedarfsfall bedient werden. Diese Energieträger liefern in Abhängigkeit von der Dargebotssituation zwar erzeugerseitige Spitzen, da diese jedoch zeitlich nicht zwangsläufig zum Bedarf korrelieren, ist diese Einordnung als Spitzenlastkraftwerk<sup>50</sup> dem Grunde nach irreführend.

Wind stellt damit zwar den bedeutendsten Energieträger dar, aufgrund der geringen Volllaststunden stellt dies aber im Rahmen der beabsichtigten Energiewende eine enorme Herausforderung dar. Dabei ist zu verhindern, dass bei einem verstärkten Ausbau der Windenergie in windstarken Zeiten keine Abnahmemöglichkeit besteht und in windschwachen Zeiten keine alternativ erzeugte Energie zur Verfügung steht. Diese alternativ erzeugte Energie müsste im Sinne der konventionellen Einteilung der Energieträger auch Aufgaben im Grundlastbereich übernehmen können.

Technologische Lösungsmöglichkeiten dieser Problematik können entweder ein möglicher Leistungstransfer vom Erzeugungsort zu einem geeigneten Nachfrageort oder eine Speicherung zum Ausgleich zwischen Erzeuger- und Lastspitzen sein. Falls beide Möglichkeiten nicht realisierbar sind, bleibt nur die Alternative, Erzeugerkapazitäten vom Netz zu nehmen.

Die Darstellung der zeitlichen Verfügbarkeit der Energieträger für das Jahr 2010 würde eine Verfügbarkeit entsprechender Aufzeichnungen voraussetzen. Dies war jedoch nur für die Anlagen der Stadtwerke Trier gegeben. In Ermangelung dieser Daten wurde vereinfachend daher angenommen, dass die Verfügbarkeit der Energieträger Wind, Photovoltaik und Wasser innerhalb der Region überall proportional zu den Werten der SWT-Anlagen ist. Für die Energieträger BHKW sowie Biogas inkl. Deponie- und Klärgas wurde eine kontinuierliche Energieerzeugung während des gesamten Jahres unterstellt.

Abb. 4.2 verdeutlicht für den Zeitraum von jeweils einer Woche im Juni und im Dezember die zeitlichen Verläufe der erzeugten Energie.

Deutlich wird der starke Einfluss der Windenergie auf die gesamte erzeugte Energie innerhalb der betrachteten Zeiträume. Bei der Photovoltaik wird in dieser vergleichenden Gegenüberstellung die jahreszeitliche Abhängigkeit deutlich.

Über den Stromverbrauch der Region Trier liegen für das Jahr 2010 keine Daten vor. Ersatzweise wird daher auf die Daten des Energieplan<sup>51</sup> für das Jahr 2007/2008 zurückgegriffen, der für die Region einen Gesamtstrombedarf von 3.071 GWh ausweist.

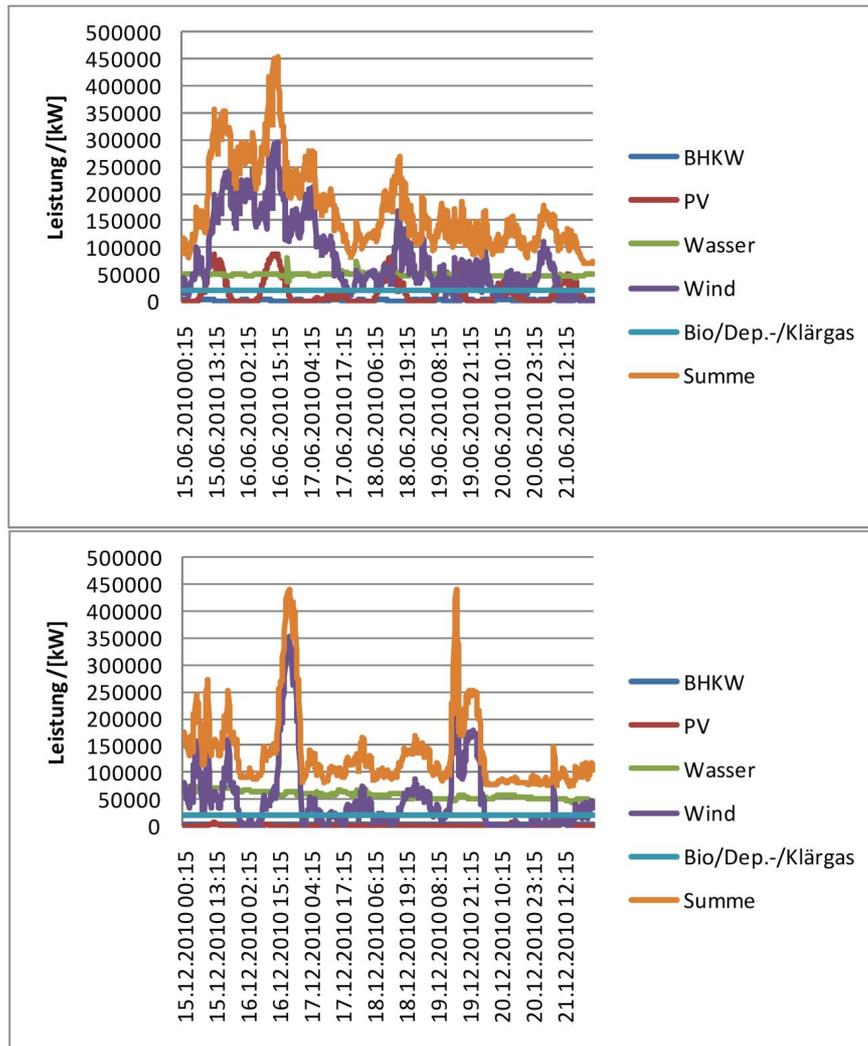
Der Stromverbrauch für die Stadt Trier wird in demselben Zeitraum auf 650 GWh beziffert. Auf Grundlage der von den SWT für das Jahr 2010 erhaltenen detaillierten Stromverbrauchs-darstellung über das gesamte Jahr lässt sich der Stromverbrauch zu 670 GWh berechnen, was einem Verbrauchsanstieg von ca. 3% gegenüber 2007/2008 entspricht. Wird dieser Anstieg für die gesamte Region unterstellt, so ist für das Jahr 2010 von einem Stromverbrauch in der Region in Höhe von 3.163 GWh auszugehen.

---

lediglich Wasser und Biomasse das Potenzial, Grundlastaufgaben übernehmen zu können. Die Betriebsmöglichkeit von Blockheizkraftwerken mit dem Ziel der Übernahme von Grundlastaufgaben wird aufgrund des vergleichsweise geringen Energiebeitrags in 2010 nicht untersucht.

<sup>50</sup> Strauß 2006

<sup>51</sup> Energieagentur Region Trier GmbH 25.11.2010



**Abb. 4.2: Energieerzeugung im Juni (oben) und Dezember (unten) 2010**

Derjenige Anteil des Stromverbrauchs, der auf die Sektoren Haushalt/Landwirtschaft entfällt, variiert in den einzelnen Landkreisen von 33 % im Landkreis Bernkastel-Wittlich bis 46 % in der Stadt Trier. Die regionalen Unterschiede der Verbraucherstruktur sind somit vergleichsweise gering. Wird daher die verfügbare zeitliche Darstellung des Stromverbrauchs für das Jahr 2010 auf den Gesamtverbrauch der Region skaliert, so ergibt sich eine zeitliche Auflösung des Stromverbrauchs der gesamten Region. Im Jahr 2010 ergab sich ein Maximalwert für die in der Region Trier erzeugte Leistung in Höhe von 680 MW und ein Maximalwert für den Verbrauch in Höhe von 593 MW. Die erzeugte Energie betrug 1.566 GWh, die verbrauchte Energie 3.163 GWh. Diese Werte werden im Folgenden als Grundlage für die weiteren Berechnungen genommen.

Als typische Beispiele für die zeitliche Gegenüberstellung von Erzeugung und Verbrauch wurden die Monate März, Juni, September und Dezember im Jahr 2010 ausgewählt.

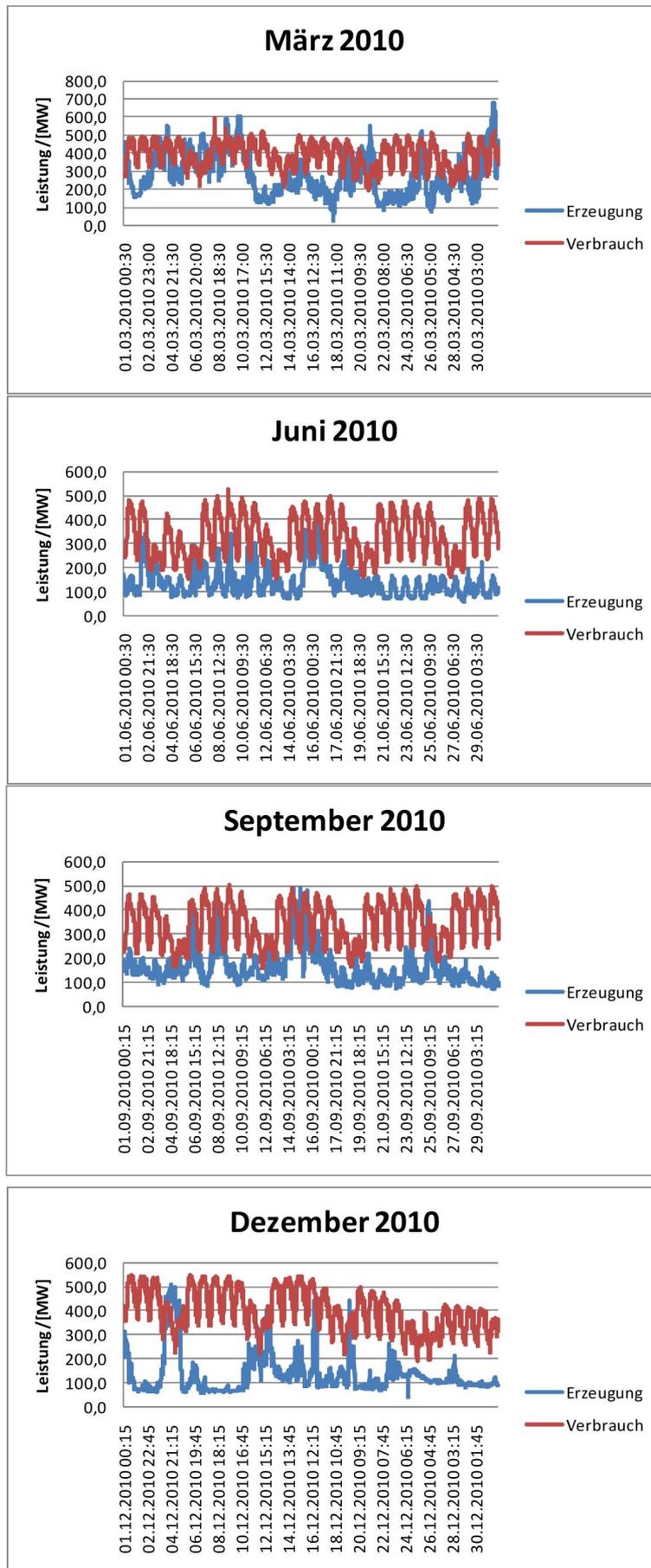


Abb. 4.3: Gegenüberstellung erzeugte und nachgefragte Leistung in 2010

Deutlich wird, dass die Leistungserzeugung die nachgefragte Leistung nur vereinzelt übersteigt. Werden diese Leistungsüberschüsse in einer geordneten Darstellung erfasst, so resultiert daraus Abb. 4.4.

Im Jahr 2010 kam es über eine Zeitdauer von ca. 715 Stunden zu einem Leistungsüberschuss in der Region Trier. Bezogen auf das gesamte Jahr (8.760 Stunden) bedeutet dies, dass während einer Zeitdauer von 8 % mehr Energie in der Region erzeugt als verbraucht wurde. Die während des Jahres 2010 in der Region erzeugte Energie, welche die nachgefragte Energie zeitweilig überstieg, summiert sich auf 58,3 GWh.

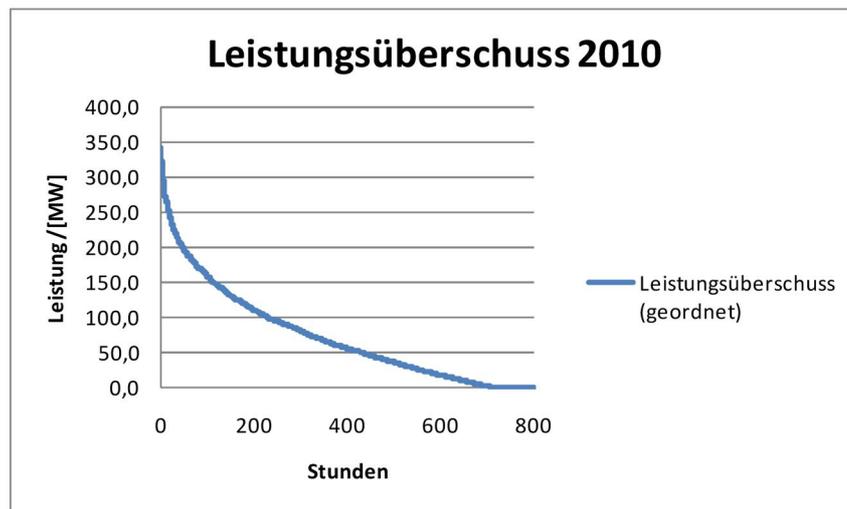


Abb. 4.4: Leistungsüberschuss in Region im Jahr 2010

Einen ausgewählten Tag, an welchem die erzeugte die nachgefragte Leistung überstieg, zeigt Abb. 4.5. In dieser Darstellung wird während der frühen Morgenstunden infolge starken Windaufkommens ein Leistungsüberschuss erzielt.

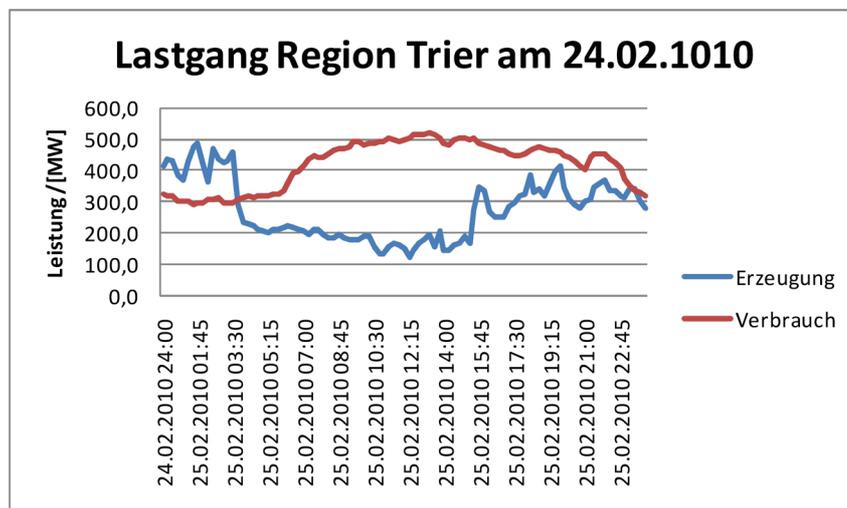


Abb. 4.5: Beispielhafter Lastgang für Region am 24.2.2010

Dieser Überschuss an erzeugter Energie besteht bis ca. 3.30 Uhr und beinhaltet eine Energie von 465 MWh. Würde dieser Energieüberschuss zur Auffüllung eines Pumpspeicherkraftwerks verwendet, so könnte diese Energie abgerufen werden in nachfrageintensiven Zeiten.

Wird für den in Abb. 4.5 dargestellten Tag im weiteren Verlauf die Unterdeckung in der Erzeugung ausgeglichen durch die zuvor im Pumpspeicherkraftwerk gespeicherte Energie, so wäre bei einem mittleren Tagesbedarf von 200 MW nach 1,9 Stunden der Energieüberschuss aufgezehrt.

Dieser Energieüberschuss reicht bei weitem nicht aus, um diejenigen Phasen auszugleichen, während derer der Stromverbrauch die Stromerzeugung übersteigt.

### 4.3 Energieverteilung

Die Versorgung der Region mit elektrischer Energie erfolgt auf der 380 kV – bzw. der 220 kV – Ebene. Darunter befinden sich die 110 kV – Ebene sowie die Spannungsebenen der Mittel- und Niederspannung.

Die Energieverteilung zum Endverbraucher erfolgt üblicherweise auf der Mittel- bzw. der Niederspannungsebene. Für die vorliegende Aufgabenstellung wird die Region Trier im Sinne eines Stromsees betrachtet, d.h. die Energieflüsse innerhalb der Region werden vernachlässigt. Soweit ein Energietransport innerhalb dieser Region erforderlich ist, wird davon ausgegangen, dass die vorhandenen Netze diesen Transport bewerkstelligen können.

Betrachtet werden sollen stattdessen die Knotenpunkte der Region mit dem übergeordneten Netz. Diese Knotenpunkte werden durch so genannte Umspannwerke bzw. Umspannanlagen (UA) bereitgestellt. Die übergeordneten Verteilfunktionen werden in der untersuchten Region durch das 110 kV – Netz wahrgenommen. Abb. 4.6 zeigt eine Darstellung der Einbindung der Region Trier in das übergeordnete Netz.

Regional bedeutsame Umspannwerke sind die UA Niederstedem (UA-NST), die UA Trier (UA TR), die UA Quint (UA QU), die UA Wengerohr (UA WE) die UA Osburg (UA OS) und die „Trier Gruppe). Die Einspeisung aus dem Verbundnetz beträgt insgesamt 1.200 MVA. In diese Abb. 4.6 integriert (lila) ist bereits ein mögliches Pumpspeicherkraftwerk (PSKW Rio) mit einer Leistung von 300 MW. Die gewählte Einbindung zeigt die Konzeption dieses PSKW, das in diesem Fall sowohl für Aufgaben in der Region als auch für die Einspeisung ins überregionale Übertragungsnetz geeignet wäre.

Zu berücksichtigen ist, dass eine ausreichende Kapazität der übergeordneten Netze durch die Netzbetreiber sicherzustellen ist.

Die in 2010 tatsächlich in der Region maximal nachgefragte Leistung betrug 594 MW.

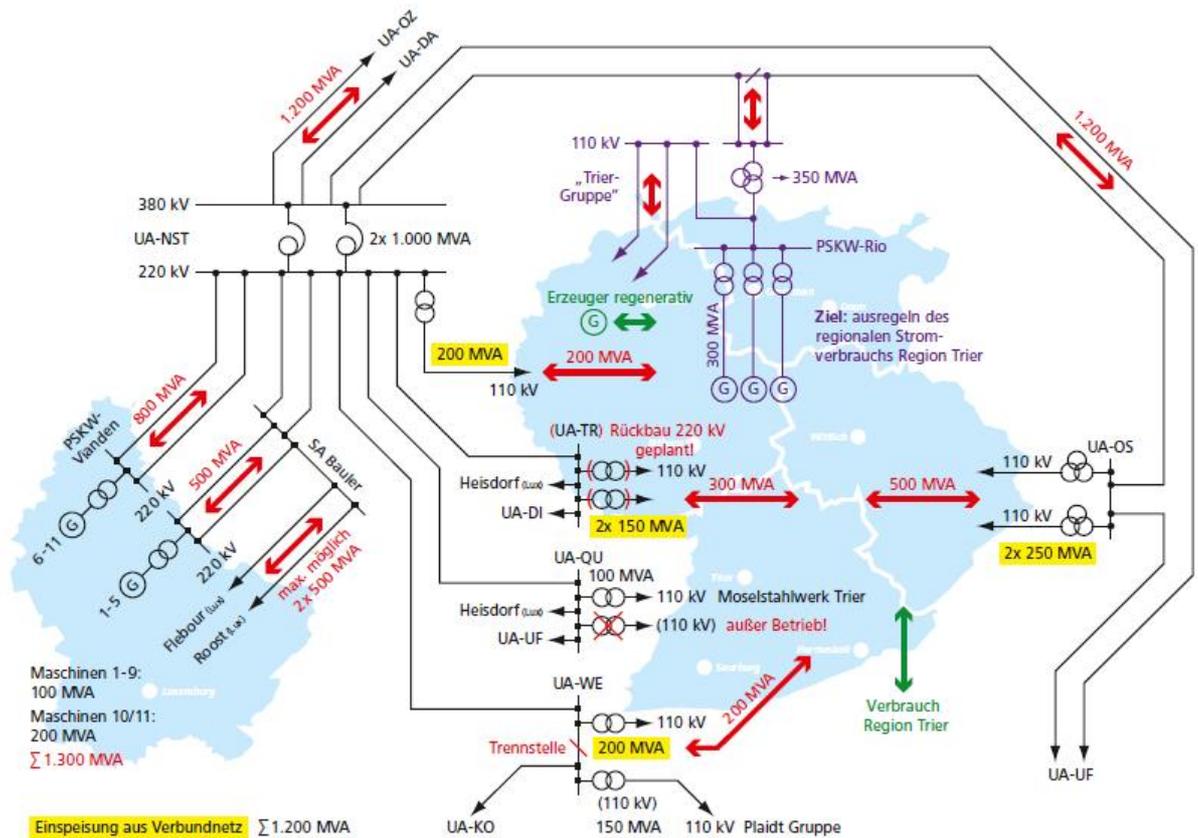


Abb. 4.6: Schematische Darstellung der Energieverteilung in der Region Trier<sup>52</sup>

Durch diese Überdeckung ist sichergestellt, dass beim Ausfall einer Umspannanlage die Region trotzdem zuverlässig auch weiterhin mit Strom versorgt wird.

Ein Export überschüssiger Energie aus der Region heraus ist über die vorhandenen Umspannwerke prinzipiell durchführbar. Ob und inwieweit hierzu eine Ertüchtigung der übergeordneten 380 kV – Ebene erforderlich ist, ist nicht Gegenstand der vorliegenden Ausarbeitung und wird an dieser Stelle nicht weiter untersucht.

Bereits in Kapitel 4.2 wurde aufgezeigt, dass es im Jahr 2010 über eine Zeitdauer von ca. 715 Stunden zu einem Leistungsüberschuss in der Region Trier kam. Die während dieser Zeitdauer insgesamt erzeugte Energie, welche den Momentanverbrauch überstieg, summiert sich auf 58,3 GWh.

Wird die vergleichbare Betrachtung durchgeführt, in welcher derjenige Energiebedarf ermittelt wird, welcher über die Momentanerzeugung hinausging, so summiert sich dieser Energiebedarf auf 1.665,6 GWh. Dieser Energiebedarf war in 2010 somit zu importieren. Die erzeugte Energie in Höhe von 1566 GWh zuzüglich der importierten Energie in Höhe von 1.665,6 GWh ergeben in Summe einen Betrag von 3.231,6 GWh. Dieser Betrag übersteigt leicht den Energieverbrauch in der Region Trier auf Basis der Daten des Energieplans<sup>53</sup> für das Jahr 2007/2008, was darauf zurückzuführen ist, dass die überschüssig erzeugte Leistung exportiert wurde.

Innerhalb des gesamten Jahres 2010 betrug der (kurzzeitige) maximale Unterschied zwischen der erzeugten und der nachgefragten Leistung 476 MW.

<sup>52</sup> Darstellung der SWT- Versorgungs GmbH, Trier (26.09.2011)

<sup>53</sup> Energieagentur Region Trier GmbH 25.11.2010

## 4.4 Ausbau der regenerativen Energieerzeugung

Wird der Energieverbrauch der Region mit 3.071 GWh und die Energieerzeugung aus regenerativen Energieträgern mit 1.566 GWh zugrundegelegt, so ergibt sich ein Anteil der regenerativen Energieträger an der Stromversorgung von fast 51%.<sup>54</sup>

Die Prognosen für den weiteren Ausbau der regenerativen Energieträger sollen auf Grundlage des Energieplans<sup>55</sup> vorgenommen werden. Danach ist von einem Rückgang des Stromverbrauchs um jährlich 1 % auszugehen. Die Energieerzeugung aus regenerativen Energieträgern soll jährlich um 5 % anwachsen bis zum Jahr 2030 und anschließend auf konstantem Niveau verharren.

Es wurde am 02.09.2011 in einer Pressekonferenz des Umweltministeriums eine deutlich höhere Wachstumsrate prognostiziert<sup>56</sup>. Demnach wird beabsichtigt, bis zum Jahr 2020 den Strom aus Windkraft zu verfünffachen. Diese Aussage wird in der vorliegenden Ausarbeitung nicht berücksichtigt, da es sich hierbei um einen über Rheinland-Pfalz gemittelten Wert handelt, welcher unberücksichtigt lässt, dass in der Region der Anteil an regenerativ erzeugtem Strom bereits vergleichsweise hoch ist. Außerdem bleibt unklar, inwieweit die Konsequenzen einer 5-fachen Erhöhung der Windkraftherzeugung für die bestehenden Stromversorgungsnetze berücksichtigt wurden.

Auf Basis einer prognostizierten Stromverbrauchsreduzierung von jährlich 1 % und einem Zuwachs der regenerativen Energieerzeugung um jährlich 5 % ergibt sich die Darstellung entsprechend Abb. 4.7.

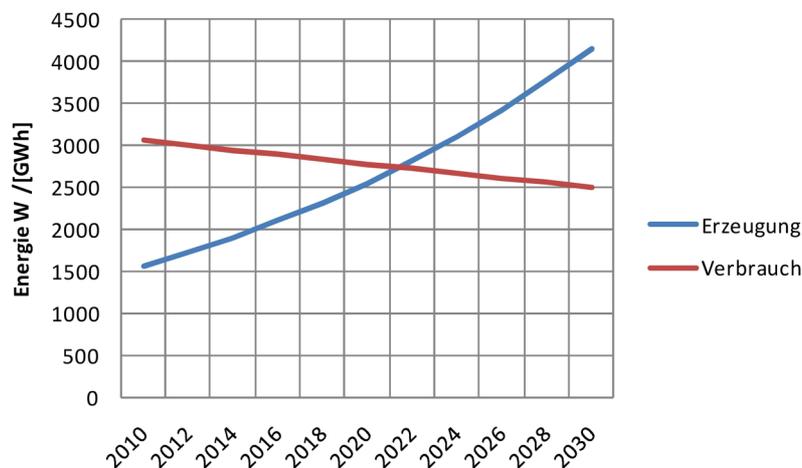


Abb. 4.7: Prognose von Energieerzeugung vs. -verbrauch im Zeitraum 2010 bis 2030

In 2010 wurden etwa 50 % der elektrischen Energie aus regenerativen Energieträgern innerhalb der Region Trier erzeugt. In 2022 würde in diesem Szenario erstmals die regenerativ erzeugte elektrische Energie die nachgefragte elektrische Energie übersteigen und in 2030 würden bereits 165 % der benötigten elektrischen Energie innerhalb der Region durch regenerative Energieträger erzeugt.

Diese vereinfachende Darstellung lässt außer Acht, dass zeitlich auftretende Differenzen zwischen Erzeugung und Nachfrage einen Energieimport auch nach 2022 bedingen werden.

<sup>54</sup> nach Auswertungen des Energieagentur Region Trier GmbH 25.11.2010 auf Grundlage der Datenbasis von 2007 bis 2009

<sup>55</sup> Energieagentur Region Trier GmbH 25.11.2010

<sup>56</sup> Ministerium für Umwelt, Landwirtschaft, Ernährung, Weinbau und Forsten Rheinland Pfalz 02.09.2011

Die genannte Zielsetzung, nämlich die Wandelung vom Energieimporteur zum Energieexporteur, wird allenfalls bilanziell bei ausschließlicher Betrachtung der Energie erreicht. Eine Minimierung und Reduzierung der Energieimporte zur Deckung der Nachfrage wäre grundsätzlich möglich unter Realisierung der folgenden Optionen:

- a) Bereitstellung großer Erzeugerkapazitäten, damit inklusive Sicherheitszuschlag jederzeit die erforderliche Energiemenge abrufbar ist. Bei überschüssiger Leistung wird an andere Nachfrager außerhalb der Region abgegeben.  
Dies ist realisierbar, erfordert jedoch neben dem Vorhandensein geeigneter Abnehmer eine ausreichende und verfügbare Transportkapazität der Übertragungsnetze.
- b) Bereitstellung großer Erzeugerkapazitäten, damit inklusive Sicherheitszuschlag jederzeit die erforderliche Energiemenge abrufbar ist. Bei überschüssiger Leistung erfolgt der Ausgleich durch Abschaltung von Erzeugerkapazitäten.  
Dies ist realisierbar, durch die gezielten Abschaltungen nicht benötigter Erzeugerkapazitäten ist jedoch ein wirtschaftlicher Betrieb dieser Anlagen kaum möglich. Ein mit dieser Option verbundener weitreichender Verzicht auf die ausgleichenden Möglichkeiten des Verbundnetzes erscheint darüber hinaus ökonomisch und ökologisch unzweckmäßig.
- c) Ausreichende Erzeugerkapazitäten liefern Energiebeiträge, welche in nachfrage-schwachen Zeiten gespeichert und in nachfragestarken Zeiten gezielt abgerufen werden können.  
Diese Option reduziert die Energieimporte und bewirkt auf diese Weise eine Entlastung der Versorgungsnetze. Durch die Verwendung eines geeignet dimensionierten Speichers kann ein begrenzter Ausgleich zwischen dem zeitlichen Auseinanderfallen von erzeugter und nachgefragter Energie erfolgen. Das räumliche Auseinanderfallen wird im vorliegenden Fall vereinfachend nicht berücksichtigt. Allerdings zeigen neuere Untersuchungen<sup>57</sup>, dass regenerativ erzeugte Energien meist über weite Regionen sich relativ konstant verhalten und somit dieser Effekt im vorliegenden Kontext nur geringe Relevanz besitzen dürfte<sup>58</sup>.

Die folgenden Überlegungen basieren auf einem jährlichen Zuwachs der regenerativ erzeugten Energien von 5 %. Dieser Anstieg wird nicht auf den Energieträger Wasser angewendet, da diesem Energieträger innerhalb der Region kein relevantes Ausbaupotenzial mehr zuerkannt wird<sup>59</sup>. In der Gegenüberstellung der elektrischen Energieerzeugung durch regenerative Energieträger ergibt sich damit folgendes Bild:

Energieträger	Energie 2010 /[GWh]	Energie 2020 /[GWh]	Energie 2030 /[GWh]
Wind	651	1.060	1.727
Wasser	604	604	604
Biomasse	181	295	480
Photovoltaik	101	165	268
Deponie-/Klärgas	8	13	21
BHKW	21	34	56
<b>Summe:</b>	<b>1.566</b>	<b>2.171</b>	<b>3.156</b>

Tab. 4.3: Elektrische Energieerzeugung nach Energieträgern in 2010, 2020, 2030

<sup>57</sup> Popp 2010

<sup>58</sup> Anschaulich bedeutet dies, dass ein hohes Windaufkommen nicht auf eine Region begrenzt ist, sondern sich überregional auswirkt. Erst über große Entfernungen wäre auf diese Weise ein räumlicher Ausgleich dieser Energie möglich, was aufgrund der bereits gegenwärtig hohen Auslastung der Höchstspannungsnetze nur bedingt möglich sein wird.

<sup>59</sup> Energieagentur Region Trier GmbH 25.11.2010.

Diese Darstellung stellt die Entwicklung gegenüber Abb. 4.7 etwas differenzierter dar. Zwar wäre nach dieser Einschätzung der Wechsel von der bilanziell energieimportierenden zur energieexportierenden Region erst einige Jahre später vollzogen, für eine Bewertung der ökologischen und ökonomischen Zweckmäßigkeit eines Pumpspeicherkraftwerks erscheint dies allerdings nebensächlich.

Nachfolgend sollen zunächst für das Jahr 2020 die erzeugte und die nachgefragte Leistung in der Region Trier für die Monate März, Juni, September und Dezember dargestellt werden. Der Leistungsüberschuss, d.h. die erzeugte Überschussenergie soll wie für das Jahr 2010 analysiert und dem Bedarfsüberschuss gegenübergestellt werden.

Der maximale Leistungsüberschuss zwischen erzeugter und nachgefragter Energie gibt einen ersten Hinweis auf eine zweckmäßige Leistungsdimensionierung.

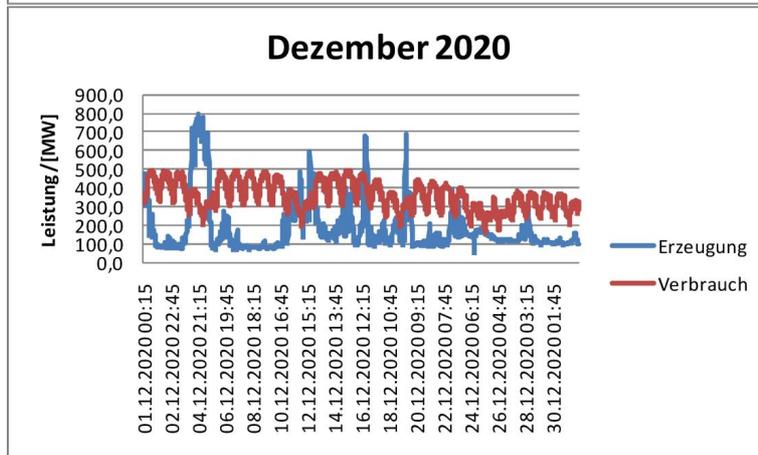
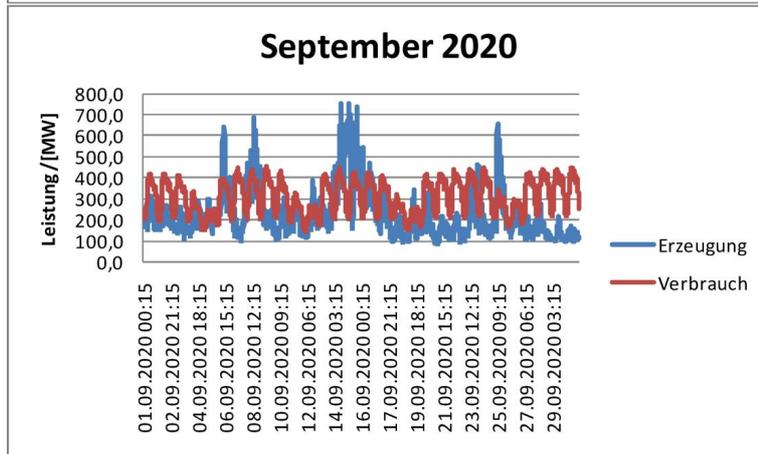
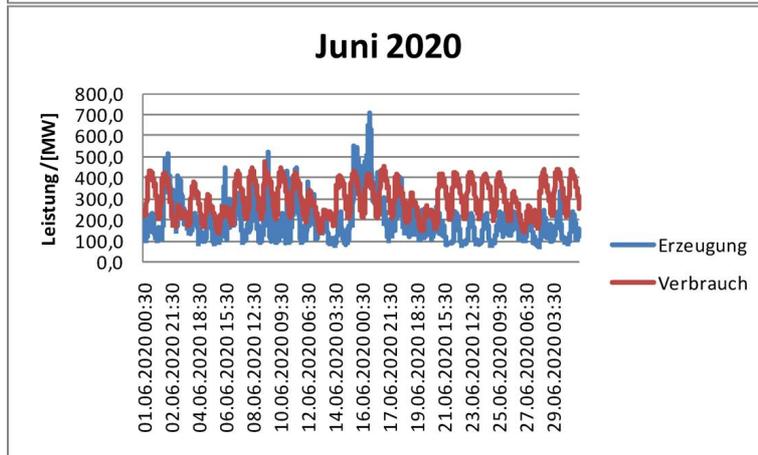
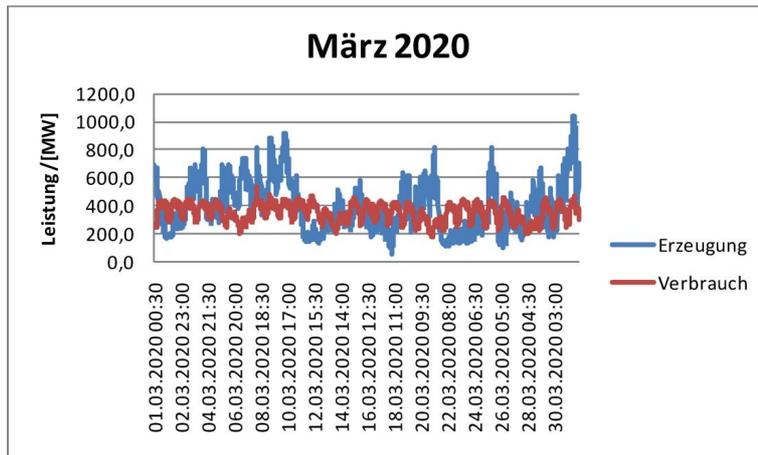
Die vergleichbare Betrachtung wird anschließend für das Jahr 2030 durchgeführt.

Abb. 4.8 zeigt für die Monate März, Juni, September und Dezember im Jahr 2020 die Gegenüberstellung der erzeugten und der nachgefragten Leistungen.

Deutlich wird, dass die Leistungserzeugung die nachgefragte Leistung regelmäßig übersteigt. In besonderem Maße gilt dies für die Monate März und September. Der Ausbau der regenerativen Energieerzeugung um jährlich angenommene 5 % bei einem jährlichen Verbrauchsrückgang in Höhe von 1 % zeigt zu diesem Zeitpunkt bereits deutliche Auswirkungen im Vergleich zum Jahr 2010.

Werden diese Leistungsüberschüsse in einer geordneten Darstellung erfasst, so resultiert daraus Abb. 4.9.

Im Jahr 2020 kommt es über eine Zeitdauer von ca. 2.034 Stunden zu einem Leistungsüberschuss in der Region Trier. Bezogen auf das gesamte Jahr (8.760 Stunden) bedeutet dies, dass während einer Zeitdauer von 23 % mehr Energie in der Region erzeugt als verbraucht wird. Die während des Jahres 2020 in der Region erzeugte Energie, welche die nachgefragte Energie zeitweilig übersteigt, summiert sich auf 322,85 GWh.



**Abb. 4.8: Gegenüberstellung erzeugte und nachgefragte Leistung in 2020**

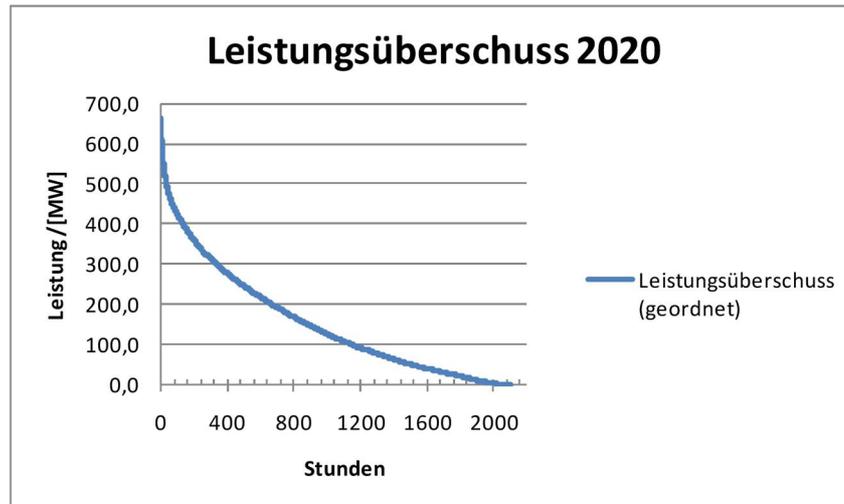


Abb. 4.9: Leistungsüberschuss in Region im Jahr 2020

Einen ausgewählten Zeitraum im Monat Februar zeigt Abb. 4.10. Deutlich wird in dieser Darstellung, dass in 2020 auch innerhalb größerer Zeiträume ein Energieüberschuss an regenerativ erzeugter Energie besteht, der als Ausgleich für Dargebots- und Nachfrageunterschiede zur Verfügung stehen kann.

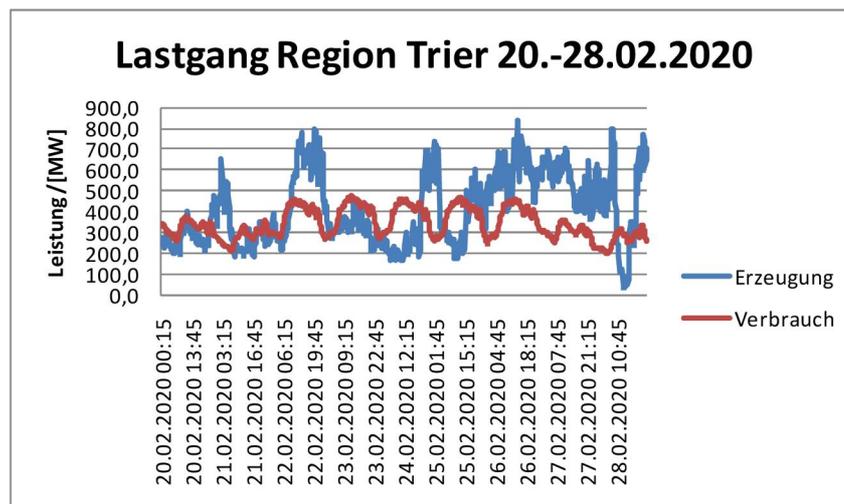


Abb. 4.10: Beispielhafter Lastgang für Region

Wird für den in Abb. 4.10 dargestellten Zeitraum die Differenz zwischen erzeugter und benötigter Energie gebildet, so ergibt sich in diesem Zeitraum ein Überschuss an erzeugter Energie in Höhe von 24,5 GWh, während sich der Überschuss an verbrauchter Energie gegenüber erzeugter Energie auf 10 GWh summiert.

Bei einem mittleren Tagesbedarf an Energie in Höhe von 200 MW würde dieser Energieüberschuss für etwa 3 Tage zu dessen Deckung ausreichen.

Im Vergleich mit dem Jahr 2010 zeigt sich, dass Energieerzeugung und Energiebedarf sich weitgehend aneinander angenähert haben. Ein Ausgleich der so genannten Ladungskurven<sup>60</sup> unter Zuhilfenahme geeigneter Speichertechnologien wäre damit bereits grundsätzlich möglich, wenngleich über das Jahr gesehen noch kein vollständiger Ausgleich zu erwarten wäre.

<sup>60</sup> Popp 2010

Bevor dieser Sachverhalt weiter untersucht wird, soll die Situation im Jahr 2030 betrachtet werden.

Abb. 4.11 zeigt für die Monate März, Juni, September und Dezember im Jahr 2030 die Gegenüberstellung der erzeugten und der nachgefragten Leistungen.

Deutlich wird, dass die Leistungserzeugung die nachgefragte Leistung übersteigt. Dies gilt besonders in Frühjahr und Herbst. Der Ausbau der regenerativen Energieerzeugung um jährlich angenommene 5 % bei einem jährlichen Verbrauchsrückgang in Höhe von 1 % zeigt, dass der Schritt von einer energieimportierenden hin zu einer energieexportierenden Region zu diesem Zeitpunkt bereits vollzogen ist.

Werden diese Leistungsüberschüsse in einer geordneten Darstellung erfasst, so resultiert daraus Abb. 4.12.

Im Jahr 2030 kommt es über eine Zeitdauer von ca. 4.296,5 Stunden zu einem Leistungsüberschuss in der Region Trier. Bezogen auf das gesamte Jahr (8.760 Stunden) bedeutet dies, dass während einer Zeitdauer von 49 % mehr Energie in der Region erzeugt als verbraucht wird. Die während des Jahres 2030 in der Region erzeugte Energie, welche die nachgefragte Energie zeitweilig übersteigt, summiert sich auf 1.034 GWh.

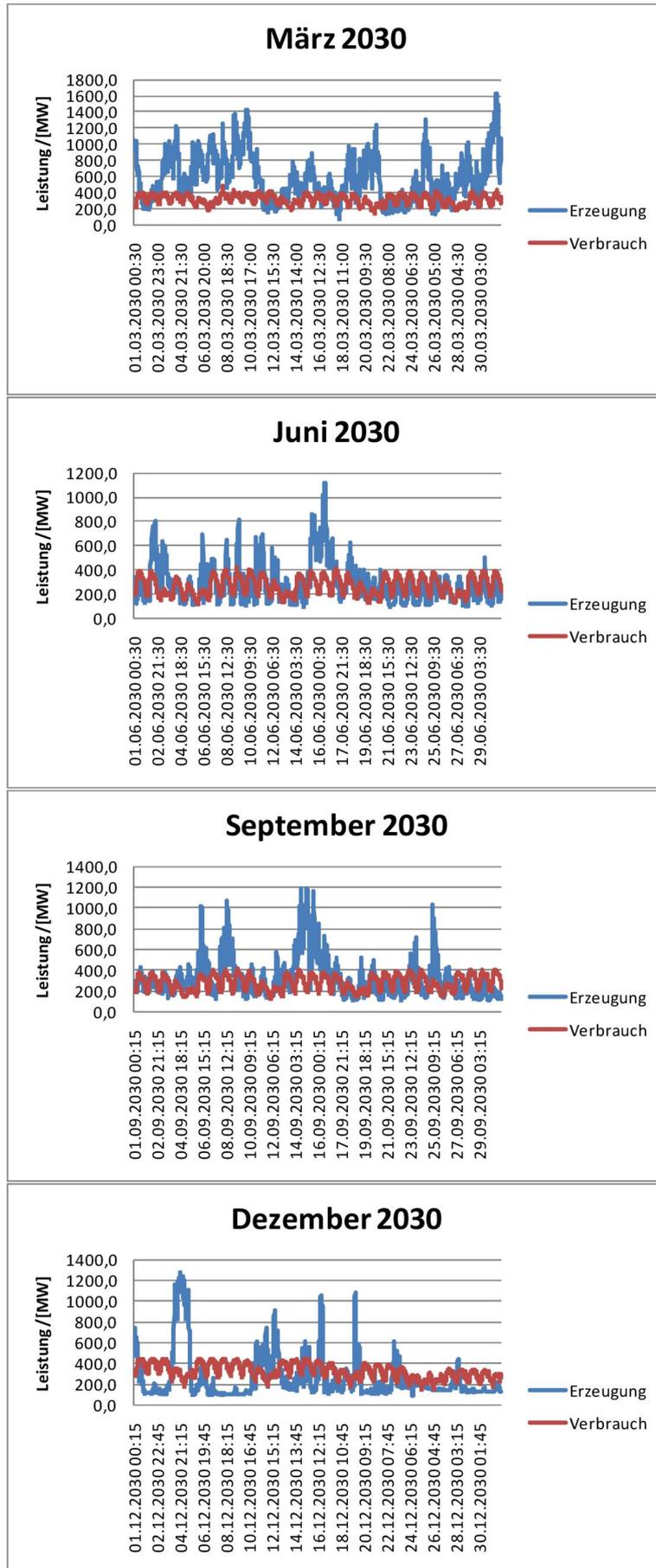


Abb. 4.11: Gegenüberstellung erzeugte und nachgefragte Leistung in 2030



**Abb. 4.12: Leistungsüberschuss in der Region Trier im Jahr 2030**

Auf die Darstellung einzelner Tage bzw. Zeiträume sei an dieser Stelle verzichtet, da bereits aus Abb. 4.11 deutlich wird, dass die erzeugte Energie die benötigte Energie deutlich übersteigt.

Da bereits 2030 eine weitgehende Selbstversorgung der Region Trier möglich erscheint und große Energiemengen exportiert werden, werden in dieser Untersuchung weiter in der Zukunft liegende Betrachtungen nicht angestellt. Diese wären zudem mit noch größeren Unsicherheiten behaftet, da zwar eine weitere Entwicklung wie vorher angenommen werden kann, dabei aber der Mobilitätsbereich, der nach augenblicklichen Planungen größtenteils durch Elektromobilität erfolgen soll, in seinen Auswirkungen auf Verbrauch und gegebenenfalls zur Verfügung gestellte Batterien im augenblicklichen Zeitpunkt nicht abgeschätzt werden kann.

Im folgenden Kapitel 5 werden unter Berücksichtigung der vorgenannten Ergebnisse die Dimensionierungsanforderungen für einen geeigneten Energiespeicher erarbeitet.

## 5 Umbaubebedarf des Stromversorgungssystems und die Notwendigkeit von Speichern in der Region Trier

### 5.1 Aufbau des derzeitigen Stromversorgungssystems

Das gegenwärtige Stromversorgungssystem der Region zeigt folgende Abb. 5.1.

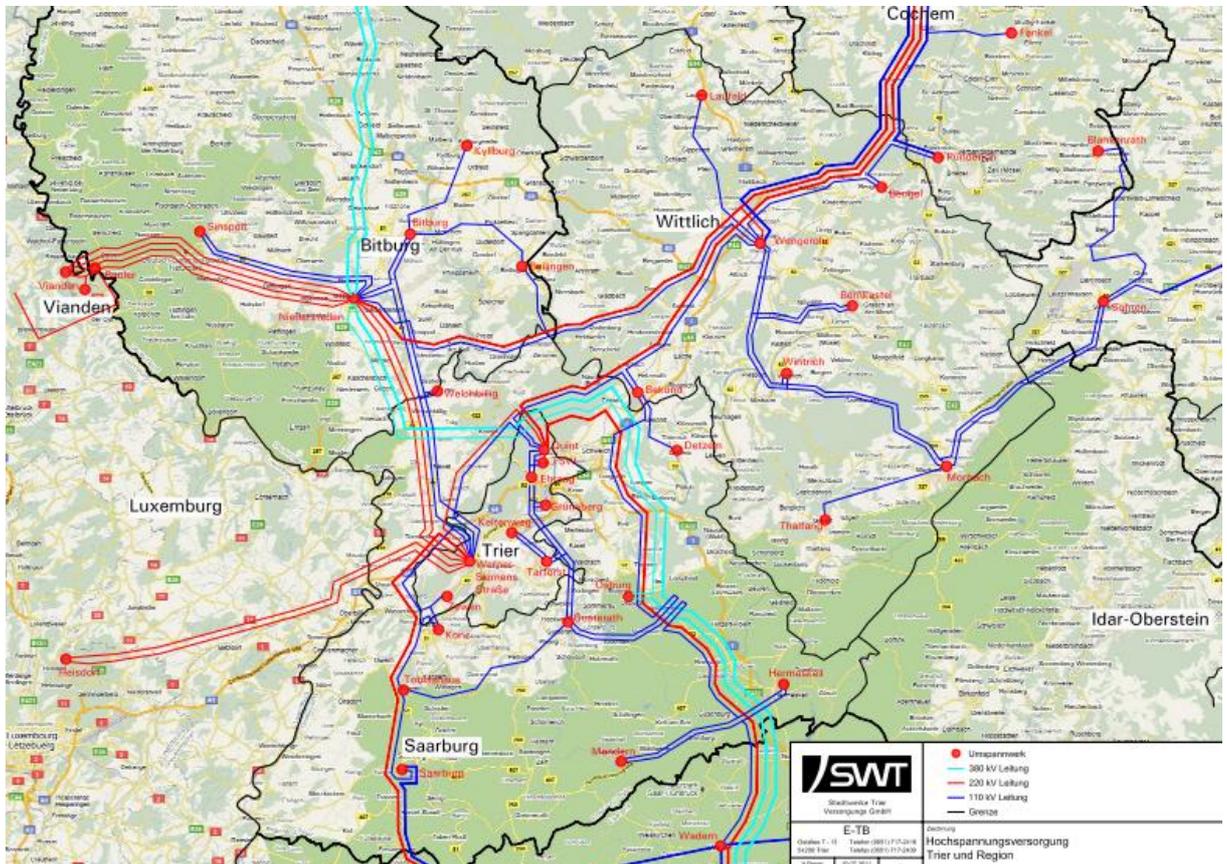


Abb. 5.1: Hochspannungsnetz in der Region Trier

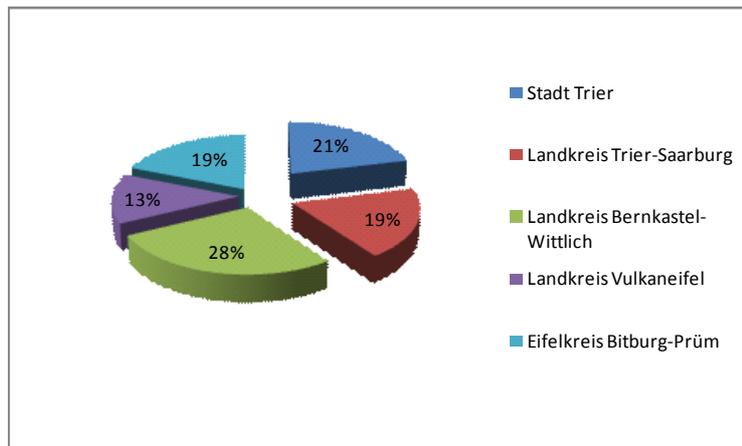
Die gegenwärtige Stromversorgung der Region Trier erfolgt aus dem (türkis eingefärbten) 380 kV- bzw. dem (rot eingefärbten) 220 kV – Netz in das (blau eingefärbte) 110 kV - Netz. Diese Netze sind in der Umspannanlage (UA) Niederstedem gekuppelt über zwei Transformatoren à 1.000 MVA.

Zusätzliche Einspeisungen erfolgen aus dem 220 kV – Netz in Trier und Wengerohr sowie aus dem 380 kV – Netz in Osburg. Die UA Quint speist ebenfalls in das 110 kV – Netz ein, versorgt dort jedoch nur einen Großverbraucher. Die UA Osburg ist als Reserve bzw. Ersatz für die UA Quint und mittelfristig auch die UA Trier vorgesehen.

Zielsetzung soll sein, den Import elektrischer Energie weitestgehend zu minimieren. Erzeugte Energie, die den gegenwärtigen Bedarf übersteigt, soll in das übergeordnete Netz abgegeben werden können.

Werden die Verbrauchsdaten des Energieplans<sup>61</sup> für die Landkreise herangezogen, so ergibt sich die Darstellung entsprechend Abb. 5.2.

<sup>61</sup> Energieagentur Region Trier GmbH 25.11.2010



**Abb. 5.2: Elektrischer Energieverbrauch in der Region Trier (Basis: 2008)**

Aus dieser Darstellung wird deutlich, dass auf die Stadt Trier gemeinsam mit dem umgebenden Landkreis Trier-Saarburg etwa 40% des Energieverbrauchs der gesamten Region entfällt.

Wird außerdem die heute bereits vorhandene hohe Auslastung der Übertragungsleitungen berücksichtigt, so erscheint ein Standort in der Stadt Trier bzw. des Landkreises Trier-Saarburg vorteilhaft, da in diesem Fall die Inanspruchnahme von Übertragungskapazität minimiert würde.

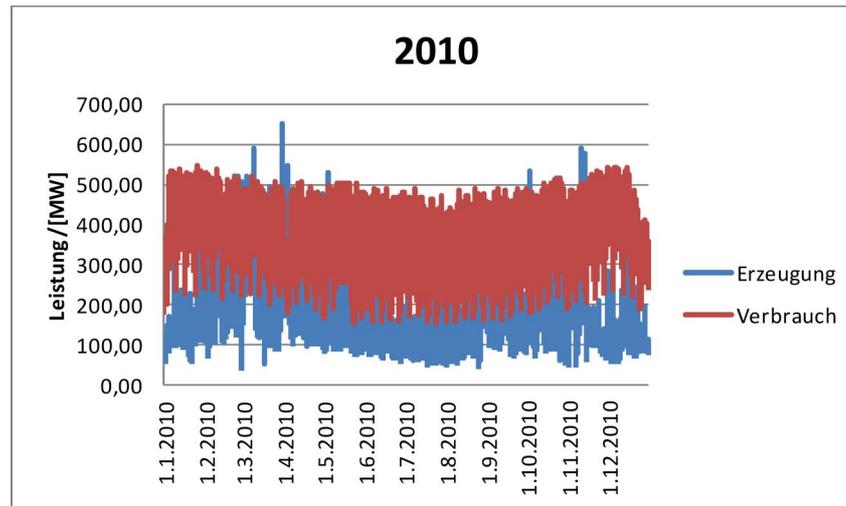
## 5.2 Anforderungen an das zukünftige Stromversorgungssystem

Das heutige Stromversorgungssystem ist historisch gewachsen. Die Erzeugung von Elektrizität erfolgt in zentralen Großkraftwerken und wird anschließend zum Verbraucher hin transportiert.

Mit zunehmendem Ausbau regenerativer Energieerzeuger hat sich diese Situation grundlegend geändert. Der Ausstieg aus der Kernenergie und damit der Wegfall eines Energieträgers, der mit etwa 25% zur Erzeugung elektrischer Energie beiträgt, wird diese Änderung beschleunigen. Anstelle einzelner Erzeugungszentren wirken zahlreiche kleine, dezentrale Energieerzeuger und liefern in Summe einen relevanten Beitrag zur Energieversorgung.

Zu Berücksichtigen ist dabei, dass dieser Beitrag jedoch nur in geringem Ausmaß steuer- oder beeinflussbar ist.

Abb. 5.3 zeigt für das Jahr 2010 das Verhältnis zwischen Elektrizitätsverbrauch und erzeugter Leistung.



**Abb. 5.3: Gegenüberstellung Energieerzeugung und -verbrauch in der Region Trier 2010**

Deutlich wird unmittelbar, dass die erzeugte Leistung nur vereinzelt den Elektrizitätsverbrauch überschreitet. Im Ergebnis reduziert somit die erzeugte Leistung lediglich den Energieimport in die Region hinein.

Kommt es innerhalb eines Jahres regelmäßig und in nennenswertem Umfang zu einem Energietransport aus der Region heraus, also einem Energieexport, so kann diese Energie zur Deckung des Energiebedarfs benachbarter Regionen verwendet werden.

Der Ausbau regenerativer Energien ist allerdings nicht auf die Region Trier beschränkt, so dass auch außerhalb der betrachteten Region eine vergleichbare Situation anzunehmen ist. Dadurch reduziert sich die Absatzmöglichkeit elektrischer Energie. Diese ist somit entweder überhaupt nicht oder aber nur unter wirtschaftlich ungünstigen Bedingungen abzugeben.

Alternativ dazu kann diese Energie gespeichert und damit zu Zeiten höheren Bedarfs einer Nutzung zugeführt werden.

Die nachfolgenden Überlegungen stellen zunächst die Be- und Entladeleistung dieses Speichers in den Vordergrund. Diese beiden Leistungen werden durch die Pumpen bzw. Turbinen sowie die Generatoren bestimmt.

Der Energieinhalt des Speichers, d.h. diejenige Energiemenge, die maximal gespeichert werden kann, soll in diesem ersten Schritt als unbegrenzt angesehen werden. Dies bedeutet, dass alle Energieüberschüsse ohne Beschränkung in diesen Speicher eingelagert werden können.

Erst nachfolgend sollen Überlegungen zu einer sinnvollen Dimensionierung der Speichergroße angestellt werden.

Die Speicherung und Rückwandlung in elektrische Energie soll näherungsweise mit einem Wirkungsgrad von  $\eta = 80\%$  belegt werden. Ein Überschuss an erzeugter Leistung gegenüber der nachgefragten Leistung führt über die Zeitdauer seiner Verfügbarkeit zu einer mit diesem Wirkungsgrad gespeicherten Energiemenge, welche die kumulierte importierte Energiemenge entsprechend reduziert.

Abb. 5.4 zeigt, dass der kumulierte Import elektrischer Energie über das gesamte Jahr 2010 betrachtet kontinuierlich ansteigt. Die nur vereinzelt auftretenden Überschüsse der erzeugten gegenüber der nachgefragten Leistung können die Energieimporte nicht wesentlich reduzieren.

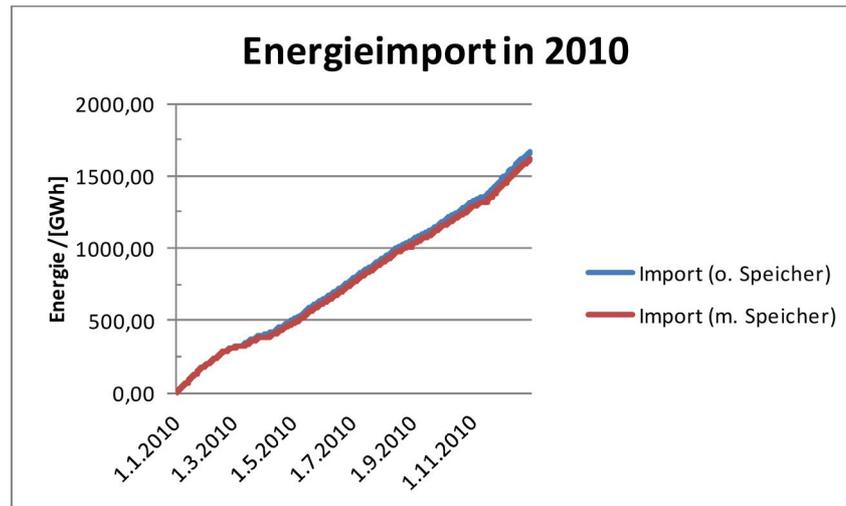


Abb. 5.4: Zeitliche Entwicklung der Stromimporte in die Region Trier im Jahr 2010

Bild 5.5 zeigt für das Jahr 2020 das Verhältnis zwischen Elektrizitätsverbrauch und erzeugter Leistung.

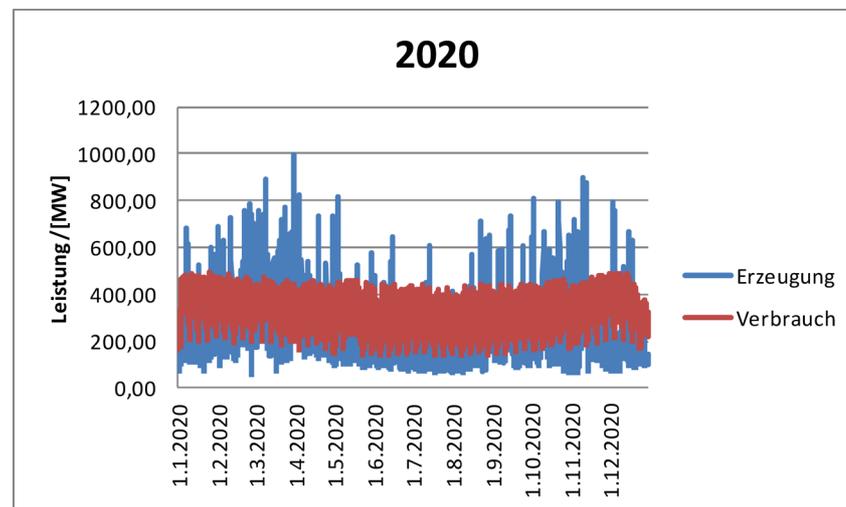
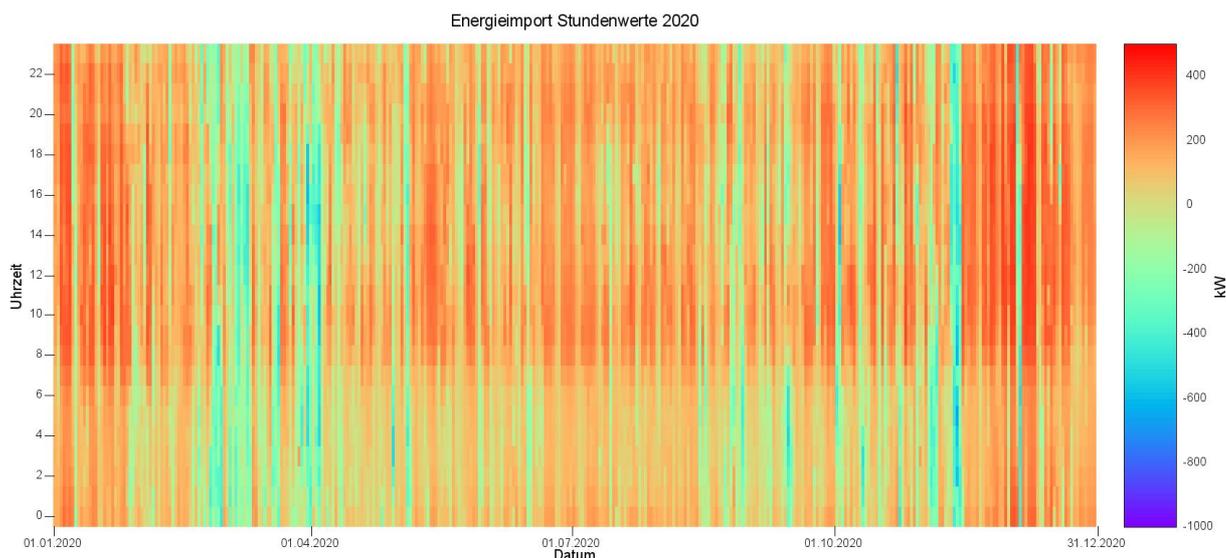


Abb. 5.5: Gegenüberstellung Energieerzeugung und -verbrauch in der Region Trier 2020

Gegenüber 2010 wird deutlich, dass die erzeugte Leistung bereits häufig und regelmäßig die Nachfrage übersteigt.

Folgende Abb. 5.6 analysiert den jährlichen Import 2020 (momentaner Verbrauch minus momentane Erzeugung, ohne Speicherkapazität) näher im Tages- (y-Achse) und Jahresverlauf (x-Achse). Ein „positiver“ Import ist mit zunehmender Rotfärbung dargestellt, ein „negativer“ Import, also Export aus der Region, ist mit zunehmender Blaufärbung dargestellt.

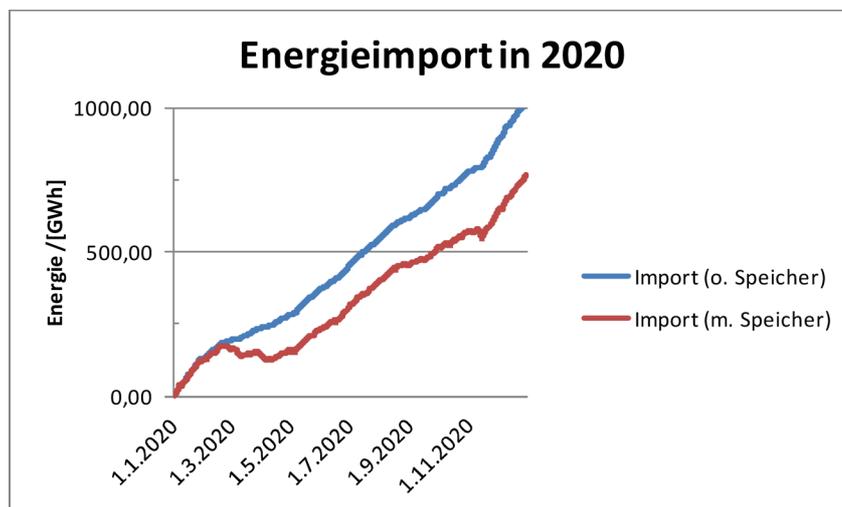


**Abb. 5.6: Stundenwerte des Stromimports 2020 ohne Speicher**

Deutlich wird ein allgemein höherer Import in den Morgenstunden ab etwa 7 Uhr bis 12 Uhr sowie eine weitere Abendspitze (ab 18 Uhr) und insgesamt größere Importmengen im Januar und Dezember. Ein Export (Minuswerte) findet nur an vereinzelten Tagen statt, dann jedoch oft durchgehend.

Wird nun vergleichbar zu Abb. 5.4 der Import erfasst, einmal ohne einen vorhandenen Speicher und ein anderes Mal unter Berücksichtigung eines Speichers (Wirkungsgrad von  $\eta = 80\%$ ), so zeigt Abb. 5.7, dass der Speicher bereits in 2020 zu einer Reduzierung der importierten Strommenge im Umfang von etwa 250 GWh beiträgt.

In dieser Darstellung wird deutlich, dass die windreichen Jahreszeiten zu einem besonders hohen Energieüberschuss beitragen. In dieser Zeit wird Energie gespeichert, die nachfolgend wieder zur Verfügung steht und somit den kumulierten Energieimport entsprechend reduziert.



**Abb. 5.7: Zeitliche Entwicklung der Stromimporte im Jahr 2020**

Der Vorteil der reduzierten Stromimporte wird bereits im Jahr 2020 sichtbar. Auf Basis der verwendeten Daten werden die Stromimporte um nahezu 25 % reduziert bei Verwendung eines geeigneten Speichers, der alle Energieüberschüsse ohne Beschränkung speichern kann.

Im Jahr 2030 ist über das gesamte Jahr hinweg weitgehend die erzeugte Leistung deutlich größer als die nachgefragte Leistung. Abb. 5.8 zeigt diesen Zusammenhang.

Wird nun vergleichbar zu Abb. 5.4 der Import erfasst, einmal ohne einen vorhandenen Speicher und ein anderes Mal unter Berücksichtigung eines Speichers (Wirkungsgrad von  $\eta = 80\%$ ), so zeigt Abb. 5.10, dass letztlich erst der Speicher eine weitgehende Minimierung der Stromimporte ermöglicht.

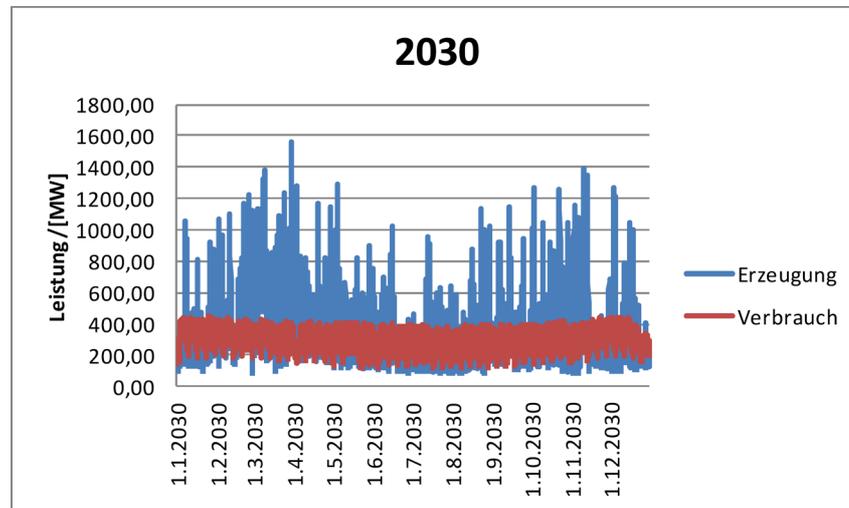


Abb. 5.8: Gegenüberstellung Energieerzeugung und –verbrauch in 2030

Eine genauere Analyse entsprechend Abb. 5.6 ergibt folgende Abb. 5.9. Ein Import ist auch ohne Speicher nur noch an einzelnen Tagen sowie zu den Spitzenzeiten notwendig.

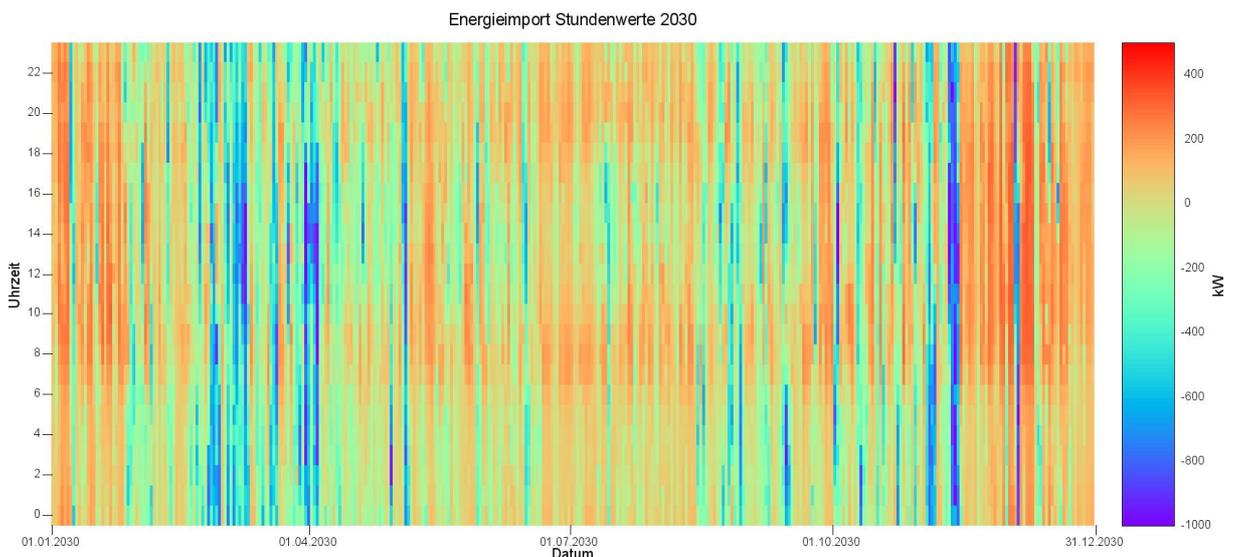


Abb. 5.9: Stundenwerte des Stromimports 2030 ohne Speicher

Durch den nun möglichen kontinuierlichen Energieeintrag in den Speicher wird eine weitgehende Unabhängigkeit von Stromimporten in die Region hinein bewirkt. Abb. 5.10 zeigt, dass nach einem Jahr der Speicher einen höheren Füllgrad aufweist als zu Beginn des Betrachtungszeitraums, mithin also ein dauerhafter Energieüberschuss zu erwarten wäre, der trotz Speicher noch zu Stromexporten aus der Region heraus führen würde. Der – als unbegrenzt angenommene – Speicher speichert damit über den Zeitraum eines Jahres betrachtet mehr Energie, als in der Region nachgefragt wird. Dieser Energieimport mit negativem Vorzeichen stellt praktisch einen Export in benachbarte Regionen dar, sofern diese eine entsprechende Nachfrage an elektrischer Energie haben.

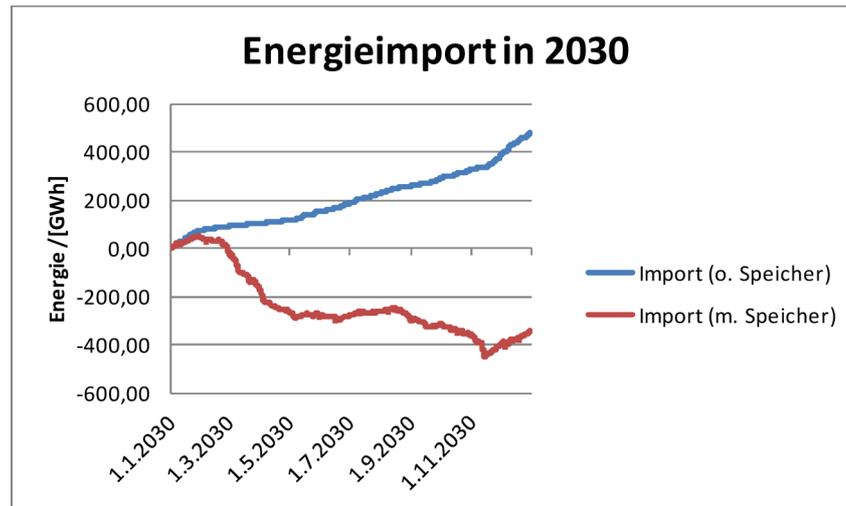


Abb. 5.10: Zeitliche Entwicklung der Stromimporte im Jahr 2030

Bei der Interpretation dieser Ergebnisse ist außerdem zu berücksichtigen, dass die Jahre 2009 und 2010 als relativ windarme Jahre galten. So war im ersten Halbjahr des Jahres 2011 der Energieertrag durch Wind um 10 % oberhalb der Vorjahreswerte<sup>62</sup>.

Auch der Ansatz eines jährlichen Ausbaus der regenerativen Energieträger um 5 % stellt vor den jüngsten politischen Äußerungen, welche von einem jährlichen Ausbau von bis zu 20 % ausgehen<sup>63</sup>, eine vergleichsweise konservative Abschätzung dar.

Erfolgt der Ausbau tatsächlich in größerem Ausmaß oder innerhalb kürzerer Zeiträume, so wäre der Schritt von der wirklich energieimportierenden zur –exportierenden Region mit einem Speicher bereits zu einem früheren Zeitpunkt vollzogen.

Bei den vorgenannten Betrachtungen ist zu berücksichtigen, dass sich diese darauf beziehen, dass die überschüssige Energiemenge – unter Berücksichtigung des Wirkungsgrades von  $\eta = 80\%$  zwischenspeichern lässt. Anschaulich bedeutet dies, dass für jedweden Leistungsüberschuss ausreichende Pumpleistung verfügbar ist, die Speicherfähigkeit des Energiespeichers unbegrenzt ist und eine erforderliche Rückwandlung in elektrische Energie im Rahmen der benötigten Energiemenge möglich ist. Praktisch unterliegt diese Betrachtung insoweit einer Grenze, als weder die Speicherauffüllung bzw. –entladung noch die gespeicherte Energiemenge unbegrenzt sind.

### 5.3 Notwendigkeit von Speichern

Die bisherigen Betrachtungen zeigen deutlich, wie stark die Energieerzeugung auf Basis regenerativer Erzeuger variiert. Vor dem Hintergrund des Ausstiegs aus der Kernenergie und des Ausbaus der Energieerzeugung aus regenerativen Energieträgern werden künftig das Angebot und die Nachfrage an Elektrizität noch stärker als bisher auseinanderfallen. Damit einher geht ein schneller Wechsel zwischen Über- und Unterangebot an elektrischer Energie.

Die prinzipielle Funktionsweise des elektrischen Netzes beruht darauf, dass die eingespeiste und die entnommene Energiemenge jederzeit nahezu gleich sind. Diese Anforderung lässt sich mit einem See vergleichen, in den Wasser eingespeist und aus dem Wasser entnommen wird. Wenn der Wasserspiegel – im elektrischen Netz die Frequenz – identisch bleiben soll, dürfen die Wassereinspeisungen und -entnahmen für jede einzelne Stelle zwar differieren,

<sup>62</sup> BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. 29.08.11

<sup>63</sup> Ministerium für Umwelt, Landwirtschaft, Ernährung, Weinbau und Forsten Rheinland Pfalz 02.09.2011

zusammengefasst darf es allenfalls kurzzeitig zu geringfügigen Abweichungen kommen, um eine Änderung des Wasserspiegels – entsprechend eine Frequenzänderung – zu vermeiden.

Vor dem Hintergrund der durchgeführten Betrachtungen stellt sich die Frage, welche Leistung erforderlich wäre, um einen Energiespeicher geeignet zu be- bzw. zu entladen und welche Energieaufnahmefähigkeit dieser Speicher besitzen müsste.

Zunächst soll die Betrachtung der Be- und Entladeleistung vorgenommen werden. Diese Betrachtung soll für die Jahre 2020 und 2030 durchgeführt werden. Dazu werden die Stundenwerte der elektrischen Leistung für das Jahr 2020 und nachfolgend das Jahr 2030 analysiert.

Die geordnete Darstellung der erzeugten Leistung, welche über die nachgefragte Leistung hinausgeht, zeigt die „Beladeleistung“ in Abb. 5.11. Wird diese Beladeleistung begrenzt, so können nur Anteile dieser überschüssigen Leistung verwendet werden.

In Abb. 5.11 sind diese Auswirkungen für eine Begrenzung der Beladeleistung auf 100 MW, 300 MW und 500 MW dargestellt.

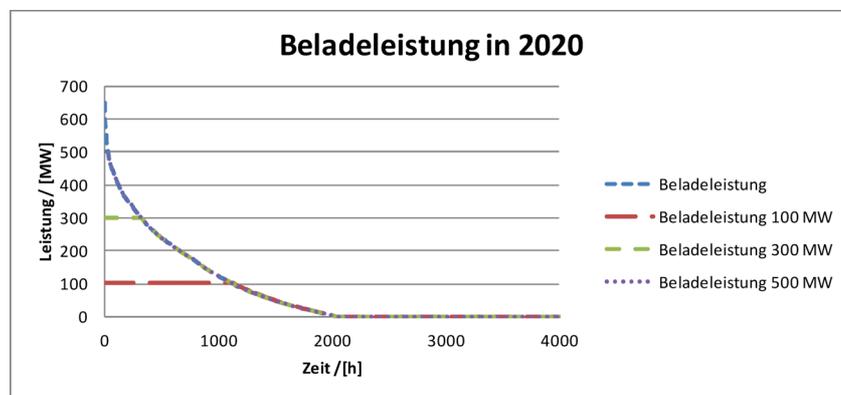


Abb. 5.11: Beladeleistung eines Speichers 2020

Die Beurteilung der Auswirkungen erfolgt anhand der gespeicherten Energie. Die Beladeenergie des Speichers ohne Begrenzung der Ladeleistung würde sich – ohne Berücksichtigung von Wirkungsgraden in einem Jahr auf insgesamt 317,6 GWh belaufen.

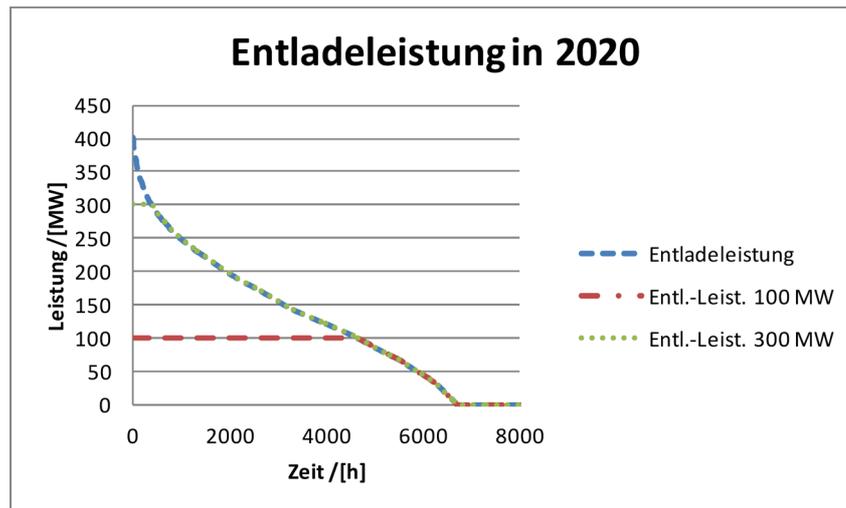
Bei einer Begrenzung auf 500 MW würden noch 316,2 GWh an Energie gespeichert, bei einer Begrenzung auf 300 MW noch 288,2 GWh und bei einer Begrenzung auf 100 MW noch 152 GWh.

Eine vergleichbare Darstellung für die geordnete Entladeleistung zeigt Abb. 5.12. Die Entladeleistung kennzeichnet den Leistungsbedarf, der über die erzeugte Leistung hinausgeht. Dieser Leistungsbedarf wäre – unter Vernachlässigung des Wirkungsgrades – von einem unbegrenzten Speicher bereitzustellen, um Stromimporte zu vermeiden.

Der Maximalwert der benötigten Entladeleistung beläuft sich nach dieser Berechnung auf 402 MW. Eine Entladeleistung von mehr als 402 MW könnte somit nicht genutzt werden.

Die gesamte Entladeenergie beträgt 1.021,3 GWh. Würde die Entladeleistung auf 300 MW begrenzt, so könnten 1.007,1 GWh entnommen werden, bei einer Entladeleistung von 100 MW könnten 581,5 GWh entnommen werden.

Diese Betrachtungen setzen voraus, dass ein Energiespeicher zum Zeitpunkt der Energieentnahme auch ausreichend aufgeladen wäre und die nachgefragte Entladeleistung bereitstellen könnte.

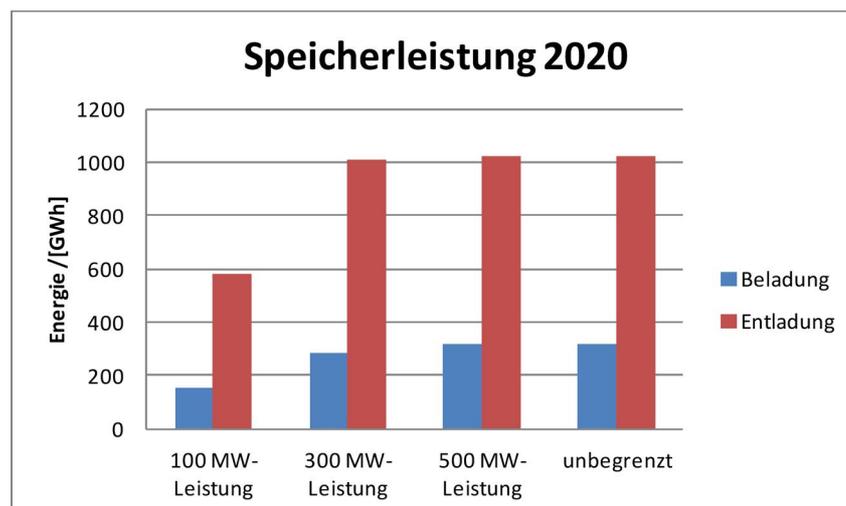


**Abb. 5.12: Entladeleistung eines Speichers 2020**

Für das Jahr 2020 lässt sich aus diesen Ergebnissen ableiten, dass eine Aufladung und Entladung des Speichers mit 100 MW nur einen Teil der möglichen Energie zu speichern oder der benötigten Energie zu entnehmen erlaubt.

Eine Aufladung und Entladung mit 300 MW würde eine weitest gehende Speicherung der möglichen Energie und eine weitgehende Deckung der benötigten Energie erlauben unter der Voraussetzung, dass ein unbegrenzt großer Speicher zur Verfügung steht.

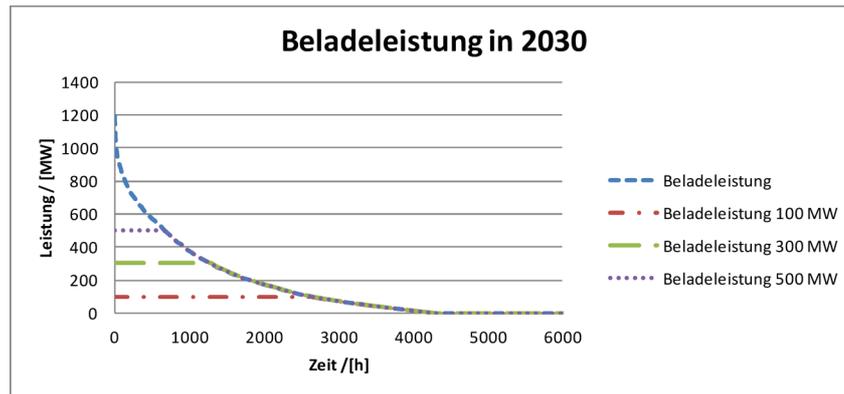
Eine Aufladung und Entladung mit 500 MW würde nur eine geringfügig höhere Energie in den Speicher einbringen. Bezüglich der Entladung würden gegenüber der 300 MW – Lösung nur sehr kurzzeitige weitergehende Nachfragesituationen bedient werden können. Aus technischer Sicht erscheinen die Vorteile einer 500 MW – Lösung nicht ausreichend groß gegenüber einer 300 MW - Lösung, um einen zu erwartenden Mehraufwand rechtfertigen zu können. Die 100 MW – Lösung wiederum wäre aus energiewirtschaftlicher Sicht zu schwach dimensioniert, um eine weitgehende Unabhängigkeit von Stromimporten erreichen zu können.



**Abb. 5.13: Jährlich nutzbare Energie eines PSKW in Abhängigkeit von Be-/Entladeleistung**

Abb. 5.13 verdeutlicht diese Situation für die Be- und Entladung des Speichers. Aus technischer Sicht wäre der zu erwartenden Situation im Jahre 2020 zweckmäßig mit einer Lade-/Entladeleistung im Bereich von 300 MW zu begegnen.

In Abb. 5.14 sind diese Auswirkungen für eine Begrenzung der Beladeleistung auf 100 MW, 300 MW und 500 MW für das Jahr 2030 dargestellt.



**Abb. 5.14: Beladeleistung eines Speichers 2030**

Die Beurteilung der Auswirkungen erfolgt anhand der gespeicherten Energie. Die Beladeenergie des Speichers ohne Begrenzung der Ladeleistung würde sich – ohne Berücksichtigung von Wirkungsgraden in einem Jahr auf insgesamt 1.025,2 GWh belaufen, was einer durchschnittlichen mittleren täglichen Energiemenge von 2,8 GWh entspricht.

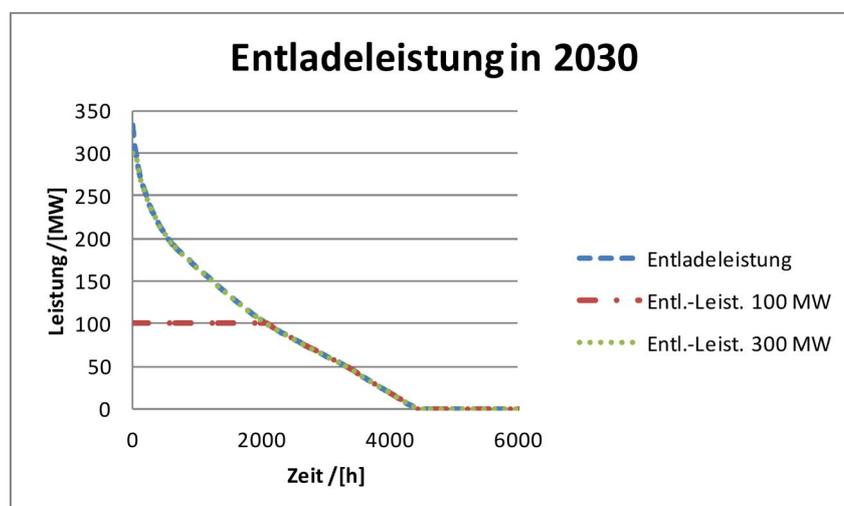
Bei einer Begrenzung auf 500 MW würden noch 901,4 GWh an Energie gespeichert, bei einer Begrenzung auf 300 MW noch 712,5 GWh und bei einer Begrenzung auf 100 MW noch 340,7 GWh.

Eine vergleichbare Darstellung für die geordnete Entladeleistung im Jahr 2030 zeigt Abb. 5.15. Die Entladeleistung kennzeichnet den Leistungsbedarf, der über die erzeugte Leistung hinausgeht. Dieser Leistungsbedarf wäre – unter Vernachlässigung des Wirkungsgrades – von einem geeigneten Speicher bereitzustellen, um Stromimporte zu vermeiden.

Der Maximalwert der benötigten Entladeleistung beläuft sich nach dieser Berechnung auf 402 MW. Eine Entladeleistung von mehr als 402 MW könnte somit nicht genutzt werden.

Die gesamte Entladeenergie beträgt 478,3 GWh. Würde die Entladeleistung auf 300 MW begrenzt, so könnten 477,6 GWh entnommen werden, bei einer Entladeleistung von 100 MW könnten 328,1 GWh entnommen werden.

Diese Betrachtungen setzen voraus, dass ein Energiespeicher zum Zeitpunkt der Energieentnahme auch ausreichend aufgeladen wäre und die nachgefragte Entladeleistung bereitstellen könnte.

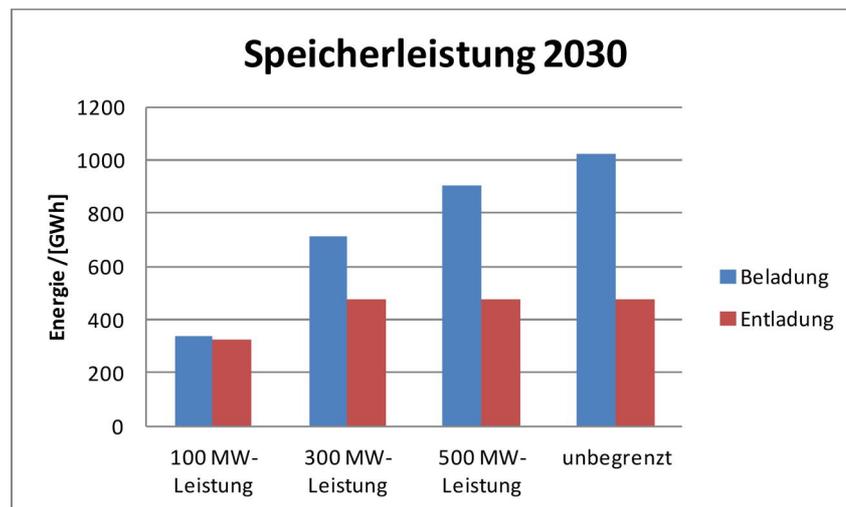


**Abb. 5.15: Entladeleistung eines Speichers 2030**

Für das Jahr 2030 lässt sich aus diesen Ergebnissen ableiten, dass eine Aufladung und Entladung des Speichers mit 100 MW nur einen Teil der möglichen Energie zu speichern oder der benötigten Energie zu entnehmen erlaubt.

Bereits eine Aufladung und Entladung mit 300 MW würde eine überwiegende Speicherung der möglichen Energie und eine weitgehende Deckung der benötigten Energie erlauben.

Eine Aufladung und Entladung mit 500 MW würde zwar eine höhere Energie in den Speicher einbringen. Bezüglich des Entladebedarfs würde jedoch kein nennenswerter Vorteil resultieren, da der Bedarf bei einer 300 MW – Lösung bereits ausreichend gedeckt wäre.



**Abb. 5.16: Energieinhalt eines Speichers in Abhängigkeit von Be-/Entladeleistung**

Als Schlussfolgerung aus diesen Überlegungen wäre die 300 MW – Lösung als ausreichend zu betrachten. Auf Basis der verwendeten Daten und der vorgenommenen Abschätzungen wäre diese Dimensionierung als obere Grenze anzusehen.

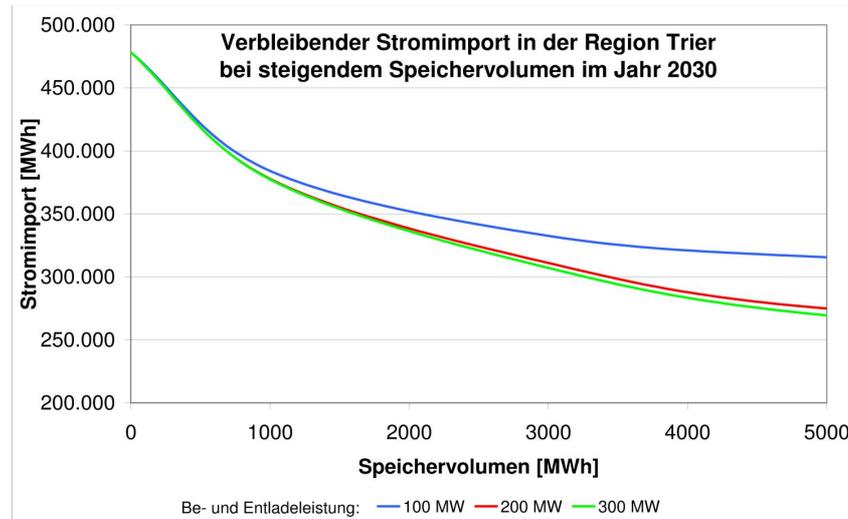
Weitergehende Untersuchungen auch unter Berücksichtigung der betriebswirtschaftlichen Rahmenbedingungen sollten klären, inwiefern eine Leistung im Bereich zwischen 200 – 300 MW unter dem Aspekt der angestrebten Zielsetzung zweckmäßiger wäre.

Ausgehend von den Speichergrenzen des aktuell geplanten Standorts, den genannten Erzeugungsdaten aus 2010 sowie den Prognosen für 2030 wurden die Auswirkungen der Speichergöße auf den verbleibenden, notwendigen Stromimport näher betrachtet.

Dabei wurde ausschließlich der regionale Ausgleich stündlich berechnet. Bei einem Erzeugungsüberschuss wurde der Speicher bis zur maximalen Leistung und bis zum maximalen Füllstand mit einem Wirkungsgrad von 90% geladen. Bei regional fehlender Energie wurde der Speicher entsprechend bis zur maximalen Leistung und bis zum vollständig entleerten Speicher mit einem Wirkungsgrad von 90% entladen. Erst bei leerem Speicher oder nicht ausreichender Leistung wurde dann Energie importiert.<sup>64</sup>

<sup>64</sup> Die aus diesen Berechnungen erzeugten Abbildungen 5.17 und 5.18 sind dabei als qualitative Darstellung zu betrachten. Sie basieren auf zahlreichen Annahmen, wobei insbesondere die verwendeten Erzeugungsdaten aus 2010 keine statistisch gesicherte Genauigkeit erlauben.

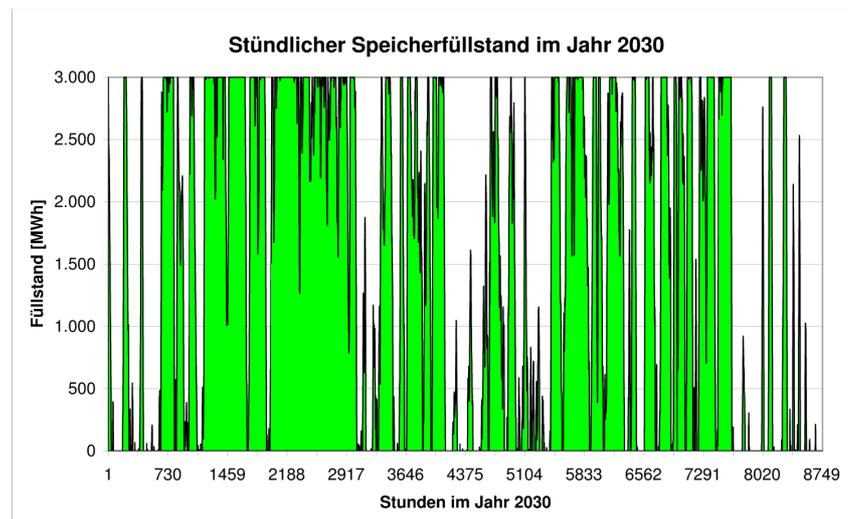
Die folgende Abbildung zeigt diese verbleibende jährliche Importmenge in Abhängigkeit des gewählten Speichervolumens für die diskutierten Be- und Entladeleistungen.



**Abb. 5.17: Verbleibender Stromimport in die Region Trier in Abhängigkeit von Speichervolumen und -leistung 2030<sup>65</sup>**

Aus der Grafik wird deutlich, dass erst ab einem Volumen entsprechend 0,5 GWh eine spürbare Reduzierung um etwa 14% möglich ist. Erst ab etwa 1 GWh Speichervolumen wirken sich die unterschiedlichen Be- und Entladeleistungen aus. Im Bereich dieses Speichervolumens bleiben Auswirkungen der Be- und Entladeleistungen zwischen 200 und 300 MW gering.

Bei einem Speicher mit den anvisierten Größen von 3GWh Inhalt und 300MW Leistung reduziert sich der verbleibende Stromimport um etwa 36%. Den über das Jahr aufgetragenen Füllstand dieses Speichers zeigt folgende Abbildung.



**Abb. 5.18: Speicherfüllstand im Verlauf des Jahres 2030 bei 300 MW Be- und Entladeleistung und einer Größe von 3 GWh<sup>65</sup>**

Die Grafik zeigt deutlich den ständigen Wechsel des Füllstands über das Jahr. Der so dimensionierte Speicher wird mehr als 70-mal im Jahr umgeschlagen und dient damit einer Überbrückung von einigen Tagen.

<sup>65</sup> eigene Berechnungen und Darstellung

Zum notwendigen Energieinhalt eines Speichers um saisonale Schwankungen von Angebot und Nachfrage zu überbrücken sei auf die Darstellung in Abb. 5.10 verwiesen. Von Jahresbeginn bis Anfang März liegt – bezogen auf die extrapolierten Daten des Jahres 2010 – ein Zeitraum geringer Windenergie vor. Die in diesem Zeitraum bezogene Energie (Stromimport) beläuft sich auf insgesamt ca. 50 GWh entsprechend Abb. 5.19. Bereits ab Ende Januar nimmt jedoch die erzeugte Windenergie wieder zu, so dass ein Speicher aufgefüllt würde. Im weiteren Verlauf des Jahres kommt es zwar zu kurzzeitigen Speichorentnahmen, die jedoch in Summe nicht mehr eine Größenordnung von 50 GWh erreichen.

Würde der Energiespeicher eine Größenordnung von 50 GWh aufweisen, so könnten mit diesem Speicher sogar erzeugerarme Zeiträume in der Größenordnung eines Monats überbrückt werden.

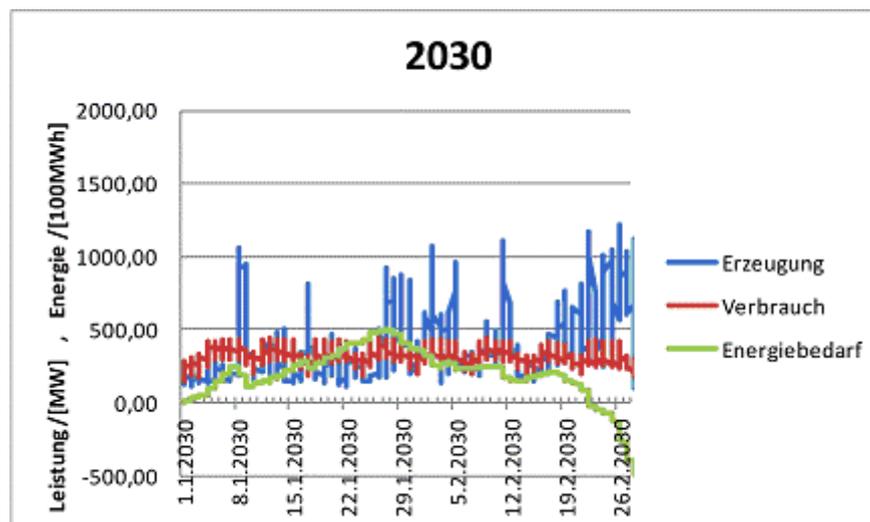


Abb. 5.19: Notwendiger Energieinhalt eines Speichers im schlechten Windmonat Januar 2030 (auf Basis der Winddaten von 2010)<sup>66</sup>

Ein Speicher, der auch saisonale Flauten im Energieertrag ausgleichen könnte, sollte sich bezüglich seiner Dimensionierung an dieser Größe orientieren.

Unter Berücksichtigung der verfügbaren Randbedingungen ist ein Speicher dieser Größenordnung allerdings nicht realisierbar. Ein kleinerer Speicher könnte allerdings ebenfalls zur Überbrückung von erzeugerschwachen Zeiträumen verwendet werden, wobei diese Zeiträume jedoch proportional zur Reduzierung des Energieinhalts abnehmen würde.

Dabei sei aber ausdrücklich darauf hingewiesen, dass diese Betrachtung ausschließlich auf den Erzeugungsdaten eines einzelnen Jahres basiert mit Extrapolation auf einen 19 Jahre entfernten Zeitraum und die völlige Vernachlässigung von Sekundäreffekten, die zusätzliche Aufladung oder Entladung bewirken können. Abschließend sei das Pumpspeicherkraftwerk vor dem Hintergrund des von den Stadtwerken langfristig angestrebten Erzeugerportfolios betrachtet.

Dieses Erzeugerportfolio soll bei einem Strombedarf in der Region in Höhe von 2.500 GWh folgendermaßen angenommen werden<sup>67</sup>:

<sup>66</sup> Die Energieeinheit ist bezogen auf 100 MWh, d.h. ein Wert von 500 entspricht  $500 \times 100 \text{ MWh} = 50 \text{ GWh}$ .

<sup>67</sup> Email STW vom 23.08.2011

Energieträger	Prozent	installierte Kraftwerksleistung	produzierte Strommenge
Wind	30 %	400 MW	750 GWh
Photovoltaik	25 %	600 MW	625 GWh
Gas	20 %	200 MW	500 GWh
Biogas	10 %	100 MW	250 GWh
Verbundnetz	15 %	./.	375 GWh
<b>Summen</b>	<b>100 %</b>	<b>1.300 MW</b>	<b>2.500 GWh</b>

Tab. 5.1: Geplantes SWT-Portfolio

Unter der Annahme dieses Portfolios folgen für zwei beispielhafte Zeiträume im Juni (Abb. 5.20) und Dezember (Abb. 5.21) – angenommen im Jahr 2030 – die dargestellten Erzeugerdiagramme.

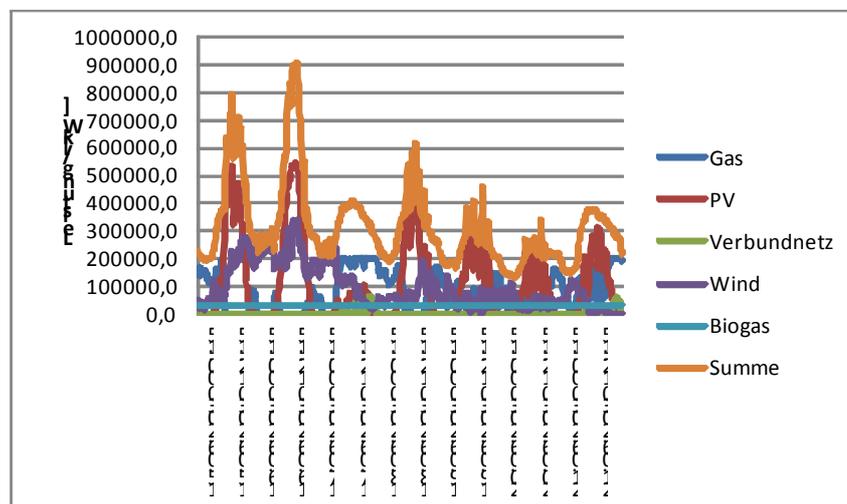


Abb. 5.20: Erzeugerbilanz bei SWT-Portfolio in Beispielzeitraum Juni 2030

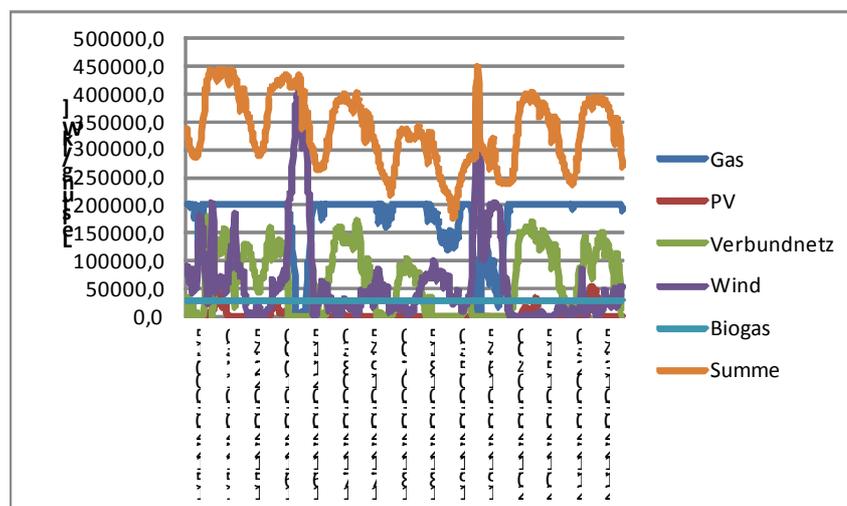


Abb. 5.21: Erzeugerbilanz bei SWT-Portfolio in Beispielzeitraum Dezember 2030

In dieser Darstellung wurde angenommen, dass Gas nur insoweit verwendet wird, als die regenerativen Energieträger nicht die Nachfrage decken können. In diesem Fall würden geeignete Gaskraftwerke ans Netz genommen bis zu einer maximalen Leistung von 200 MW entsprechend Tab. 5.1. Der darüber hinausgehende Leistungsbedarf würde aus dem Verbundnetz gedeckt.

Diese Darstellung zeigt zweierlei: So kann zum Einen ein Energiespeicher als Puffer ausgelegt werden, um kurzzeitige Schwankungen in der Energieerzeugung auszugleichen. Hierzu sei auf die Ausführungen in Kapitel 8 verwiesen. Dieser Puffer kann den Energiebezug aus dem Verbundnetz deutlich reduzieren.

Zum Anderen kann unter Berücksichtigung des Verbundnetzes der Energiespeicher deutlich reduziert werden. Zwar würde ein Energiespeicher mit der Größe von 50 GWh eine weitest gehende Autarkie bewirken, eine deutlich geringere Dimensionierung würde aber den Bedarf an kurzfristig benötigter Regelenergie decken können, wengleich bei dieser Auslegung der Energiespeicher nicht mehr windenergieschwache Zeiten ausgleichen könnte.

Auch vor einem derartigen Hintergrund wäre ein Energiespeicher eine interessante Ergänzung im Portfolio für Energieerzeuger. Auf diese Weise könnte Regelenergie bereitgestellt werden, die im dynamischen, d.h. kurzfristigen Bereich verfügbar wäre und ohne einen Energiespeicher nur zu vergleichsweise hohen Kosten aus dem Verbundnetz bezogen werden müsste.

## 6 Grundlagen der Pumpspeicherkraftwerke

Im diesem Kapitel wird erläutert, welche Aufgaben Pumpspeicherwerke (PSKW) im Stromversorgungssystem übernehmen. Zunächst werden kurz die technischen Grundlagen und die verschiedenen Betriebsweisen bzw. Systemdienstleistungen der Pumpspeicherwerke erklärt. Anschließend wird die Bedeutung der Pumpspeicher sowohl für das deutsche Energiesystem als auch im Hinblick auf ein zusammenwachsendes europäisches Energiesystem bewertet<sup>68</sup>. Die Rolle des PSKW in der Region Trier wird in einem gesonderten Kapitel dargestellt.

### 6.1 Technische Grundlagen PSKW

Die wesentlichen Bestandteile eines Pumpspeicherkraftwerkes sind das obere und das untere Speicherbecken, die Pumpe mit Generator(en) (bzw. Turbine, Pumpe und Generator als einzelne Einheiten) sowie die Rohrleitungen, welche die Speicherbecken verbinden (s. Abb. 6.1). Aufgrund der unterschiedlichen Höhenniveaus der beiden Speicherbecken kann elektrische Energie in potenzielle Energie umgewandelt werden, wenn Wasser vom unteren Becken in das obere Becken gepumpt wird. Fließt das Wasser in umgekehrter Richtung vom Oberbecken ins Unterbecken, kann die zuvor gespeicherte potenzielle Energie des Wassers mit Hilfe der Turbine und des Generators wieder in elektrische Energie umgewandelt werden. Da die mittlere Fallhöhe meist mehr als 50 m beträgt, werden Pumpspeicherkraftwerke zu den Hochdruck-Wasserkraftanlagen gezählt.

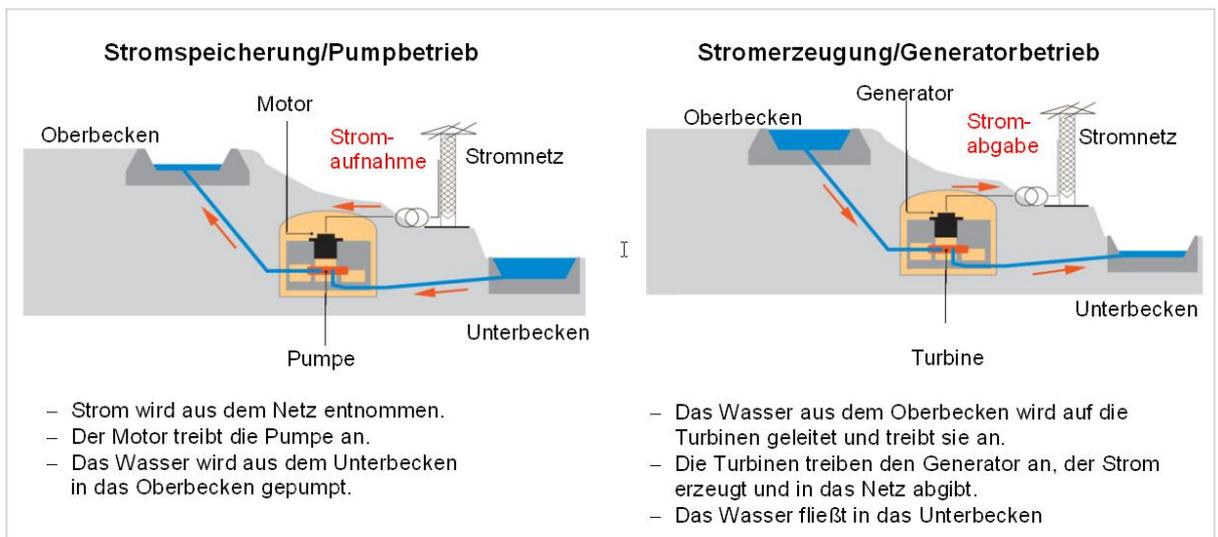


Abb. 6.1: Prinzipdarstellung – Funktionsweise PSKW<sup>69</sup>

Die Umwandlung der elektrischen Energie in potenzielle Energie und umgekehrt ist, wie jeder technische Energieumwandlungsprozess, verlustbehaftet (s. Abb. 6.2). In der Regel liegen die Wirkungsgrade ( $\eta$ ) der deutschen PSKW zwischen 60% und 80%<sup>70</sup>. Moderne Pumpspeicherkraftwerke besitzen meist einen Wirkungsgrad größer als 70%, wie z.B. das PSKW Goldisthal:  $\eta = 72,5\%$  oder das PSKW Atdorf (geplant):  $\eta = 75\%$ <sup>71</sup>.

<sup>68</sup> DENA 15.02.2010a

<sup>69</sup> DENA 15.02.2010a

<sup>70</sup> Giesecke et al. 2009

<sup>71</sup> Jehle 2011 und Giesecke et al. 2009

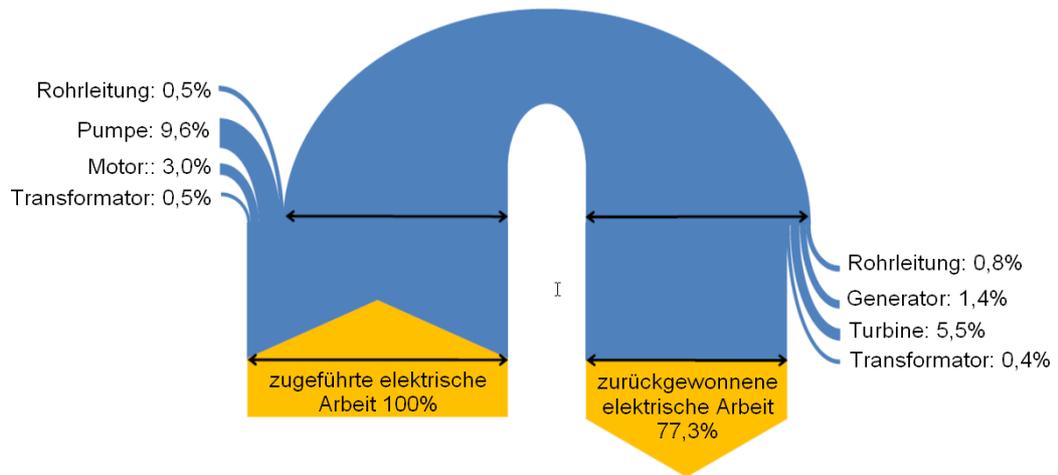


Abb. 6.2: Wirkungsgrade und Verluste einer Pumpspeichieranlage <sup>72</sup>

Die speicherbare Energiemenge eines Pumpspeicherkraftwerkes (auch Arbeitsvermögen genannt) berechnet sich wie folgt:

$$E = V \cdot \rho \cdot g \cdot \Delta h \cdot \eta_R$$

wobei

E	speicherbare Energiemenge	[J]
V	Speichervolumen	[m <sup>3</sup> ]
$\rho$	Dichte	[kg/m <sup>3</sup> ]
g	Erdbeschleunigung	[m/s <sup>2</sup> ]
$\Delta h$	nutzbare Fallhöhe	[m]
$\eta_R$	Wirkungsgrad (bei Rückverstromung)	[-]

Das Leistungsvermögen dementsprechend nach:

$$P = \dot{V} \cdot \rho \cdot g \cdot \Delta h \cdot \eta$$

wobei

$\dot{V}$	Volumenstrom	[m <sup>3</sup> /s]
-----------	--------------	---------------------

Beispiel:

Nach den oben aufgeführten Gleichungen ergeben sich für ein Pumpspeicherkraftwerk mit den Kennwerten:

$$V = 6 \text{ Mio. m}^3; \Delta h = 200 \text{ m}; \eta_R = 91,9\%; \rho = 1000 \text{ kg/m}^3; g = 9,81 \text{ m/s}^2$$

die folgende speicherbare Energiemenge:

$$E = 6 \cdot 10^6 \text{ m}^3 \cdot 1000 \text{ kg/m}^3 \cdot 9,81 \text{ m/s}^2 \cdot 200 \text{ m} \cdot 0,919$$

$$E = 1,08 \cdot 10^{13} \text{ J}$$

$$E = 3005,13 \text{ MWh} \approx 3 \text{ GWh}$$

Im Turbinenbetrieb könnte hierbei beispielsweise die folgende Leistung bereitgestellt werden (hier gewählt: 2 Turbinensätze à 80 m<sup>3</sup>/s Durchsatz):

$$P = 160 \text{ m}^3/\text{s} \cdot 1000 \text{ kg/m}^3 \cdot 9,81 \text{ m/s}^2 \cdot 200 \text{ m} \cdot 0,919$$

$$P = 288,49 \text{ MW}$$

<sup>72</sup> überschlägig nach Giesecke et al. 2009

Die Hauptbestandteile eines Kavernen-Pumpspeicherwerkes zeigt Abb. 6.3.

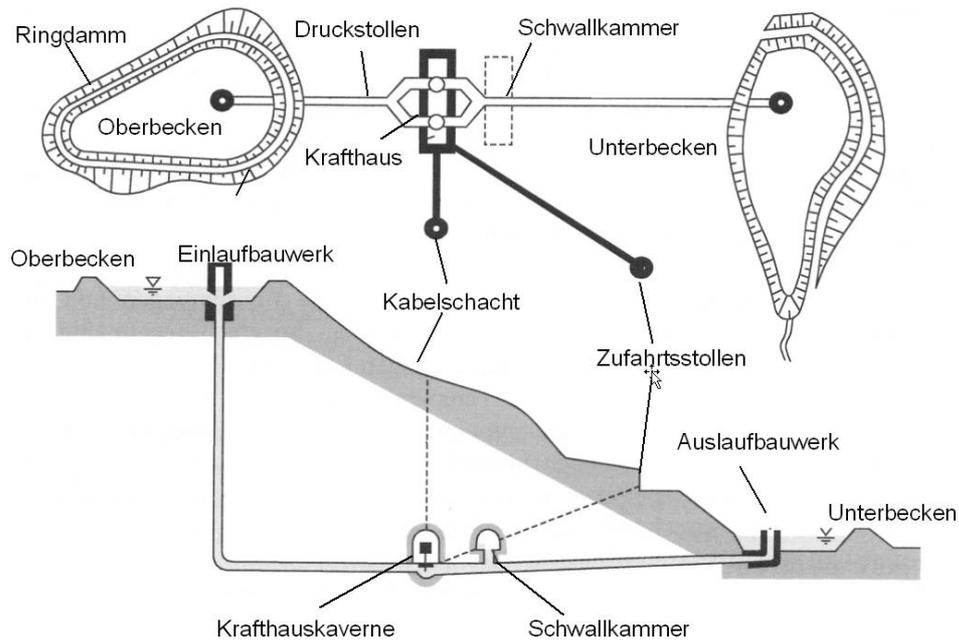


Abb. 6.3: Hauptelemente eine Kavernen-Pumpspeicheranlage <sup>73</sup>

## 6.2 Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken im Stromversorgungssystem

Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sind laut Energiewirtschaftsgesetz dazu verpflichtet, durch Vorhaltung von Primär-, Sekundär- und Minutenreserve für ein Gleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch im europäischen Verbundnetz (UCTE) Sorge zu tragen. Im Laufe der letzten Jahrzehnte erwiesen sich Pumpspeicherkraftwerke in diesem Kontext als ein nützliches Glied des elektrischen Versorgungssystems. Aufgrund der flexiblen Betriebsweise und einer hohen Regelbarkeit kann von Pumpspeicherkraftwerken ein breites Spektrum energiewirtschaftlicher Aufgaben übernommen werden <sup>74</sup>:

- Überführung von Schwachlastenergie in Spitzenlastenergie (Energieveredelung)
- Verwertung von Überschussstrom
- Unmittelbare Deckung von Spitzenbedarf
- Optimierung des Betriebs konventioneller Kraftwerke, durch Einschränkung ihres Einsatzes zur Leistungsregelung
- Bereitstellung von Reserveleistung
- Primärregelung (Momentanreserve)
- Sekundärregelung (Leistungs-Frequenz-Regelung)
- Phasenschieberbetrieb (Spannungsregulierung)

Ursprünglich wurden Pumpspeicherkraftwerke überwiegend zur Energieveredelung eingesetzt, d.h. in Schwachlastzeiten (beispielsweise in den Nachtstunden) konnte das Oberbecken mit Hilfe der Pumpen gefüllt und in Stark- bzw. Spitzenlastzeiten im Turbinenbetrieb Strom für die Spitzenlastdeckung bereitgestellt werden. Darüber hinaus

<sup>73</sup> Giesecke et al. 2009

<sup>74</sup> Giesecke et al. 2009 und Dipl.-Ing Brandau

eignen sich Pumpspeicherkraftwerke aufgrund ihrer Schwarzstartfähigkeit für die Reserve- bzw. Störungsreservebereitstellung<sup>75</sup>.

In den letzten Jahren hat sich die Aufgabenstellung der Pumpspeicherkraftwerke gewandelt. Insbesondere durch die fluktuierende Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien rücken immer mehr andersartiger Energiedienstleistungen, wie beispielsweise die Sekundärregelung, die Leistungsfrequenzhaltung oder der Phasenschieberbetrieb in den Vordergrund<sup>76</sup>. Im Folgenden sind die wichtigsten dieser Systemdienstleistungen genauer beschrieben.

### 6.2.1 Frequenzhaltung und Regelenergiebereitstellung

Für einen sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes ist eine gleichbleibende Netzfrequenz notwendig. Weicht die Netzfrequenz weit von der Sollfrequenz (50 Hz) ab, kann diese beispielsweise zu Schutzabschaltungen verschiedener Erzeugungseinheiten führen, die im Extremfall den Lastabwurf einzelner Netzregionen zur Folge haben können. Die Frequenzhaltung ist daher eine der wichtigsten Aufgaben der ÜNB im Rahmen der Gewährleistung der Versorgungssicherheit.

Abweichungen der tatsächlichen Frequenz von der Sollfrequenz entstehen sobald Stromerzeugung und Netzlast nicht übereinstimmen. Grund dafür sind sowohl Ungleichmäßigkeiten auf der Last- als auch auf der Erzeugungsseite. So ist beispielsweise das Verbraucherverhalten auf der Lastseite nicht zu 100% prognostizierbar und schwankt ständig um einen Planwert. Auf der Erzeugungsseite verursacht insbesondere die fluktuierende Einspeisung aus erneuerbaren Energien eine Abweichung von der Sollsituation, so dass die Regelung der Frequenz ein ständig andauernder Prozess ist. Übersteigt die Stromerzeugung die momentane Last, steigt die Netzfrequenz über den Sollwert an. Im umgekehrten Fall sinkt sie entsprechend ab<sup>77</sup>.

Für den Ausgleich dieses Ungleichgewichtes wird positive und negative Regelenergie benötigt, die im Bedarfsfall abgerufen und ins Übertragungsnetz eingespeist werden kann. Anhand des zeitlichen Rahmens des Einsatzes der Regelenergie werden drei unterschiedliche Regelenergiearten unterschieden (Abb. 6.4) und wie folgt definiert<sup>78</sup>:

- **Primärregelung:** Bereitstellung nach dem Solidaritätsprinzip durch alle im UCTE-Gebiet synchron verbundenen ÜNB; automatische vollständige Aktivierung innerhalb von 30 sec; abzudeckender Zeitraum pro Störung:  $0 < t < 15$  min (roter Bereich in Abb. 6.4)
- **Sekundärregelung:** energetischer Ausgleich der Regelzone und Frequenzregelung; unmittelbare automatische Aktivierung durch den betroffenen ÜNB; vollständige Erbringung innerhalb von maximal 5 min; abzudeckender Zeitraum pro Störung:  $30 \text{ s} < t < 60$  min (oranger Bereich in Abb. 6.4)
- **Minutenregelung:** Abruf durch den ÜNB; vollständige Aktivierung binnen 15 Minuten ab Abruf; abzudeckender Zeitraum pro Störung  $t > 15$  min bis 4 Viertelstunden bzw. bis zu mehreren Stunden bei mehreren Störungen (gelber Bereich in Abb. 6.4)

---

<sup>75</sup> Giesecke et al. 2009 und Dipl.-Ing Brandau

<sup>76</sup> DENA 15.02.2010b und Giesecke et al. 2009

<sup>77</sup> DENA 15.02.2010b und Giesecke et al. 2009

<sup>78</sup> DENA 15.02.2010b und Giesecke et al. 2009

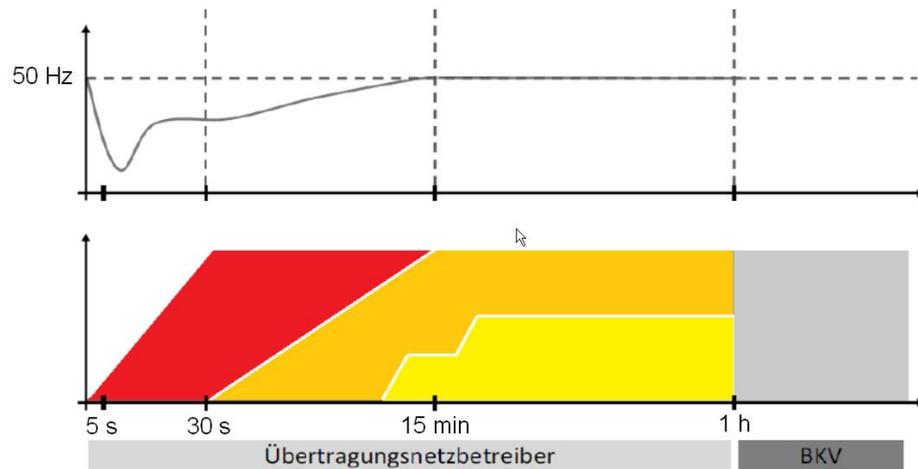


Abb. 6.4: Zeitlicher Ablauf des Einsatzes der verschiedenen Regellenergiearten <sup>79</sup>

Durch ihre hohe Regelbarkeit können Pumpspeicherkraftwerke alle drei Regelleistungsarten zur Verfügung stellen. Im Turbinenbetrieb wird die Maschinenleistung entsprechend den Netzbedürfnissen automatisch geregelt. Befinden sich während eines Lastanstieges (Frequenzabfall) die Pumpen am Netz, werden diese über ein Frequenzrelais automatisch vom Netz getrennt und die Anlage in den Turbinenbetrieb überführt.

## 6.2.2 Blindleistungsregelung und Phasenschieberbetrieb

Der Spannungswert im elektrischen Versorgungsnetz wird nicht allein durch die Wirkleistung, sondern darüber hinaus durch Blindleistungseinspeisung bzw. -entnahme beeinflusst. Der ÜNB muss für einen ausgeglichenen Haushalt an Blindleistung und Wirkleistung sorgen, so dass die Spannung innerhalb eines gewissen Toleranzbandes liegt. Die von einem Erzeuger eingespeiste Gesamtleistung wird Scheinleistung genannt und setzt sich aus Wirkleistung und Blindleistung zusammen. Die jeweiligen Leistungsanteile werden mit Hilfe des Leistungsfaktors  $\cos \varphi$  beschrieben. Ein Leistungsfaktor von 1 bedeutet, dass der Erzeuger nur Wirkleistung abgibt, während ein Erzeuger mit einem Leistungsfaktor von 0 nur Blindleistung produziert. Da Energienetze meist mehr durch induktive als durch kapazitive Verbraucher belastet werden, müssen die Generatoren mit einem Leistungsfaktor kleiner 1 betrieben werden und Blindleistung ins Netz einspeisen.

Da Pumpspeicherkraftwerke meist über Synchrongeneratoren an das Netz gekoppelt sind, lässt sich der Leistungsfaktor bzw. die Blindleistungseinspeisung flexibel regeln. Über die Einstellung des Erregerstromes kann die Synchronmaschine als induktiver Verbraucher (Blindleistung wird aus dem Netz bezogen) oder als kapazitiver Verbraucher (Blindleistung wird ins Netz eingespeist) betrieben werden (s. V-Kurve in Abb. 6.5). Der Übergang von einem Betriebszustand in den anderen ist dabei gleitend möglich. Die Besonderheit der Pumpspeicherkraftwerke besteht darin, dass diese Blindleistung einspeisen kann ohne gleichzeitig Wirkleistung zu produzieren. Bei thermischen Kraftwerken ist dies durch die Mindestwirkleistungseinspeisung als Folge des Mindestdampfstromes nicht möglich. Im Phasenschieberbetrieb wird der Generator eines Pumpspeicherkraftwerkes im Leerlauf betrieben und zur Regelung der Blindleistung eingesetzt. <sup>80</sup>

<sup>79</sup> DENA 15.02.2010b

<sup>80</sup> DENA 15.02.2010b und Giesecke et al. 2009

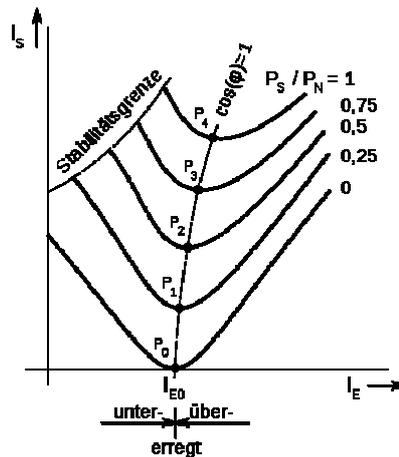


Abb. 6.5: Leistungsfaktor bei Unter- und Übererregung

Der Transport von Blindleistung bedeutet eine zusätzliche Belastung für die Stromleitungen und reduziert die verfügbare Leistungskapazität. Die Blindleistung sollte daher regional verteilt und nahe den Blindleistungsverbrauchern erzeugt werden. Ein gutes Blindleistungsmanagement kann die Stromübertragungsverluste minimieren bzw. die maximale Wirkleistungsübertragung des Netzes erhöhen. Voraussetzung hierfür ist die Verfügbarkeit von regelbarer Blindleistung und eine günstige Verteilung im Übertragungsnetz<sup>81</sup>.

### 6.2.3 Schwarzstartfähigkeit

Infolge von Groß-Störungen im Energieversorgungssystem kann es zum vollständigen Zusammenbruch des Versorgungsnetzes in überregionaler Größenordnung kommen. Um dieses wieder aufzubauen, werden Stromerzeuger benötigt, mit deren Hilfe das Versorgungsnetz wieder in Betrieb genommen werden kann. Bei einem Zusammenbruch des Energieversorgungsnetzes sind die Kraftwerke vom Netz getrennt und ohne die externe Energieversorgung nicht in der Lage, ihren Eigenbedarf zum Kraftwerksbetrieb zu decken. Einige ausgewählte Kraftwerke zeichnen sich dadurch aus, dass sie ohne jegliche externe Energieversorgung die Energieerzeugung aus dem Stillstand heraus aufnehmen können. Diese Eigenschaft der Kraftwerke wird als Schwarzstartfähigkeit bezeichnet. Ausgehend von diesen Kraftwerken kann die Stromversorgung wieder aufgebaut werden.

In Deutschland werden zu diesem Zweck Gas- und Druckluftkraftwerke sowie Pumpspeicherkraftwerke eingesetzt. Gas- und Druckluftkraftwerke eignen sich für den Schwarzstart aufgrund ihres geringen Eigenbedarfs bei einem Kraftwerksstart. Dieser Eigenbedarf kann mit Hilfe von kraftstoff-betriebenen Generatoren zur Verfügung gestellt und das Kraftwerk in Betrieb genommen werden. Da Pumpspeicherkraftwerke keine externe Energie für den Anlagenstart benötigen, weisen sie eine noch höhere Schwarzstart-Sicherheit auf.

Da sich die Last gerade in der Anfangsphase des Netzaufbaus nur schlecht prognostizieren lässt und die Lastschwankungen erst mit zunehmender Größe wieder ausgeglichen werden, steht neben der Fähigkeit den Kraftwerksbetrieb ohne externe Energieversorgung aufzunehmen, vor allem die flexible Regelbarkeit der schwarzstartfähigen Kraftwerke im Vordergrund<sup>82</sup>.

### 6.2.4 Anlagenbestand in Deutschland

Wie in Abschnitt 6.1 beschrieben sind für den wirtschaftlichen Betrieb eines Pumpspeicherkraftwerkes eine möglichst große Höhendifferenz zwischen Ober- und Unterbecken sowie

<sup>81</sup> DENA 15.02.2010b und Giesecke et al. 2009

<sup>82</sup> DENA 15.02.2010b

große Speichervolumina notwendig. Pumpspeicherkraftwerke werden aus diesem Grund lediglich an ausgewählten Standorten errichtet.

Die geographische Verteilung der PSKW-Anlagen in Deutschland (2009;  $P > 20$  MW) ist in Abb. 6.6 dargestellt. Deutlich wird, dass aufgrund der notwendigen topographischen Standort-eigenschaften Pumpspeicherkraftwerke insbesondere in Süd- und Mitteldeutschland zu finden sind. Mit einer installierten Leistung von 6600 MW stellen die Pumpspeicherkraftwerke derzeit ca. 95% der zur Verfügung stehenden Leistung großer netzgekoppelter Elektro-energiespeicher dar<sup>83</sup>.

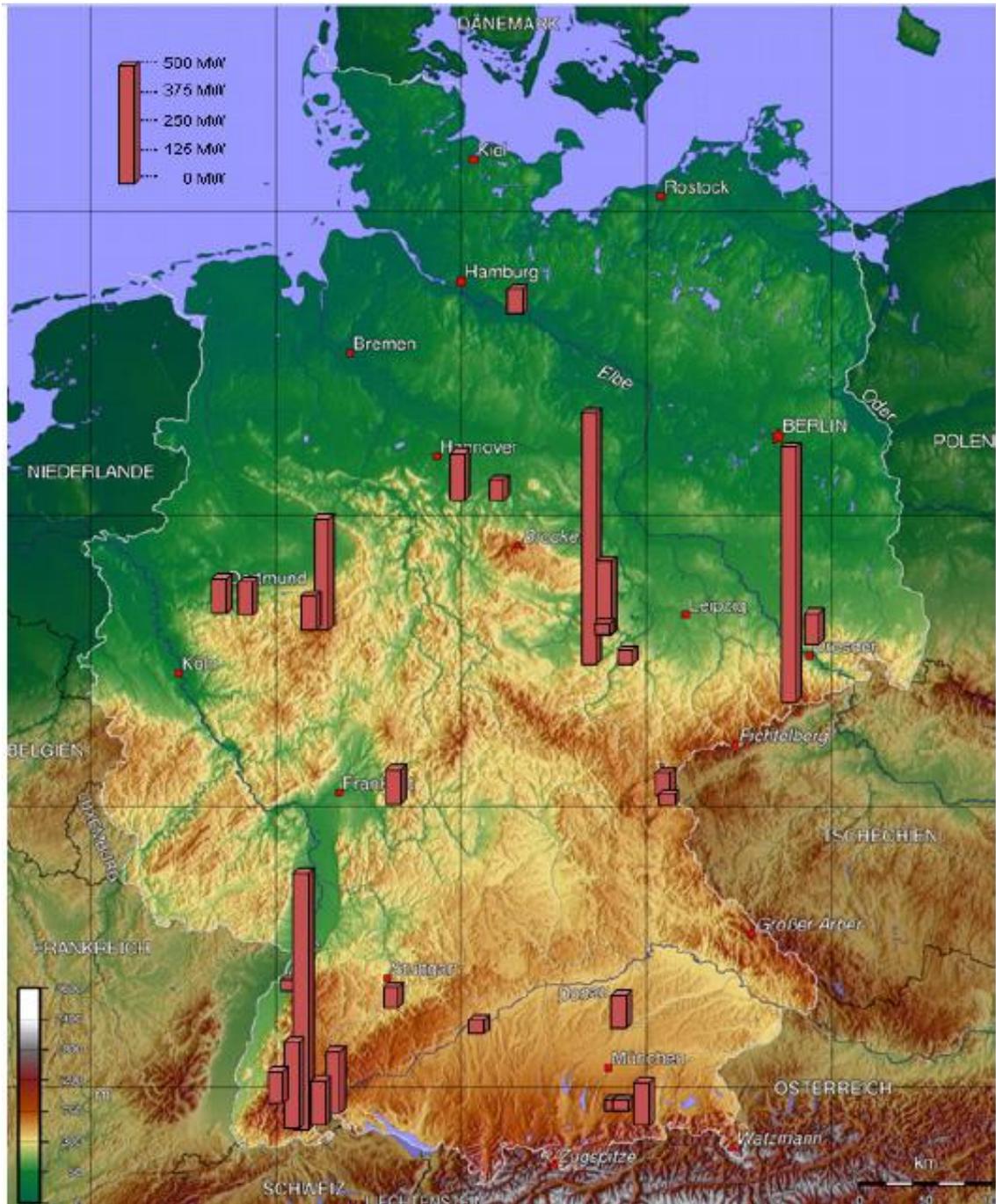


Abb. 6.6: Geographische Verteilung von PSKW in Deutschland<sup>84</sup>

<sup>83</sup> DENA 15.02.2010b und Giesecke et al. 2009

<sup>84</sup> DENA 15.02.2010b

Derzeit sind zahlreiche Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland in Planung. Dadurch wird es in den nächsten 10 Jahren voraussichtlich zu einem Zubau in der Größenordnung von 2.000 bis 4.000 MW kommen.

### **6.3 Bedeutung von Pumpspeicherkraftwerken im zukünftigen Stromversorgungssystem mit hohem Anteil von regenerativen Energieträgern**

Pumpspeicherkraftwerke sind in der Lage verschiedene Systemdienstleistungen zu erbringen und tragen somit zur Stabilität der deutschen Übertragungsnetze bei. Welche Bedeutung die Bereitstellung von Leistungsreserven, Regelenergie und Blindleistung sowie die „Schwarzstartfähigkeit“ der PSKW für das Energiesystem besitzen, wurde bereits unter 6.2 erläutert. Im Folgenden werden die besonderen Eigenschaften der PSKW erläutert, die sie in einem zukünftigen System mit einem hohen Anteil an erneuerbarer Energien einnehmen können. Ferner wird die Entwicklung und die mögliche Rolle von Pumpspeicherkraftwerken in der europäischen Stromversorgung beleuchtet.

#### **6.3.1 Lastglättung und der resultierende Kosteneffekt**

Unter Lastglättung wird der Ausgleich der im Tages- bzw. Jahresverlauf variierenden Last verstanden. Ziel ist es, die maximal auftretende Last zu reduzieren, so dass die erforderliche gesicherte Kraftwerksleistung (erneuerbare und konventionelle Stromerzeugungsanlagen) zur Deckung der Jahreshöchstlast geringer ausfallen kann. Des Weiteren wird durch die Lastglättung eine kostengünstige Auslastung der Grundlastkraftwerke erzielt und der Einsatz teurer Spitzenlastkraftwerke verringert. Die Glättung der Last kann beispielsweise erfolgen, indem zu Schwachlastzeiten Strom gespeichert (z.B. Pumpbetrieb in PSKW) und zu Starklastzeiten Strom ausgespeichert wird (Turbinenbetrieb). Durch die vorrangige Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen gelten die oben genannten Vorteile lediglich dann, wenn die residuale Last (Last abzüglich Stromerzeugung durch erneuerbare Energien) möglichst gleichmäßig ist.

Durch sich verändernde Last und Erzeugung im Tagesverlauf verändert sich Angebot und Nachfrage von Erzeugungskapazitäten. Diese Veränderung von Angebot und Nachfrage nehmen entsprechenden Einfluss auf die Strompreisbildung im Tagesverlauf. Werden Pumpspeicherkraftwerke marktgesteuert eingesetzt, wird Strom in Zeiten mit niedrigen Preisen eingespeichert und in Zeiten mit hohen Preisen ausgespeichert. Auf diese Weise kann trotz der Wirkungsgradverluste über die Preisdifferenz ein positives betriebswirtschaftliches Ergebnis erwirtschaftet werden. Da der Tagesverlauf der Preisbildung mit dem Verlauf der residualen Last<sup>85</sup> einhergeht, ergeben sich bei dieser Einsatzweise von Pumpspeicherkraftwerken die gleichen Vorteile wie bei der Lastglättung<sup>86</sup>.

Im Allgemeinen werden in der Region Trier positive Kosteneffekte durch den Betrieb eines Pumpspeicherkraftwerkes erwartet, insbesondere durch die Einspeicherung von Strom zu Zeiten des Überangebotes von Wind und PV und durch Ausspeicherung zur Deckung des regionalen Bedarfs aus dem PSKW zu Zeiten in denen der Verbrauch in der Region die Erzeugung übersteigt.

---

<sup>85</sup> Der Begriff Residuallast (lat. residuum „Rest“) bezeichnet die in einem Elektrizitätsnetz nachgefragte Leistung (Last) abzüglich der fluktuierenden Einspeisung von nicht steuerbaren Kraftwerken wie z.B. Windkraft. Sie stellt also die Restnachfrage dar, welche von regelbaren Kraftwerken gedeckt werden muss.

<sup>86</sup> DENA 15.02.2010b

Es wird erwartet, dass hierdurch die Kosten des zuständigen ÜNB (Übertragungsnetzbetreibers) in der Region Trier für den Zukauf von Regelenergie, insbesondere von Sekundär- und Minutenregelleistung reduziert werden kann.

Zusätzlich wird langfristig durch eine weitgehende Eigenerzeugung in der Region, einschließlich der Speicherung in dem Pumpspeicherkraftwerk, der Zukauf von Strom zur Bedarfsdeckung immer weniger relevant und damit eine weitgehende Unabhängigkeit der Region Trier erreicht.

### **6.3.2 Integration fluktuierender Stromeinspeisung aus regenerativer Stromerzeugung**

Das historisch gewachsene Stromübertragungsnetz in Deutschland ist für einen Stromfluss von der Höchstspannungsebene aus in die niedrigeren Spannungsebenen bis hin zum Verbraucher konzipiert. Kehrt sich diese Flussrichtung um (Einspeisung vom Verteilnetz in das Höchstspannungsnetz), spricht man von einer Lastflussumkehrung oder auch „Rückspeisung“<sup>87</sup>.

In den letzten Jahren sind entsprechende Situationen vermehrt aufgetreten. Beispielsweise kann während Starkwind-Schwachlastzeiten die lokal eingespeiste Windenergie die Last überschreiten. Dabei wird der dezentral erzeugte Strom in die Hoch- bzw. Höchstspannungsebene rückgespeist. Für diese Betriebsweise ist die Netzinfrastuktur derzeit nicht ausgelegt und nur bedingt für die Aufnahme und Weitergabe großer Windenergiemengen geeignet. Kann die erzeugte Leistung nicht übertragen werden, muss mittels Einspeisemanagement geeignete Maßnahmen ergriffen werden. In diesem Fall bedeutet dies derzeit die Abschaltung der Windenergieanlagen. Auch aus der Photovoltaik sind im Bereich der Niederspannungsnetze ähnliche Effekte bekannt.

In Zukunft ist mit derartigen Situationen aufgrund des vermehrten Ausbaus von Windenergie- und Photovoltaikanlagen des Öfteren zu rechnen. Um diese Lastsituation handhaben zu können und die Einspeisung des Stroms aus erneuerbaren Energiequellen zu garantieren, ist einerseits der Ausbau der Netzinfrastuktur und andererseits der Ausbau von geeigneten Speichern auf der 110 kV-Netzebene notwendig..

### **6.3.3 Bedeutung im europäischen Kontext**

Der Anteil der erneuerbaren Energien an der europäischen Stromversorgung wird zukünftig deutlich zunehmen (s. Kap. 2.1.1). Durch die verstärkte Stromerzeugung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen wird eine dementsprechend stärkere Abweichung von Last und Erzeugung erwartet.

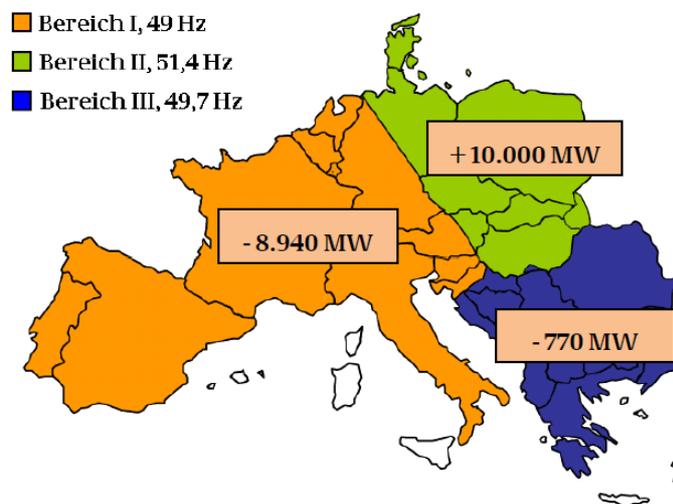
Wie in Kapitel 6.2.1 beschrieben, muss für einen sicheren Betrieb des Versorgungssystems die Netzlast mit der Erzeugungsleistung übereinstimmen. Um die notwendige Flexibilität des europäischen Verbundsystems zu erreichen, sind Forschungsprojekte, politische Initiativen und Netzausbauprojekte im Gange. Beispielsweise wird durch den Ausbau transnationaler Stromtrassen ein europaweiter Stromhandel ermöglicht. So beziehen deutsche Übertragungsnetzbetreiber Systemdienstleistungen aus dem luxemburgischen PSKW Vianden oder von österreichischen PSKW. Darüber hinaus sollen durch die Verlegung der Stromleitungen „NorNed“ und „NorGer“ die Verschiebung von Überschussstrommengen zu Starkwind-Schwachlastzeiten zwischen dem europäischen Festland und den skandinavischen Staaten ermöglicht werden, so dass der Überschussstrom in den dort noch zu errichtenden Pumpspeicherkraftwerken gespeichert werden kann.

---

<sup>87</sup> DENA 15.02.2010b

Der Betrieb der Stromübertragungsnetze in Europa verläuft nicht völlig störungsfrei. Den schlimmsten Störfall stellt der Ausfall der Stromversorgung dar. Die Auswirkungen eines solchen Ereignisses behindern das öffentliche Leben massiv und haben hohe volkswirtschaftliche Kosten zur Folge. Die ÜNB sind dazu verpflichtet in solchen Fällen Maßnahmenkataloge und Notfallpläne bereitzuhalten. Darin muss die Zusammenarbeit mit benachbarten ÜNB sowie die Bereithaltung schwarzstartfähiger Kraftwerke festgehalten werden .

Am 04.11.2006 ereignete sich ausgehend von Deutschland eine Großstörung im UCTE-Verbundnetz. Die Großstörung wurde „durch ineffiziente Koordination der ÜNB (insbesondere durch die kurzfristige Verschiebung der Trassenabschaltung Conneforde-Diele), die hohe Vorbelastung des Netzes hervorgerufen durch internationalen Stromhandel und hohe Windeinspeisung und die Missachtung durch E.ON-Netz, dass im Umspannwerk Wehrendorf eine zum Umspannwerk Landesbergen abweichende Grenzbelastung vorgegeben war, ausgelöst [...]“<sup>88</sup> und führte dazu, dass aufgrund von kaskadenartigen Abschaltungen das UCTE-Verbundsystem in drei Abschnitte (s. Abb. 6.7) getrennt wurde.



**Abb. 6.7: Über- bzw. Unterversorgung der drei Teilnetze im Rahmen der UCTE Großstörung direkt nach der Trennung in die drei Teilnetze und daraus resultierende Frequenzabweichungen**<sup>89</sup>

Im westlichen Teilnetz fiel die Frequenz innerhalb weniger Sekunden nach dem Zerfall des Verbundsystems unter 49 Hz ab. Ursache hierfür waren die wegfallenden Windstromimporte aus dem östlichen Teilnetz und die daraus resultierende Abtrennung von 60% der Windkraftanlagen sowie 30% der KWK-Anlagen. Insgesamt gingen 9.000 MW Generatorleistung auf Grund des Frequenzabfalls vom Netz. Gemäß UCTE-Regelwerk wurden im deutschen Abschnitt des westlichen Teilnetzes 3.225 MW Last abgeworfen (20% dieses Lastabwurfes entstanden durch PSKW Abschaltungen) und die zur Verfügung stehende Regelleistung aktiviert, um die Netzfrequenz schrittweise zu stabilisieren.

Durch den Zerfall des UCTE-Verbundnetzes entstand im östlichen Teilnetz eine enorme Überproduktion von 10.000 MW, die einen Anstieg der Netzfrequenz auf 51,4 Hz zur Folge hatte. Aufgrund der bereits zuvor gedrosselten Kraftwerke standen lediglich 700 MW Primärregelleistung zur Verfügung. Aufgrund des enormen Frequenzanstieges schalteten sich 6.200 MW Windkraftanlagen automatisch ab und die Netzfrequenz senkte sich auf 50,3 Hz ab. Daraufhin schalteten sich einige Windenergieanlagen wieder zu und die Netzfrequenz stieg erneut an. Erst durch weitere Drosselung und Abschaltung konventioneller Kraftwerke

<sup>88</sup> DENA 15.02.2010b

<sup>89</sup> DENA 15.02.2010b

sowie der Erhöhung der Pumpleistung von Pumpspeicherkraftwerken auf 1.900 MW konnte die Netzfrequenz wieder stabilisiert werden<sup>90</sup>.

Die Großstörung im UCTE-Verbundnetz unterstreicht die Bedeutung von PSKW für die Versorgungssicherheit. Sowohl durch Abwurf von Pumplast, als auch durch die Aktivierung von Regelenergie konnten sie sich an der Behebung der Störung wesentlich beteiligen.

Abschließend kann festgehalten werden, dass Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland aufgrund der Bereitstellung verschiedener Systemdienstleistungen einen sehr wichtigen Bestandteil des Stromversorgungssystems darstellen und zur Stabilität der Übertragungsnetze beitragen. Insbesondere eignen sich PSKW aufgrund ihrer schnellen und flexiblen Regelbarkeit zur Bereitstellung von Regelenergie. Sie besitzen bei markgesteuerter Fahrweise einen lastglättenden und preissenkenden Effekt und können darüber hinaus auf Grund ihrer Schwarzstartfähigkeit im Krisenfall für den Netzwiederaufbau verwendet werden.

---

<sup>90</sup> DENA 15.02.2010b

## 7 Alternative Möglichkeiten der Stromspeicherung

In diesem Kapitel erfolgen die Bewertung und der Vergleich verschiedener Stromspeichertechnologien, deren Art der Speicherung nach Abb. 7.1 eingeteilt werden kann.

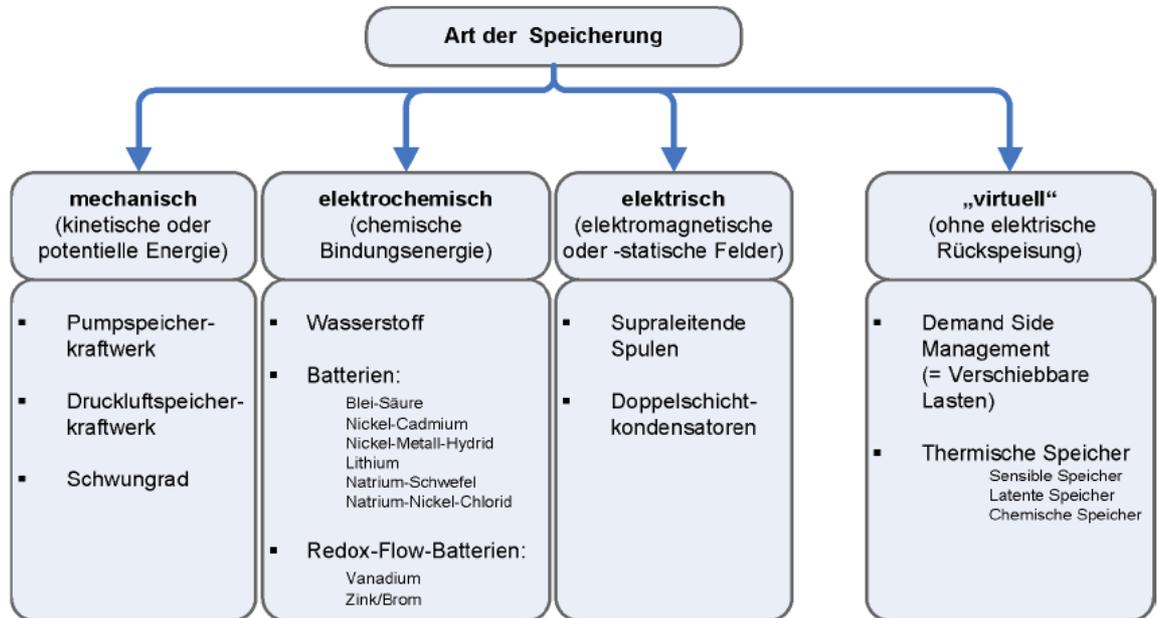


Abb. 7.1: Möglichkeiten der Speicherung elektrischer Energie <sup>91</sup>

Neben der Einteilung der möglichen Art der Speicherung von elektrischer Energie werden die verschiedenen Technologien zusätzlich in Kurz- und Langzeitspeicher unterteilt, wie die Abb. 7.2 zeigt.

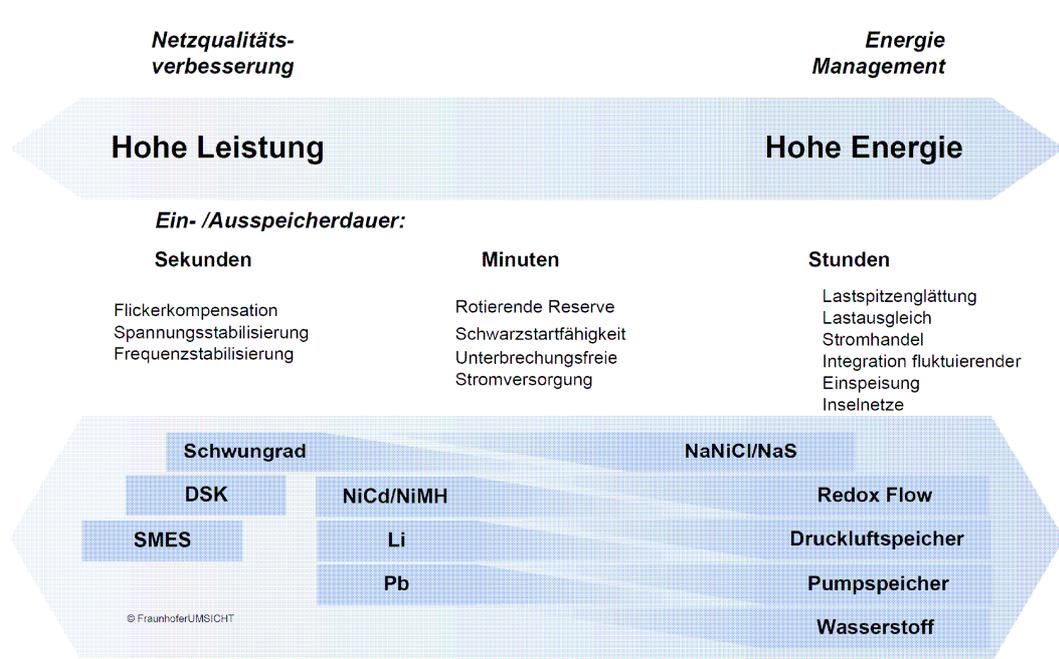


Abb. 7.2: Einteilung von elektrischen und elektro-chemischen Energiespeichern <sup>92</sup>

<sup>91</sup> Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung 2010

<sup>92</sup> Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung 2010

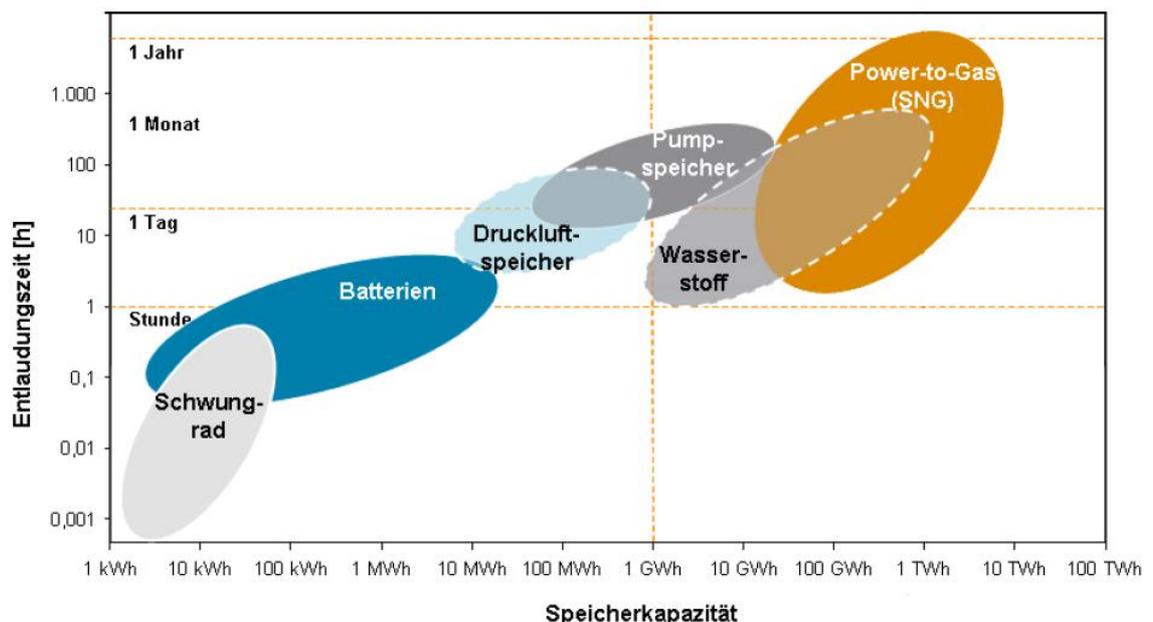
Bedeutung der Abkürzungen aus Abb. 7.2:

- DSK: Doppelschicht Kondensator
- SMES: Supraleitende<sup>93</sup> magnetische Energiespeicher
- NiCd: Nickel – Cadmium (Akkumulator)
- NiMH: Nickel – Metallhydrid (Akkumulator)
- Li: Lithium (Akkumulator)
- Pb: Blei (Akkumulator)
- NaNiCl: Natrium – Nickelchlorid (Akkumulator)
- NaS: Natrium – Schwefel (Akkumulator)

Aus Abb. 7.2 ist zu erkennen, dass Kurzzeitspeicher dazu dienen, um in einer kurzen Zeitspanne eine hohe Leistung bereitzustellen. Sie tragen hierdurch zur Verbesserung der Netzqualität des Versorgungsnetzes bei. Ihr Lade- bzw. Entladedauer beträgt zwischen einigen Sekunden und einigen Minuten.

Langzeitspeicher hingegen stellen den Bedarf an hoher Energiemenge sicher. Hierdurch eignen sich diese Technologien für das Energiemanagement. Die Lade – bzw. Entladedauer beträgt bei diesen Speichern mehrere Minuten bis zu einigen Stunden.

In Abb. 7.3 werden zur Erläuterung die möglichen Kapazitäten sowie die Entladungszeit der einzelnen Speicherarten aufgezeigt. Hierdurch werden der Verwendungszweck und die mögliche Speicherdauer der einzelnen Speicherarten ersichtlich.



**Abb. 7.3: Speicherkapazitäten und Reichweite/Speicherzeit verschiedener Speicherarten<sup>94</sup>**

Aus der Abb. 7.3 ist ebenfalls ersichtlich, dass es mit neuen Speichertechnologien wie z. B. dem Wasserstoff und dem synthetischen Erdgas (SNG) theoretisch möglich ist, große Energiemengen über Monate zu speichern, und somit saisonale Schwankungen ausgleichen zu können.

Im Folgenden werden nur diejenigen Speichertechnologien näher untersucht und miteinander verglichen, die als Alternative bzw. als Ergänzung zu dem geplanten Pumpspeicherkraftwerk eingesetzt werden können. Hierzu zählen im Wesentlichen die Speicherung von Druckluft, Wasserstoff und das synthetische Erdgas (SNG), eine Weiterverarbeitung des Wasserstoffes

<sup>93</sup> Supraleitend: physikalisch verlustfrei. Dies bedeutet, dass der elektrische Widerstand des verwendeten Werkstoffes gleich null ist. Hierfür müssen Temperaturen bis zu -268°C erreicht werden

<sup>94</sup> Dr.-Ing. Sterner, Dr. Specht 3.02.11

zu einer höherwertigen Kohlenwasserstoff-Verbindung. Als elektrochemische Energiespeicher kommen hierfür nur die Redox-Flow-Batterien in Frage. Als Ergänzung zu den Stromspeichern wird das Lastmanagement sowie der Zusammenschluss von einzelnen erneuerbaren Stromerzeugern und einem Stromspeichern zu einem virtuellen Kraftwerk bzw. zu einem "regenerativen" Kombikraftwerk betrachtet<sup>95</sup>.

Zunächst wird jeweils die Wirkungsweise sowie der Einsatzzweck der betrachteten Speichertechnologien beschrieben, anschließend wird kurz der heutige Stand der Technik erläutert sowie mit Hilfe der Darstellung von Demonstrationsprojekten bzw. Pilotprojekten der Stand von Forschung und Entwicklung aufgezeigt. Hieraus erfolgt abschließend eine Bewertung der jeweiligen Speichertechnologie in Bezug auf eine mögliche Einbindung in die Region Trier.

## 7.1 Druckluftspeicher

### 7.1.1 Funktionsweise und Einsatzzweck eines Druckluftspeicherkraftwerks

Das Druckluftspeicherkraftwerk, oder auch CAES-Kraftwerk (Compressed Air Energy Storage) genannt, nutzt die Kompressibilität von Luft um elektrische Energie in Form von potenzieller Energie (Druckenergie) zu speichern. Der einzuspeichernde Strom, aus z. B. Windkraftanlagen (WKA), wird dazu genutzt, um über den Antrieb von Kompressoren ein Luftreservoir auf ein erhöhtes Druckniveau zu bringen. Für das Luftreservoir müssen große Speichervolumina zur Verfügung stehen, die z. B. durch ausgediente Salzkavernen bereitgestellt werden können. Die Ausspeicherung der komprimierten Luft erfolgt über die Entspannung in einer Turbine, mit Hilfe derer ein Generator angetrieben und elektrischer Strom erzeugt wird.

Bei der kommerziellen Ausführung diabater<sup>96</sup> Druckluftspeicherkraftwerke muss die Kompressionswärme über Luftkühlung abgeführt und die bei der Luftexpansion benötigte Wärme wird über eine externe Wärmequelle, wie z. B. über eine Gasfeuerung, bereitgestellt werden. Dieser Vorgang ist in der Abb. 7.4 als Prinzipskizze dargestellt.

---

<sup>95</sup> Ein virtuelles Kraftwerk, das nur aus regenerativen Stromerzeugern besteht., vgl. Agentur für Erneuerbare Energien

<sup>96</sup> diabat: In der Thermodynamik verwendeter Begriff für den Wärmeaustausch eines thermodynamischen Prozesses mit der Umgebung

## Diabate Druckluftspeichertechnik

- Einfacher Aufbau, erprobte Komponenten
- Betriebserfahrung seit 1978
- Zuverlässigkeit mit Gasturbine vergleichbar
- Hybridbetrieb
- Wirkungsgradbeschränkung

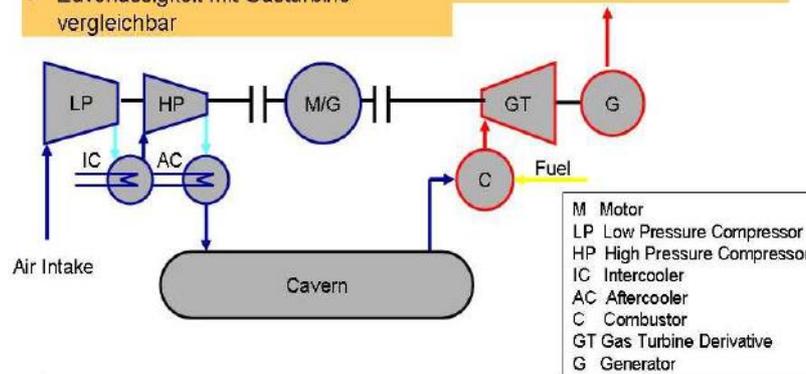


Abb. 7.4: Prinzipskizze eines diabaten Druckluftspeicherkraftwerks<sup>97</sup>

Im Gegensatz zu dem diabaten Druckluftspeicherkraftwerk, bei dem Kompressionsabwärme nicht genutzt wird, wird bei dem adiabaten<sup>98</sup> Druckluftspeicherkraftwerk (ACAES - Kraftwerk) die abgeführte Wärme bei der Kompression in einem Wärmespeicher zwischengespeichert. Diese Wärme steht für die spätere Wärmezufuhr bei der Entspannung zur Verfügung und es kann somit auf eine Zusatzbefeuerung verzichtet werden. In diesem Fall muss aber zusätzlich zu dem Druckluftspeicher ein Wärmespeicher bereitgestellt werden, wie aus Abb. 7.5 zu erkennen ist.<sup>99</sup>

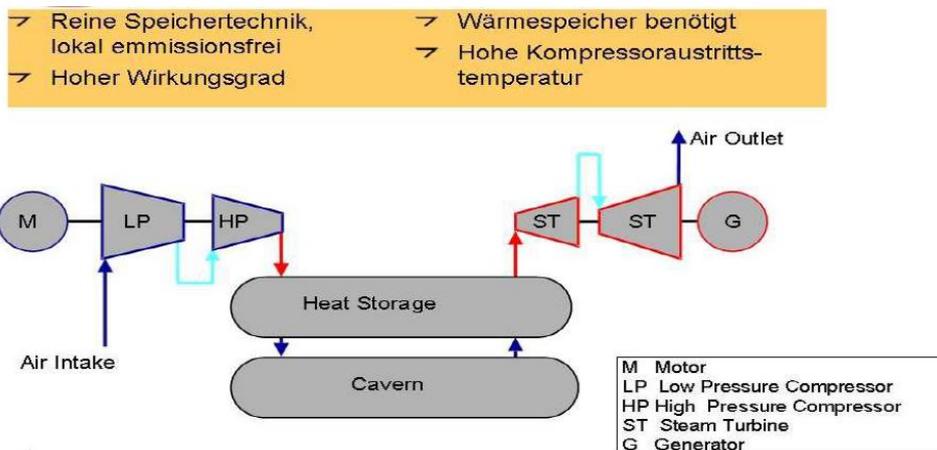


Abb. 7.5: Prinzipskizze eines adiabaten Druckluftspeicherkraftwerks<sup>100</sup>

Der Leistungsbereich und die Betriebscharakteristik von Druckluftspeicherkraftwerke sind Pumpspeicherkraftwerken sehr ähnlich sind. Sie können ebenfalls zur Bereitstellung von Spitzenlaststrom und zur Speicherung von elektrischer Überschussenergie aus erneuerbaren Energiequellen eingesetzt werden. Durch ihre schnelle Reaktionszeit können sie positive bzw. negative Regelenergie bereitstellen und somit am Minutenreservemarkt teilnehmen. Sie sind schwarzstartfähig (s. Kap. 6.2.3) und können zur Verbesserung der Netzqualität ebenfalls

<sup>97</sup> Energietechnische Gesellschaft im VDE 2009

<sup>98</sup> adiabatisch: In der Thermodynamik verwendeter Begriff für einen wärmeverlustfreien Prozess. Es findet kein Wärmeaustausch mit der Umgebung statt.

<sup>99</sup> Energietechnische Gesellschaft im VDE 2009

<sup>100</sup> Energietechnische Gesellschaft im VDE 2009

Blindleistung bereitstellen. Durch die höheren Investitionskosten im Vergleich zu PSKW und wegen des möglichen Druckverlustes eignen sich die Druckluftspeicherkraftwerke nicht für längerfristige Speicherung. Sie werden wie Pumpspeicherkraftwerke für den Spitzen- und Tagesausgleich eingesetzt.<sup>101</sup>

### 7.1.2 Stand der Technik und zukünftiger Ausblick

Die diabaten Druckluftspeicherkraftwerke sind heutiger Stand der Technik. Es sind weltweit zwei CAES-Kraftwerke in Betrieb, wovon eines sich in Deutschland, in Huntorf, und ein Zweites in den USA, in McIntosh, Alabama befindet.

Die Nennleistung der Kraftwerke beträgt zwischen 100 MW und 400 MW pro Einheit (Motor mit Kompressor und Turbine mit Generator). Das Speichervermögen wird über das Druckniveau sowie durch das Volumen der Speicherkaverne bestimmt. Ihr Wirkungsgrad beträgt zwischen 40 % und 55 %, dies ist durch die erforderliche Zusatzbefeuerung bedingt. Eine Weiterentwicklung der Technik zielt hier auf die Erhöhung des Wirkungsgrades hin, durch den Einsatz von Abgasrekuperatoren zur Vorwärmung der Entspannungsluft sowie durch die Optimierung des Turbinenstranges mit höheren Temperaturen und Drücken. Jedoch wird nach Angaben des Fraunhofer-Instituts ISI ein Wirkungsgrad höher als 60 % nicht erwartet.<sup>102</sup>

Die heutigen Leistungskosten für ein CAES-Kraftwerken betragen zwischen 600 – 800 €/kW, und die spezifische Investitionskosten für die Speicherkapazität (Energieinhalt) liegen zwischen 80 – 120 €/kWh<sup>103</sup>.

Im Vergleich zu den CAES-Kraftwerken wurden bisher noch keine adiabaten Druckluftspeicherkraftwerke errichtet. Die nötige Technik zur Errichtung adiabater Druckluftspeicher gilt als weitgehend vorhanden, jedoch sind beim Kompressor aber auch im Bereich der Wärmespeicher und der Turbine noch Teil- und Weiterentwicklungen notwendig, um die Nutzung und Einbindung der Kompressionswärme zu optimieren. Der Wirkungsgrad beträgt bei adiabaten Druckluftspeichern 70 % und höher. Bei den Kosten eines solchen Kraftwerkes muss mit 20 % -30 % Mehrinvestition im Vergleich zu den diabaten Kraftwerken gerechnet werden. Dies ist durch den zusätzlichen Wärmespeicher und durch den Einsatz temperaturbeständiger Materialien bedingt.<sup>104</sup>

In dem Projekt ADELE<sup>105</sup>, das seit 2010 gestartet wurde, haben sich RWE Power, General Electric, Züblin und das DLR der Aufgabe angenommen ein adiabates Druckluftspeicherkraftwerk zu errichten. Das Projekt umfasst eine Speicherkapazität von 360 MWh und eine Leistung von 90 MW. Nach dem Bau der Demonstrationsanlage 2013 begonnen werden. Mit der Inbetriebnahme ist frühestens 2016 zu rechnen. Spätere Anlagen sollen eine Leistung von 300 MW und eine Speichergröße von etwa 1.000 MWh haben. Es besteht die Aussicht, dass diese Technik mittelfristig einsetzbar ist.<sup>106</sup>

---

<sup>101</sup> Energietechnische Gesellschaft im VDE 2009, DENA 15.02.2010b

<sup>102</sup> Energietechnische Gesellschaft im VDE 2009 und Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung 2010

<sup>103</sup> Wert für die spezifischen Investitionskosten pro Speicherkapazität, d.h einmalige Investition und nicht Betriebskosten. S.a Wolf 2011(Tabelle Seite 17) und Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung 2010

<sup>104</sup> Energietechnische Gesellschaft im VDE 2009 und DENA 15.02.2010b

<sup>105</sup> RWE AG

<sup>106</sup> DENA 15.02.2010b

### 7.1.3 Mögliche Einbindung in der Region Trier

Das CAES bzw. ACAES – Kraftwerk wird aller Voraussicht nach keine mögliche Alternative zu einem Pumpspeicherkraftwerk darstellen, da in der Region aufgrund der geologischen Eigenschaften der Region Trier keine Speichermöglichkeiten für Druckluft (Salzkavernen) zur Verfügung stehen.

Langfristig könnten Rohrsysteme als Speichervolumen für die Druckluft dienen, sowie diese heute schon für die Gasspeicherung eingesetzt werden. Durch diese Möglichkeit kann die Anwendung des Druckluftspeicherkraftwerks ortsunabhängig werden, jedoch wird nach Angaben des Fraunhofer-Instituts ISI<sup>107</sup> dieses Vorhaben zurzeit erst noch genauer untersucht. Aussagen über die Einsetzbarkeit dieser Möglichkeit können daher noch nicht gemacht werden.

## 7.2 Wasserstoffspeicher

### 7.2.1 Wasserstoffherstellung und der Einsatz von Wasserstoff als Speichermedium

Zurzeit entsteht der größte Teil der weltweiten Wasserstoffproduktion als Neben- oder Kopplungsprodukt in der chemischen Industrie. Wird jedoch der Wasserstoff als Speichermedium der elektrischen Überschussenergie aus Windkraft- und PV-Anlagen verwendet, so kommt ausschließlich die Wasserelektrolyse in Frage, deren Grundschemata in Abb. 7.6 dargestellt ist.

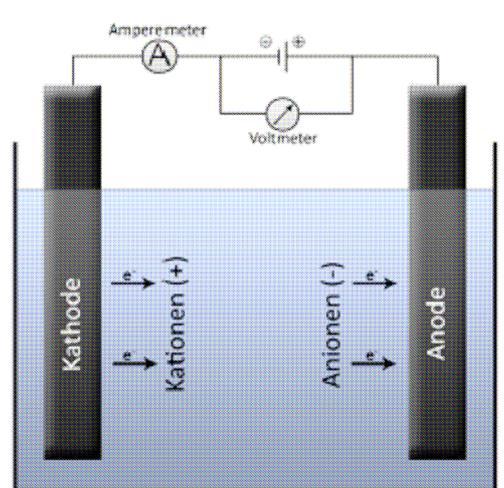


Abb. 7.6: Grundschemata der Wasserelektrolyse<sup>108</sup>

Bei der Wasserelektrolyse erfolgt die Zersetzung des Wassermoleküls ( $H_2O$ ) in ein Wasserstoffmolekül ( $H_2$ ) und ein Sauerstoffmolekül ( $O_2$ ) durch elektrischen Gleichstrom. Dieser kann über die elektrische Überschussenergie aus WKA und PV-Anlagen bereitgestellt werden. An der Kathode entsteht der Wasserstoff und an der Anode der Sauerstoff. Der dazu erforderliche Ladungsausgleich erfolgt in Form der Ionenleitung über einen Elektrolyten. Zwischen den Reaktionsräumen der Elektroden ist ein Separator angeordnet, der die Trennung der Produktgase  $H_2$  und  $O_2$  sicherstellt. Aufgrund des modularen Aufbaus der Elektrolyseure ist eine Aufwärtsskalierung einfach möglich.<sup>109</sup>

<sup>107</sup> Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung 2010

<sup>108</sup> DENA 15.02.2010b

<sup>109</sup> Energietechnische Gesellschaft im VDE 2009 und Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung 2010

Durch die hohe volumetrische Energiedichte, bietet sich Wasserstoff ideal als Langzeitspeichermedium für große Energiemengen an. Die Wiederverstromung von Wasserstoff kann in GuD – Kraftwerken, Gasturbinen, Gasmotoren oder in Brennstoffzellen erfolgen. Allerdings ist zu beachten, dass bei der Verwendung von Wasserstoff in den heutigen für Erdgas entwickelten Turbinen nur eine Beimischung von etwa 20 % zum Erdgas möglich ist.

Durch die Wiederverstromung kann auf diese Weise auch Regelenergie bereitgestellt werden.

Als Alternative zur Wiederverstromung könnte in Zukunft Wasserstoff als Kraftstoff im Verkehrssektor verwendet werden. Hierdurch könnte ein neuer Markt für die Nutzung von elektrischer Überschussenergie aus erneuerbaren Energien eröffnet werden.<sup>110</sup>

## 7.2.2 Stand der Technik und zukünftiger Ausblick

Die am weitesten verbreitete Elektrolyse - Technologie ist die alkalische Elektrolyse, sie ist Stand der Technik. Daneben befinden sich die PEM-Elektrolyse und die Hochtemperaturelektrolyse im Entwicklungs- bzw. im Laborstadium. Der Wirkungsgrad der alkalischen Elektrolyse beträgt heute zwischen 60 % und 70 %. Die heutigen Entwicklungsarbeiten zielen auf die Erhöhung des Wirkungsgrades sowie auf die Kopplung der Elektrolyse mit variablem Stromangebot hin. Der Elektrolysestrom und die Zellspannung können der von fluktuierenden Energieträgern vorgegebenen Leistungskurven verzögerungsfrei folgen. Allerdings sind die Zeitkonstanten von nachgeschalteten Systemkomponenten, wie z. B. der Laugenpumpe oder dem Druckregler im Vergleich zu den chemischen Vorgängen wesentlich höher. Der heutige Arbeitsbereich wird bei der alkalischen Elektrolyse mit einem Teillastbereich von 20 – 80 % angegeben. Dieser muss jedoch noch verbessert werden. Zielgröße ist hierbei ein Teillastbereich zwischen 0 – 100 %, der heute schon bei der PEM – Elektrolyse erreicht wird. Die PEM – Elektrolyse wird von ihrer Leistungsgröße her beschränkt bleiben, da die Herstellung von großflächigen Membranelektroden-Einheiten noch nicht absehbar ist. Daher wird angenommen, dass die alkalische Elektrolyse als großtechnische Elektrolyse in einem Wind-Wasserstoffsystem Anwendung findet.<sup>111</sup>

Die folgenden Kosten sind additiv zu verstehen:

Elektrolyseur:	ca. 1000 €/kW;
Rückverstromung <sup>112</sup> :	über GuD-Kraftwerk: ca. 500 €/kW, alternativ über Gasturbine: ca. 200 €/kW;
Speicherung in Salzkavernen:	ca. 0,2 €/kWh – 0,5 €/kWh pro Lade – und Entladevorgang <sup>113</sup>

Derzeit wird in Prenzlau bei Berlin das erste Hybridkraftwerk in Deutschland gebaut. Die Firmen ENERTAG A. G., die TOTAL Deutschland GmbH und Vattenfall Europe Innovation GmbH haben ein Pilotprojekt begonnen, das erstmalig die Vernetzung der Energiequellen Wind, Wasserstoff und Biogas in der Praxis in einem Verbund zusammenschließt. Ziel der Kooperation ist es, die Machbarkeit einer sicheren und nachhaltigen Energieversorgung und Speicherung mit einem Mix aus rein erneuerbaren Energiequellen im Praxistest nachzuweisen.<sup>114</sup>

Durch die Zumischungsgrenze von 5 Vol.-% nach den DVGW - Arbeitsblättern G260, G262 und G685, ist heute die Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz zur Speicherung

---

<sup>110</sup> Energietechnische Gesellschaft im VDE 2009

<sup>111</sup> Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung 2010

<sup>112</sup> Spezifische Investitionskosten nach Heuck et al. 2007 S. 730

<sup>113</sup> Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung 2010

<sup>114</sup> Wasserstoff-Hybridkraftwerk Prenzlau: ENERTRAG, TOTAL und Vattenfall vereinbaren Kooperation, 18.01.11

begrenzt. Langfristig wird nach Müller eine Zumischung von max. 20 Vol.-% angegeben<sup>115</sup>. Zudem besteht für die reine Wasserstoffverbrennung in Gasturbinen von großen Kraftwerken noch erheblicher Entwicklungsbedarf. Für kleinere Anwendungen könnte in Zukunft die Brennstoffzelle elektrische Energie aus Wasserstoff herstellen, jedoch sind diese ebenfalls noch in der Forschung und Entwicklung. Abschließend lässt sich feststellen, dass Wasserstoff als Speichermedium für die Langzeitspeicherung erst mittel- bis langfristig einsetzbar ist.<sup>116</sup>

### 7.2.3 Möglichkeiten der Speicherung in die Region Trier

Die Wasserstoffspeicherung bietet mit einer hohen volumetrischen Energiedichte eine gute Alternative bzw. Ergänzung zu den bisher vorgestellten Technologien, der Druckluft- und dem Pumpspeicherkraftwerke. Wie bei dem Druckluftspeicherkraftwerk ist die Speicherkapazität von Wasserstoff, durch die fehlenden Kavernenspeicher in der Region Trier beschränkt. Die einzige Möglichkeit Wasserstoff in der Region zu speichern besteht in der Einspeisung in das Erdgasnetz sowie in der Speicherung in Behältern bzw. Wasserstofftanks. Zurzeit ist nach den DVGW – Arbeitsblättern G 260, G262 und G 685 eine Zumischungsgrenze von bis zu 5 Vol.-% zu dem Erdgas festgelegt. Zusätzlich wird vorgegeben den Wasserstoff in das Hochdrucknetz einzuspeisen, um eine gute Durchmischung der beiden Gase zu gewährleisten. Somit müssen für die Einspeisung des Wasserstoffs in das Erdgasnetz, Überschneidungspunkte zwischen dem Hochdruckerdgasnetz und der Stromversorgung gewährleistet sein.

Aus diesen Gründen wird der Wasserstoff zurzeit nicht als Alternative zu einem PSKW gesehen.

## 7.3 Synthetische Erdgaserzeugung (SNG)

### 7.3.1 Funktionsweise und Einsatzzweck von synthetischem Erdgas

#### Funktionsweise:

Die synthetische Erdgaserzeugung (SNG, synthetic natural gas) ist im Prinzip eine Weiterverarbeitung von dem über die Wasserelektrolyse erzeugten Wasserstoff zu einer höherwertigen Kohlenwasserstoff-Verbindung. In der Abb. 7.7 ist die Prozesskette zur synthetischen Erdgasherstellung abgebildet.

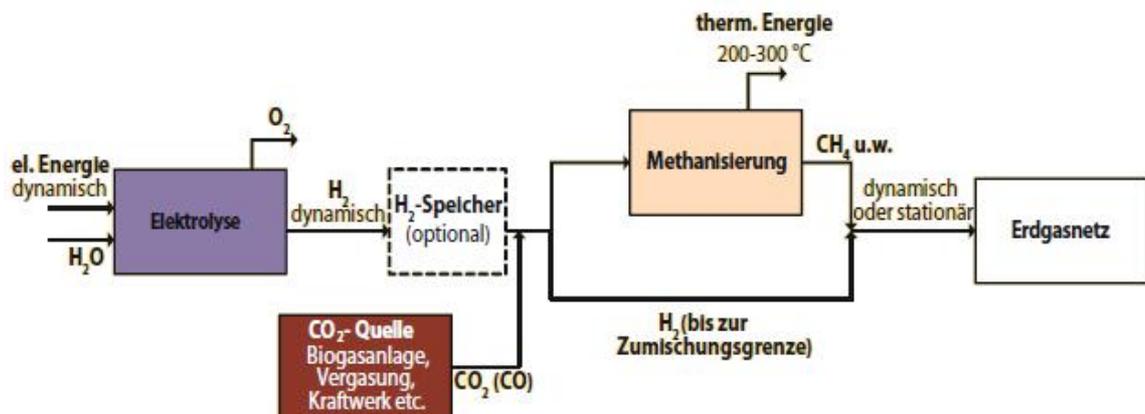


Abb. 7.7: Prozesskette zur Herstellung von synthetischem Erdgas<sup>117</sup>

<sup>115</sup> Müller-Syring, Hüttenrauch

<sup>116</sup> Energietechnische Gesellschaft im VDE 2009

<sup>117</sup> Götz et al.

Der Gleichstrom für die Herstellung von Wasserstoff über die Elektrolyse (vgl. hierzu Kapitel 7.2.1), kommt aus der elektrischen Überschussenergie z.B. aus den erneuerbaren Energiequellen. Der hergestellte Wasserstoff kann optional in einem Wasserstofftank bzw. in einer Salzkaverne zwischengespeichert werden oder direkt bis zur Zumischungsgrenze in das Erdgasnetz eingeleitet werden. Bei Überschuss an Wasserstoff wird dieser der Methanisierung zugeführt. Über die Zuführung von Kohlenstoffmonoxid (CO) bzw. Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>) erfolgt bei der Methanisierung durch den Sabatier – Prozesse<sup>118</sup> die Herstellung von CH<sub>4</sub> (Methan). Bei der Methanisierung reagiert Wasserstoff mit CO<sub>2</sub> bzw. CO über einem Katalysator, unter einer stark exothermen Reaktion, d. h. unter hoher Wärmeabgabe, zu Methan und Wasser. Die CO<sub>2</sub> – Quelle kann heute über Biogasanlagen, Reststoffbiomasse oder CO<sub>2</sub> - intensive Industrieprozesse, wie z. B. Zement- oder Kalkherstellung zur Verfügung gestellt werden. Das über die Methanisierung hergestellte Erdgas kann anschließend über eine Verbindung in das bestehende Erdgasnetz eingeleitet werden. Hierbei gibt es im Gegensatz zum reinen Wasserstoff keine Zumischungsgrenze. Es sind jedoch die brenntechnischen Eigenschaften<sup>119</sup> des einzuspeisenden Erdgases mit denen des Erdgases im verfügbaren Netz zu beachten.<sup>120</sup>

Das SNG besitzt wie Wasserstoff eine hohe volumetrische Energiedichte, und kann somit ebenfalls als Langzeitspeichermedium eingesetzt werden. Die Wiederverstromung erfolgt bei SNG ebenso wie beim Wasserstoff in GuD – Kraftwerken, Gasturbinen oder Gasmotoren, wobei für das SNG die heutige verfügbare Technik verwendet werden kann.

Zusätzlich zu der Nutzung von SNG als Stromspeichermedium, kann dieses im Wärmemarkt sowie als Kraftstoff für Mobilitätszwecke verwendet werden. Das SNG kann ohne Probleme als Brennstoff für Gaskessel oder als Kraftstoff für Erdgas-Autos eingesetzt werden.<sup>121</sup>

### 7.3.2 Stand der Technik und zukünftiger Ausblick

Die einzelnen Techniken stehen heute schon zur Verfügung, wobei der Zusammenschluss der einzelnen vorhandenen Technologien noch im Demonstrationsstadium<sup>122</sup> ist. Der Wirkungsgrad für die alkalische Elektrolyse beträgt heute zwischen 60 – 70 %. In Laborversuchen wurden bei großtechnisch eingesetzten Druckelektrolysen Wirkungsgrade von bis zu 80 % erreicht.<sup>123</sup>

Die Methanisierung wurde in den 70er Jahren zur industriellen Reife hin entwickelt, wodurch heute schon Wirkungsgrade zwischen 75 – 85 % erreicht werden.

Durch die Nutzung der Reaktionswärme, die bei der Methanisierung anfällt, z B. durch ORC<sup>124</sup> - Anlagen kann der gesamte Wirkungsgrad zur Herstellung von SNG erhöht werden. Heute beträgt dieser ca. 50 %. Durch die Wirkungsgraderhöhung der alkalischen Druckelektrolyse, sind Wirkungsgrade von bis zu 65% möglich.<sup>125</sup>

Soll das erzeugte synthetische Erdgas wieder verstromt werden, so kommen nur Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (GuD-Kraftwerk), Gasturbinen (GT) sowie Gas-Blockheizkraft-

---

<sup>118</sup> CO – Methanisierung:  $\text{CO} + 3\text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \Delta_R H^0 = -206 \text{ kJ/mol}$   
CO<sub>2</sub> – Methanisierung:  $\text{CO}_2 + 4 \text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + 2 \text{H}_2\text{O} \Delta_R H^0 = -165 \text{ kJ/mol}$

<sup>119</sup> Wobbe-Index und Brennwert (Unterscheidung zwischen Erdgas L und Erdgas H)

<sup>120</sup> UBA - Umweltbundesamt Juli 2010 und Götz et al.

<sup>121</sup> UBA - Umweltbundesamt Juli 2010

<sup>122</sup> Juwi; Solarfuel 21.03.11

<sup>123</sup> Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung 2010 und UBA - Umweltbundesamt Juli 2010

<sup>124</sup> Organic Rankine Cycle

<sup>125</sup> UBA - Umweltbundesamt Juli 2010 und Götz et al.

werke (Gas-BHKW) in Betracht. Bei Anwendung eines GuD-Kraftwerks<sup>126</sup> beträgt der gesamtelektrische Systemwirkungsgrad<sup>127</sup> zwischen 35 – 40 %. Bei Anwendung eines Gas-BHKW<sup>128</sup> mit Kraftwärmekopplung (KWK) können elektrische Systemwirkungsgrade zwischen 50 – 60 % erreicht werden.

Kosten des Gesamtsystems (Kompressor Elektrolyseur Methanisierung etc.)<sup>129</sup> : ca. 1000 - 2000 €/kW; Rückverstromung: über GuD-Kraftwerk: ca. 500 €/kW, alternativ über Gasturbine: ca. 200 €/kW; Speicherung (falls erforderlich) in Salzkavernen: ca. 0,2 €/kWh – 0,5 €/kWh pro Lade- und Entladevorgang.<sup>130</sup>

In einem Pilotprojekt der Firma juwi und Solar Fuel wird die Technologie in einer 25kW-Anlage in der Morbacher Energielandschaft demonstriert. Die entwickelte Technologie stammt aus den Forschungsinstituten Zentrum Sonnenenergie und Wasserstoff – Forschung (ZSW) und dem Fraunhofer – Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES). Des Weiteren wird für 2012 eine weitere Anlage geplant, mit der 10-fachen Leistung der Pilotanlage (250 kW Anschlussleistung)<sup>131</sup>. Für 2013 wird die Technologie dann für die industrielle Nutzung geplant. Eine 6,3 MW-Anlage<sup>132</sup> soll aus überschüssiger elektrischer Windenergie, Kraftstoff für Pkws erzeugen.

Ab 2015 sollen die ersten Anlagen mit einer elektrischen Anschlussleistung von 20 MW in Betrieb gehen, und somit den Markt für die kommerzielle Nutzung eröffnen. Hierdurch ist mit dieser Technologie mittelfristig als Langzeitspeicher zu rechnen<sup>133</sup>.

### 7.3.3 Einbindung in die Region Trier

Durch Schnittstellen der Stromversorgung und Einspeisepunkte von Erdgas kann das SNG in das Erdgasnetz eingespeist werden. Zusätzlich ist eine Biogasanlage erforderlich, die das CO<sub>2</sub> für die Methanisierung zur Verfügung stellt.

Bei Bedarf könnte das synthetische Erdgas dann wieder in den heute vorhandenen Gas-BHKW und der Gasturbine bei JTI wiederverstromt werden. Mit den heute in der Region Trier installierten Leistungen von 9,4 MW reicht dies jedoch nicht aus, um die Schwankungen von Wind- und Solaranlagen mittel- bis langfristig zu kompensieren bzw. auszugleichen. Um dies bewerkstelligen zu können, müssten neue GT bzw. Gas-BHKW im MW-Bereich installiert werden.

Ob das SNG in einer Leistungsgröße des geplanten PSKW mittelfristig als Alternative zur Verfügung stehen kann, hängt wesentlich von seinen Kosten ab, die zurzeit noch nicht abgeschätzt werden können. Der geringere Gesamtwirkungsgrad wird für den wirtschaftlichen Betrieb der SNG von entscheidender Bedeutung sein. Vor diesem Hintergrund wird das SNG wenn überhaupt erst mittelfristig eine mögliche Alternative im Vergleich zu einem PSKW darstellen.

---

<sup>126</sup> GuD-Kraftwerke erreichen heute Nettowirkungsgrade zwischen 58 – 60 %. In Zukunft Werte bis 65 % (Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung 2010)

<sup>127</sup> Gesamt elektrischer Systemwirkungsgrad: elektrische Überschussenergie → Wasserstoffherzeugung → Methanisierung → Speicherung → Rückverstromung des SNG

<sup>128</sup> Gas-BHKW erreichen unter Anwendung von KWK Wirkungsgrade zwischen 80 – 92%

<sup>129</sup> Jentsch et al. 28.10.2010

<sup>130</sup> Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung 2010

<sup>131</sup> ZSW; Fraunhofer IWES; Solarfuel 21.09.11

<sup>132</sup> Solarfuel; ZSW 13.05.11

<sup>133</sup> Kuhnhenne, Ecke 2011

## 7.4 Elektrochemische Speicher (Batteriesysteme)

### 7.4.1 Funktionsweise und Einsatzzweck der Redox-Flow-Batterie

#### Funktionsweise:

Die Redox-Flow-Batterie (RFB) nutzt wie andere Batteriesysteme die chemische Bindungsenergie zur Speicherung elektrischer Energie. Das Besondere an diesem Batteriesystem ist die Speicherung durch flüssige Elektrolyte, in Form gelöster Salze und die Trennung von Wandlungseinheit und Speichereinheit, wie die schematische Darstellung in Abb. 7.8 zeigt.

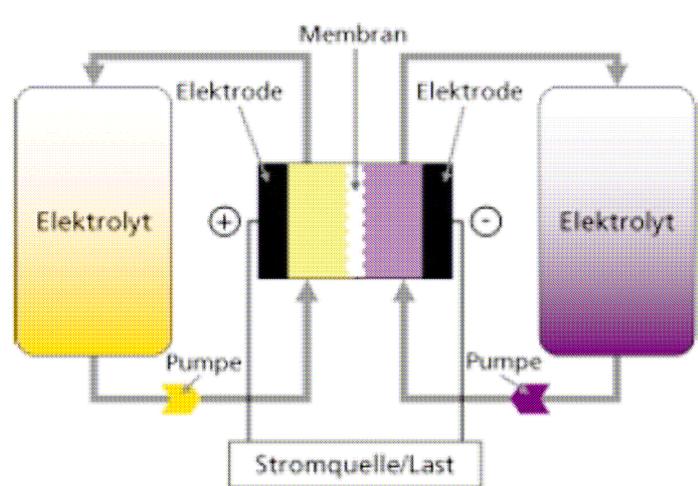


Abb. 7.8: Schematische Darstellung einer Redox-Flow-Batterie <sup>134</sup>

Die Elektrolyte werden in Behältern gelagert und bei Bedarf einer zentralen Reaktionseinheit für den Lade- bzw. Entladevorgang mittels Pumpen zugeführt. Die Wandlungseinheit besteht aus den zwei energiespeichernden Elektrolyten, zwischen denen ein Elektronenaustausch durch eine Membran an Elektroden erfolgt. Durch die Trennung der Speichereinheit vom Leistungsteil kann die Leistung des Systems und die Speicherkapazität unabhängig voneinander dimensioniert werden. Dies ist ein wesentlicher Vorteil gegenüber den konventionellen Batteriesystemen, bei denen die Elektrode und das Elektrolyt eine Einheit bilden. <sup>135</sup>

Durch ihre schnelle Reaktionszeit können Redox-Flow-Batterien für den Einsatz von Primär- und Sekundärregelenergie eingesetzt werden. Durch die Trennung der Speichereinheit und der Wandlereinheit kann die RFB in vielen Bereichen zur elektrischen Energiespeicherung und zur Verbesserung der Netzqualität verwendet werden, da die Leistungsgröße sowie die Speicherkapazität individuell bestimmt werden kann. <sup>136</sup>

### 7.4.2 Stand der Technik der elektrochemischen Speicher und zukünftiger Ausblick

Die Redox-Flow-Batterien wurden bereits in den 70er und 80er Jahren intensiv für stationäre Anwendung erforscht. Materialprobleme führten seiner Zeit zu Verzögerungen in der Entwicklung. Jedoch ist das Interesse an RFB in den letzten Jahren wieder deutlich gestiegen. Heute ist die Technologie in kleiner Bauform kurz vor der Marktreife. In Japan sind einige Anlagen, wie die Tab. 7.1 zeigt, bereits in Betrieb. Des Weiteren sind in Amerika größere

<sup>134</sup> DENA 15.02.2010b

<sup>135</sup> Energietechnische Gesellschaft im VDE 2009 und Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung 2010

<sup>136</sup> DENA 15.02.2010b

Projekte in Planung, sodass Erfahrungen aus großtechnischen Anlagen bald zur Verfügung stehen dürften.

Betreiber	Einsatzart	Anlagenspezifikation	Inbetriebnahme
Energiedienstleister	Spitzenlast/ Lastglättung	0,2 MW, 8 h	1996
Industrie	Unterbrechungsfreie Stromversorgung Spitzenlast/ Lastglättung	3 MW, 1,5 h 1,5 MW, 1 h	2001
Forschung	Windeinspeisestabilisierung	0,17 MW, 6 h	2001
Industrie	Windeinspeisestabilisierung	4 MW, 1,5 h	2005

**Tab. 7.1: In Japan betriebene Redox-Flow-Batterien** <sup>137</sup>

Heute wird vorrangig die RFB auf Basis von Vanadium eingesetzt, da Vanadium in vier Wertigkeitsstufen vorliegt und hierdurch keine gegenseitige Verunreinigung der Elektrolyte durch Crossing-over (Ionendurchtritt durch die Membrane) auftreten. In der Vanadium RFB liegt an der positiven Elektrode das Vanadium in der Oxidationsstufe von  $V^{4+}/V^{5+}$  und an der negativ Elektrode in der Oxidationsstufe von  $V^{2+}/V^{3+}$  vor. Hierdurch entstehen keine Verunreinigungen durch einen Ionendurchtritt, da sich an beiden Elektroden das gleiche Elektrolyt befindet. Bei großtechnischen Prototypen wurden Wirkungsgrade zwischen 80 – 85% demonstriert. Unter Berücksichtigung des Energieverbrauchs für die Pumpen und sonstiger Elektronik wird von Gesamtwirkungsgraden von bis 75% ausgegangen. Neben Vanadium werden noch die folgenden wichtige Kombinationen von Salzen erprobt und untersucht:  $Fe/Cr$ ,  $Br^2/Cr$  und  $NaBr+Na_2S_4/Na_2S_2+NaBr^3$ . Hintergrund ist die Knappheit von Vanadium auf dem Weltmarkt.

Die Investitionskosten betragen zwischen 1500 - 4000 €/kW für die Anwendung bei Großspeicher und die spezifische Investitionskosten für die Speicherkapazität (Energieinhalt) werden mit 300 - 800 €/kWh angegeben. <sup>138</sup>

### 7.4.3 Möglichkeiten der Einbindung der Redox-Flow-Batterie in die Region Trier

Durch die Entkopplung der Speicher- und der Leistungseinheit kann der Bedarf an Speicherkapazität der Region Trier bzw. dem zugeteilten Versorgungsgebiet angepasst werden. Durch die schnelle Reaktionszeit kann die Redox-Flow-Batterie Primär- und Sekundärregelenergie bereitstellen. Allerdings sind RFB zum jetzigen Zeitpunkt und in den nächsten Jahren kaum zu Kosten kommerziell verfügbar, sodass sie keine ernsthafte Alternative zu PSKW darstellen könnten. Zusätzlich fehlen noch langfristige Erfahrungen im Betrieb von großen RFB und auch die Kosten für Betrieb sind noch nicht hinreichend quantifizierbar.

## 7.5 Virtuelle Speicher

### 7.5.1 Lastmanagement (Demand Side Management)

Das Lastmanagement oder auch Demand Side Management (DSM) genannt, ermöglicht es, durch zeitliche Verlagerung oder das Abschalten unkritischer Stromwendungen, Lastspitzen in Situationen zu minimieren, in denen die Last die Einspeisung aus erneuerbaren Energien deutlich übersteigt. Der Verbrauch wird auf Situationen verlagert, in denen die

<sup>137</sup> DENA 15.02.2010b

<sup>138</sup> DENA 15.02.2010b, Energietechnische Gesellschaft im VDE 2009 und Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung 2010

Einspeisung aus erneuerbaren Energien die Last übersteigt. Es handelt sich hierbei um die Lastverlagerung.

Das Lastmanagement kann als eine Art virtueller Speicher betrachtet werden mit dem Ziel, der Steigerung der Sicherheit und der Effizienz des Stromversorgungssystems mit einem hohen Anteil an fluktuierender erneuerbarer Energie. Für das Lastmanagement geeignet sind alle Anwendungen, deren Energiebezug durch Strom- oder Wärmespeicher zeitlich verschiebbar sind oder auf deren Einsatz für einen gewissen Zeitraum verzichtet werden kann. Hierzu wird zwischen zwei generellen Gruppen unterschieden:

5. Verbraucher mit hohen Leistungen, wie z. B. Herstellungsprozesse für Stahl oder Chlor, die aber aufgrund der Wirtschaftlichkeit der Produktionsprozesse nicht beliebig verlagerbar sind.
6. Querschnittsanwendungen mit eher niedrigen Leistungen, die dafür aber häufiger verlagerbar sind, wie z. B. Klimatisierung im Dienstleistungsbereich, Wärme- und Kälteanwendungen wie z. B. Wärmepumpen oder Kühlhäuser, Elektromobilität sowie die Nutzung elektrischer Haushaltsgeräte.<sup>139</sup>

### **Einbindung in das elektrische Versorgungssystem:**

Um das Lastmanagement durchführen zu können, wird ein intelligentes Netz, das die Erzeugung auf den Verbrauch abstimmt, das sogenannte Smart Grid, benötigt. Das Smart Grid ermöglicht über die intelligenten Zähler (Smart Meter) die Integration der Verbraucher in die Betriebsführung der Erzeugung. Die Verbindung der Erzeugung und der Verbraucher kann dazu genutzt werden, Angebotsüberschüsse von erneuerbaren Energien durch Zuschalten von Lasten zu nutzen, oder Lastspitzen durch das Abschalten von Verbrauchern zu reduzieren. Vom sehr kurzfristigen Zeitbereich bis hin zu einem Tag kann die Einbeziehung der Verbraucherseite in das Betriebsführungssystem der Erzeugung helfen, volatile Energiequellen in großem Umfang zu integrieren. Jenseits dieser Zeitbereiche müssen entsprechend Speicher eingesetzt werden, um die Integration der erneuerbaren Energiequellen zu ermöglichen.<sup>140</sup>

Im Bezug auf die Region Trier besitzt das Lastmanagement lediglich in den Haushalten ein nennenswertes Potenzial.

### **7.5.2 Virtuelles Kraftwerk**

Ein virtuelles Kraftwerk (VK) ist eine Zusammenschaltung von kleineren dezentralen Stromerzeugern in einer Region, wie in Abb. 7.9 dargestellt ist. Dies können Photovoltaikanlagen, Wasserkraftwerke mit kleiner Leistung, (z. B. Staustufen) und Biogasanlagen sowie Windkraftanlagen und Blockheizkraftwerke sein. Mit dem Zusammenschluss der einzelnen Stromerzeuger soll erreicht werden, dass der Verbrauch sowie die Erzeugung besser in einer Region aufeinander abgestimmt werden kann. Zusätzlich zu den Erzeugern werden Stromspeicher mit einbezogen um die Überschussenergie aus den WKA und PV-Anlagen zwischenspeichern zu können.

---

<sup>139</sup> UBA - Umweltbundesamt Juli 2010

<sup>140</sup> UBA - Umweltbundesamt Juli 2010 und Prof.Dr.Ing. Keusel

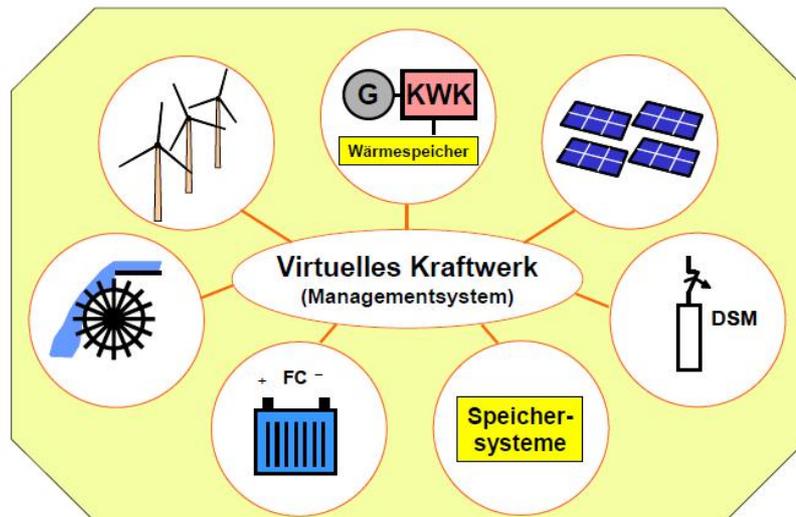


Abb. 7.9: Darstellung des Verbunds von kleinen dezentralen Stromerzeugern zu einem virtuellen Kraftwerk <sup>141</sup>

Die virtuellen Kraftwerke sollen in Zukunft den Bedarf an konventionellen Kraftwerken auf ein Minimum reduzieren. Damit dies theoretisch möglich wird, müssen zuerst die unter Kapitel 7.5.1. beschriebenen Maßnahmen getroffen werden. Voraussetzung für einen ständigen Abgleich zwischen Verbrauch und Erzeugung ist das Smart Grid mit intelligenten Zählern. <sup>142</sup>

Prinzipiell können Biogasanlagen und Wasserkraftwerke in einem virtuellen Kraftwerk die Grundlast<sup>143</sup> bereitstellen. Die Mittellast der Erzeugung kann durch gut regelbare Biogas – BHKW bzw. Gasturbinen erfolgen. Wind- sowie PV-Solaranlagen werden je nach installierter Leistung und Jahresertrag in Mittellast<sup>144</sup> - bzw. Spitzenlasterzeugung<sup>145</sup> eingeteilt. Wegen ihrer zeitlichen Schwankung der Verfügbarkeit müssen aber zum Ausgleich zusätzliche Speicher und/oder Regelenergieaggregate, wie z. B. Pumpspeicherkraftwerke sowie Gasturbinen eingesetzt werden.

Zur Beurteilung eines möglichen Kombikraftwerkes in der Region Trier erfolgt eine Einteilung der Aggregate nach den Lastarten und der Anzahl der verfügbaren Anlagen. Hierdurch stehen für ein virtuelles Kraftwerk in der Region derzeit einige Biogasanlagen sowie Wasserkraftwerke als Grundlastkraftwerke prinzipiell zur Verfügung. Für die Mittel- und Spitzenlast steht prinzipiell eine Gasturbine und einige BHKW zur Verfügung.

Über die Angaben aus der Tab. 4.1 und der Tab. 4.2 in Kapitel 4 ergeben sich mit den derzeit verfügbaren Technologien folgende Leistungen für ein virtuelles Kraftwerk:

Grundlast: 28 MW (Biomasse)

Mittellast: 139 MW (Wasser, Deponie- / Klärgas und BHKW)

Laufwasserkraftwerke werden z.Zt. nicht im virtuellen Kraftwerk berücksichtigt.

Die Windkraft sowie die Photovoltaik kann für diese Betrachtung nicht berücksichtigt werden, da deren Dargebote zu stark schwanken, und hierdurch keine zuverlässige Energieversorgung gewährleistet werden kann.

<sup>141</sup> Energietechnische Gesellschaft im VDE 2009

<sup>142</sup> Energietechnische Gesellschaft im VDE 2009

<sup>143</sup> Grundlast: größer 5000 Volllaststunden

<sup>144</sup> Mittellast: zwischen 2000 und 5000 Volllaststunden

<sup>145</sup> Spitzenlast: kleiner 2000 Volllaststunden

Die maximale Leistung für ein virtuelles Kraftwerk in der Region Trier beträgt in Summe 167 MW mit einer jährlich erzeugten elektrischen Energie von 814 GWh. Die derzeit verfügbare Leistung reicht jedoch nicht aus um die derzeitigen Lastschwankungen von etwa 300 MW in der Region auszugleichen. Daher ist zurzeit ein virtuelles Kraftwerk ohne zusätzliche Speicher keine Alternative zu einem Pumpspeicherkraftwerk.

Zur Einbindung einer optimalen Betriebsführung der Wind- und Solarkraftanlagen steht heute nur die Technologie eines Pumpspeicherkraftwerk als wirtschaftlichster Energiespeicher zur Verfügung. Mittel- bis langfristig, könnte eine der oben beschriebenen Speicher als Alternative zur Speicherung bzw. zum Ausgleich der zeitlichen Schwankungen von Wind- und Solar-energie dienen.

## **7.6 Zusammenfassung der Ergebnisse der Speichertechnologien**

In folgender Tab. 7.2 sind die in diesem Kapitel beschriebenen Speichertechnologien zusammengefasst dargestellt. Damit ein Vergleich mit der Technologie eines Pumpspeicherkraftwerkes erfolgen kann, sind dessen wichtigsten Merkmale ebenfalls in dieser Tabelle enthalten.

Für den Vergleich werden die möglichen Leistungsbereiche sowie die Speicherkapazität und die mögliche Speicherdauer der einzelnen Speichertechnologien aufgezeigt. Zur Bestimmung der Wirtschaftlichkeit sind die spezifischen Investitionskosten pro kW und die spezifischen Speicherkapazitätskosten pro kWh der einzelnen Technologien in der Tabelle enthalten. Des Weiteren wird der derzeit erreichte Wirkungsgrad des Gesamtsystems für den Vergleich herangezogen, da dieser ebenfalls einen wichtigen Faktor für die Wirtschaftlichkeit darstellt. Am Ende wird der aktuelle Stand der Technik der einzelnen Technologien festgehalten.

Speicherart Kriterien	Pump- speicher	Druckluftspeicher		Wasserstoff- speicher	Synthetisches Erdgas	Redox-Flow- Batterie
		diabat	adiabat			
<b>Leistung</b>	50 MW- 1 GW	100 – 400 MW	90 – 300 <sup>146</sup> MW	kW – MW	25 kW (6 - 20MW)	10 kW – 5 MW
<b>Speicherkapazität</b>	MWh – GWh	MWh – GWh	360 MWh bis 1 GWh <sup>146</sup>	MWh – GWh	MWh – TWh <sup>147</sup>	20 kWh – 2,5 MWh
<b>Speichernutzungs- grad</b> <sup>148</sup>	75-80%	40-55%	bis 70%	bis max. 42%	24 % <sup>149</sup> (30 - 40 %)	ca. 75 %
<b>Speicherdauer</b>	Tag - Woche	Tag – Woche	Tag - Woche	Wochen - Monate	Wochen - Monate	Stunde -Tag
<b>Spezifische Investitionskosten</b>	600 – 2000 €/kW	600 – 800 €/kW	720 – 1040 €/kW <sup>150</sup>	ca. 1500 €/kW <sup>151</sup>	1500 - 2500 €/kW <sup>152</sup>	1500 – 4000 €/kW
<b>Spezifische Speicherkapazitäts- kosten</b>	90 – 200 €/kWh	80 – 120 €/kWh	100-150 €/kWh <sup>150</sup>	?	?	300 – 800 €/kWh
<b>Vollkosten<sup>153</sup> heute: Lastausgleich<sup>154</sup> (Flautenausgleich<sup>155</sup>)</b>	3 – 5 €- Cent/kWh (4 – 11 €- Cent/kWh) <sup>156</sup>	?	ca. 6 €- Cent/kWh (ca. 40 €- Cent/kWh)	ca. 25 €- Cent/kWh (ca. 25 €- Cent/kWh)	?	ca. 30 €-Cent/kWh (?)
<b>Geschätzte Voll- kosten &gt; 10 Jahre<sup>157</sup> Lastausgleich<sup>154</sup> (Flautenausgleich<sup>155</sup>)</b>	3 – 5 €- Cent/kWh (4 – 11 €- Cent/kWh) <sup>156</sup>	?	ca. 3 €- Cent/kWh (ca. 22 €- Cent/kWh)	ca. 10 €- Cent/kWh (ca. 9 €- Cent/kWh)	?	ca. 10 €-Cent/kWh (?)
<b>Stand der Technik</b>	Kommerziell	Kommerziell / Demonstration	Pilotprojekt	Pilotprojekt	Demonstration (Pilotprojekte)	Kommerziell / Demonstration

**Tab. 7.2: Zusammenfassung der Speichertechnologien**

<sup>146</sup> Zielsetzung für die Zukunft

<sup>147</sup> Speicherkapazität ist abhängig von dem Speicherdruck und dem Speichervolumen. (Volumen des vorhandenen Gasnetzes und Speicher).

<sup>148</sup> Wirkungsgrad des Gesamtsystem von der Stromeinspeicherung zur Stromauspeicherung

<sup>149</sup> Wiederverstromung unter der Annahme eines GuD – Kraftwerkes mit einem Nettowirkungsgrad von 60 %.

<sup>150</sup> Kostenberechnung unter der Annahme von 20-30 % Mehrinvestition gegenüber einem diabaten Druckluftspeicher.

<sup>151</sup> Addition der spezifischen Investitionskosten: Elektrolyseur mit ca. 1000 €/kW und der Wiederverstromung über ein GuD – Kraftwerk mit ca. 500 €/kW.

<sup>152</sup> Addition der spezifischen Kosten des Gesamtsystems (Kompressor Elektrolyseur Methanisierung etc.) 1000 – 2000 €/kW und der Wiederverstromung über ein GuD –Kraftwerk mit ca. 500 €/kW.

<sup>153</sup> Vollkosten: Einnahmen, die mit jeder ans Netz abgegebenen kWh für den Bau, Betrieb und die Finanzierung des Speichers verdient werden müssen, um einen kostendeckenden Betrieb zu erreichen

<sup>154</sup> Lastausgleich: Tageszyklus (DENA 15.02.2010b)

<sup>155</sup> Flautenausgleich: 2 – Wochenzyklus (DENA 15.02.2010b)

<sup>156</sup> Standortabhängig

<sup>157</sup> Abschätzung der Vollkosten in mehr als 10 Jahren

## **8 Einordnung der Speichertechnologien zur Bereitstellung von Regelenergie für erneuerbare Energien**

### **8.1 Bedarf an Regelenergie und dessen zeitliche Entwicklung**

Die Speicherfähigkeit von Elektrizität ist nur begrenzt möglich. Aus diesem Grund müssen auftretende Differenzen zwischen der Einspeisung von Elektrizität und der Nachfrage durch die Kunden kurzfristig ausgeglichen werden. Dieser Ausgleichsbedarf wird als Regelenergie bezeichnet.

Der Ausgleichsbedarf wird durch Primärregelenergie, Sekundärregelenergie und die Minutenreserve bereitgestellt, wie in Kapitel 6.2 ausführlich dargestellt wurde.

Die so genannte Minutenreserve wird vom Übertragungsnetzbetreiber auf Nachfrage abgerufen. Die diesbezüglichen Voraussetzungen können beispielsweise auch durch Netzersatzanlagen erfüllt werden. Ein geeigneter Energiespeicher würde seine Wirtschaftlichkeit auch unter dem Gesichtspunkt der Bereitstellung von Regelenergie steigern können.

Infolge des starken Ausbaus an regenerativen Energieträgern ist künftig mit einem zunehmenden Bedarf an Regelenergie zu rechnen, da die Dargebotsabhängigkeit in Verbindung mit der Prognoseungenauigkeit bei wachsendem Angebot zu wachsenden Abweichungen zwischen prognostiziertem und auftretendem Verbrauch führt.

Die Prognoseabweichungen für Wind bewegen sich je nach Netzbetreiber für den 24 h – Wert in einem Bereich zwischen 6,1% und 7,8%<sup>158</sup>.

Eine Prognoseabweichung von 6 % bedeutet bei einer Windenergieerzeugung von 100 MW eine Abweichung von 6 MW. Wird der Anteil an Windenergie verdoppelt, so verdoppelt sich auch diese Abweichung, die im Netzbetrieb durch Regelenergie ausgeglichen werden muss.

### **8.2 Effekte und Auswirkungen von Pumpspeichern in der zukünftigen Stromversorgung**

Ein Ausgleich von Wind- und Solarenergie ohne den Einsatz geeigneter Energiespeicher würde die Vorhaltung eines großen Kraftwerksparks erfordern, dessen Wirtschaftlichkeit kritisch zu bewerten wäre.

Eine speicherbasierte Energieversorgung müsste auf der Prämisse beruhen, dass auch windschwache Jahre, in denen Ertragseinbußen von bis zu 25% auftreten können, sicher zu überbrücken sind<sup>159</sup>. Eine Erzeugungsreserve wäre vor diesem Hintergrund erforderlich, um bei einer speicherbasierten Stromversorgung mit fluktuierenden Energieträgern Speicherverluste auszugleichen und windschwache bzw. sonnenscheinarme Jahre sicher überbrücken zu können.

Durch die Verfügbarkeit eines Pumpspeichers wäre der Bedarf an Regelleistung reduzierbar. Den eingesparten Kosten wären möglicherweise zusätzlich freiwerdende Netzkapazitäten als weiterer Vorteil hinzuzufügen.

Ob und inwieweit Regelleistung auch über den Eigenbedarf hinaus an benachbarte Regionen abgegeben werden könnte, wäre nicht zuletzt an die Verfügbarkeit ausreichend leistungsfähiger Energieübertragungsnetze geknüpft.

---

<sup>158</sup> Dr. Rohrig 15.+16.06.05

<sup>159</sup> Popp 2010

Ein Pumpspeicherkraftwerk im hier beleuchteten Kontext würde andere Aufgaben übernehmen als ein klassisches Spitzenlastkraftwerk. So könnte es bei ausreichendem Energieinhalt sogar zeitweilig Aufgaben aus dem Mittellastbereich übernehmen. Anstelle einer Abdeckung der Spitzenlast wäre zusätzlich die Minimierung bezogener Regelenergie eine wesentliche Aufgabe.

Zur Erledigung dieser Aufgaben wären neben einer ausreichenden Speichergröße eine schnelle Aktivierbarkeit erforderlich, welche bei Pumpspeicherkraftwerken im Zeitbereich von wenigen Minuten liegt<sup>160</sup> und damit im Rahmen der vorgegebenen Aufgabenstellung als ausreichend anzusehen wäre.

Die konzeptionelle Einordnung dieses Pumpspeicherkraftwerks in der vorgenannten Weise könnte sogar dann noch wirtschaftlich vertretbar sein, wenn der speicherbare Energieinhalt aufgrund geologischer Randbedingungen geringer ausfallen müsste als zunächst angestrebt.

---

<sup>160</sup> EGT Energiehandel GmbH

## 9 Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse

In allen ausgewerteten Studien wird ein enormer Ausbau der Speicherkapazitäten als notwendig erachtet. Die Entwicklung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien der letzten Jahre und die ehrgeizigen energiepolitischen Ziele in Europa sowie in Deutschland zeigen eine klare Tendenz. Die erneuerbaren Energien werden eine immer größere Rolle im Energie- und insbesondere im Stromversorgungssystem der Zukunft annehmen. Der Speicherausbau muss umgehend eingeleitet und stringent verfolgt werden.

### 9.1 Die Situation in der Region Trier

Mit einem Anteil der erneuerbaren Energien am Strombedarf von ca. 50% (im Jahr 2010) fügt sich die Region Trier nahtlos in diesen Trend ein. In der Region Trier wurden 2010 etwa 3.071 GWh Strom verbraucht und 1.566 GWh nahezu vollständig regenerativ erzeugt.

Die Lastdichte in der Region Trier, ihre regionale Verteilung innerhalb der gesamten Region und die Lage des Lastzentrum Stadt Trier sprechen für den vorgeschlagen Standort des PSKW. Mit einer Anbindung an alle Hochspannungsnetze erscheint die geplante Errichtung bei Schweich deshalb optimal.

Die Prüfung der z. Zt. diskutierten Speicheralternativen zum Pumpspeicher (Druckluftspeicher diabot und adiabat, Wasserstoffspeicher, synthetisches Erdgas und Redox-Flow-Batterien) hat ergeben, das nach augenblicklichem Stand von Wissenschaft und Technik ein PSKW absehbar die einzige kommerziell verfügbare Technologie für die geforderte Aufgabe in der Region Trier darstellt.

### 9.2 Die Energieprognosen für die Region Trier in 2020 und 2030

Mit einem Ausbau der erneuerbaren Energien um 5% jährlich und einer gleichzeitigen Reduktion des Verbrauchs um 1% jährlich, wie im Energieplan für die Region Trier angestrebt, stellt sich für das Jahr 2022 im Jahresmittel ein Gleichstand zwischen Verbrauch und Erzeugung ein. Unter den o.g. Annahmen würde im Jahr 2030 in der Region 165% des Verbrauchs erzeugt, wie in Abb. 9.1 dargestellt.

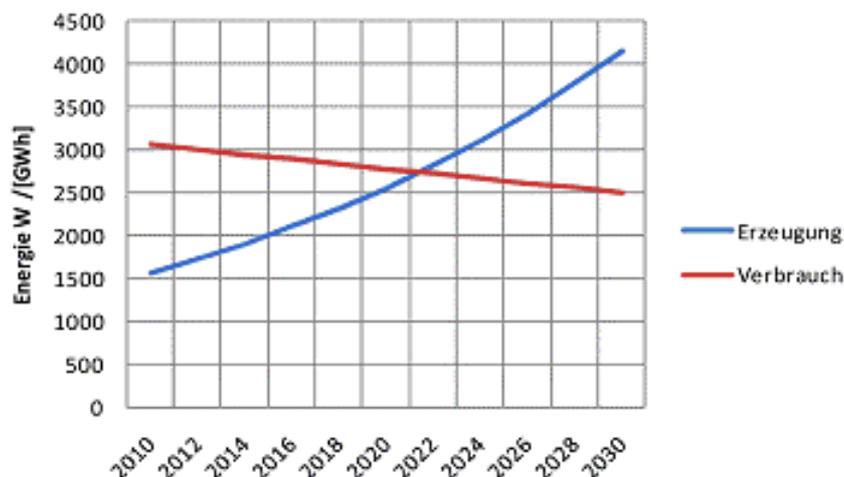


Abb. 9.1: Prognose von Stromerzeugung vs. -verbrauch in der Region Trier im Zeitraum 2010 bis 2030 (Quelle: Abb. 4.7)

Im Jahr 2020 kommt es bereits über eine Zeitdauer von ca. 2.034 Stunden zu einem Leistungsüberschuss in der Region Trier, die dann in der Region erzeugte Energie, welche die nachgefragte Energie zeitweilig übersteigt, summiert sich auf 322,85 GWh.

Ein Ausgleich der so genannten Ladungskurven<sup>161</sup> unter Zuhilfenahme geeigneter Speichertechnologien wäre damit bereits grundsätzlich möglich, wengleich über das Jahr gesehen noch kein vollständiger Ausgleich zu erwarten wäre.

Im Jahr 2030 kommt es dann über eine Zeitdauer von ca. 4.296,5 Stunden zu einem Leistungsüberschuss. Bezogen auf das gesamte Jahr (8.760 Stunden) bedeutet dies, dass während einer Zeitdauer von 49 % mehr Energie in der Region erzeugt als verbraucht wird. Die erzeugte Energie, welche die nachgefragte Energie zeitweilig übersteigt, summiert sich in 2030 auf 1.034 GWh.

### 9.3 Bilanz des Strom-Import und -Export beim Einsatz eines PSKW

Die Erfordernis von Im- und Exporten in und aus der Region ergibt sich nicht aus der jährlichen Betrachtung, sondern aus der momentanen und kurzfristigen Gegenüberstellung von Verbrauch und Erzeugung: Das Netz muss zu allen Zeiten stabil sein.

Angesichts der Unwägbarkeiten obiger Extrapolationen sowie saisonaler und jährlich unterschiedlicher Angebote sind die folgenden Aussagen mit Unsicherheiten behaftet. Trotzdem können aus den vorgenommenen Berechnungen grundsätzliche Schlussfolgerungen und Angaben zu konkreten Größenordnungen eines erforderlichen PSKW abgeleitet werden.

Im Jahr 2010 überschreitet die erzeugte Leistung nur vereinzelt den Elektrizitätsverbrauch in der Region.

Der kumulierte Import elektrischer Energie stieg über das gesamte Jahr 2010 betrachtet kontinuierlich an. Die nur vereinzelt auftretenden Überschüsse der erzeugten gegenüber der nachgefragten Leistung können die Energieimporte nicht wesentlich reduzieren.

Der Vorteil der reduzierten Stromimporte wird bereits im Jahr 2020 sichtbar.

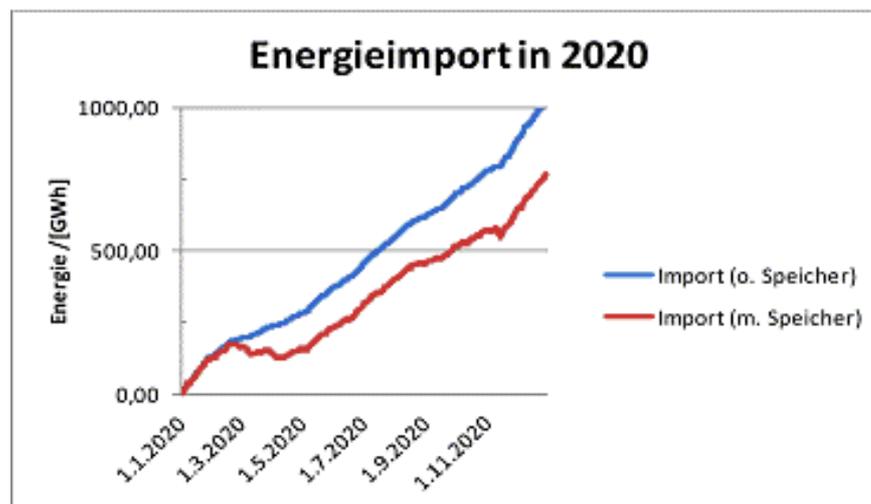


Abb. 9.2: Zeitliche Entwicklung der Stromimporte im Jahr 2020 (Quelle: Abb. 5.7)

Auf Basis der verwendeten Daten werden die Stromimporte bei Verwendung eines Speichers mit unbegrenzter Kapazität um nahezu 25 % reduziert, wie Abb. 9.2 zeigt, statt 1000 GWh nur 750 GWh Import.

<sup>161</sup> Speicherbedarf bei einer Stromversorgung mit erneuerbaren Energien, Matthias Popp, Springer-Verlag 2010, ISBN 978-3-642-01926-5

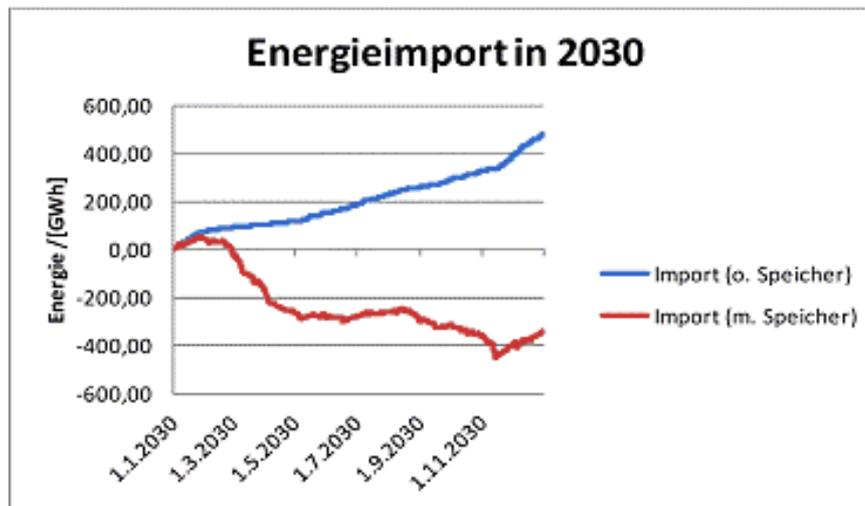


Abb. 9.3: Zeitliche Entwicklung der Stromimporte im Jahr 2030 (Quelle Abb. 5.10)

Im Jahr 2030 wird durch den kontinuierlichen Energieeintrag in den unbegrenzt zur Verfügung stehenden Speicher eine weitest gehende Unabhängigkeit von Stromimporten in die Region hinein bewirkt. Abb. 9.3 zeigt auch, dass nach einem Jahr der Speicher einen höheren Füllgrad aufweist als zu Beginn des Betrachtungszeitraums, mithin also ein dauerhafter Energieüberschuss zu erwarten wäre, der trotz Speicher noch zu Stromexporten aus der Region heraus führen würde.

Bei den vorgenannten Betrachtungen wurde die Annahme getroffen, dass die überschüssige Energiemenge (unter Berücksichtigung des Gesamtwirkungsgrades von  $\eta = 80\%$ ) unbegrenzt zwischengespeichert werden kann. Anschaulich bedeutet dies, dass für jedweden Leistungsüberschuss ausreichende Pumpleistung verfügbar ist und die Speicherfähigkeit des Energiespeichers somit unbegrenzt ist. Praktisch unterliegt diese Betrachtung insoweit einer Grenze, als weder die Speicherauffüllung bzw. -entladung noch die gespeicherte Energiemenge unbegrenzt sind, sondern insbesondere durch die topografischen Gegebenheiten begrenzt werden.

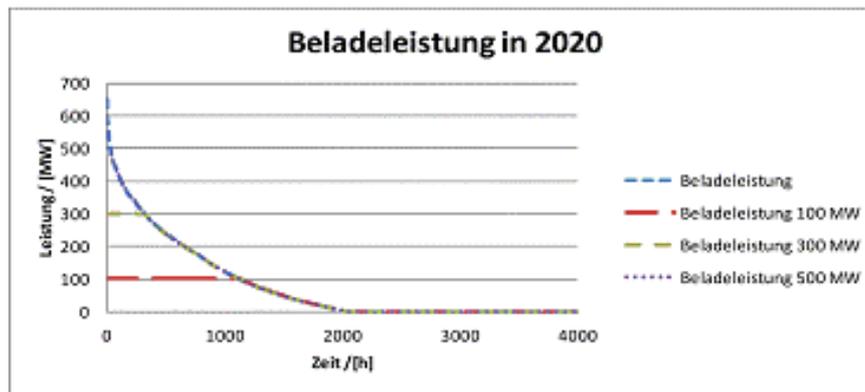
Deshalb stellt sich die Frage, welche Leistung erforderlich wäre, um einen Energiespeicher geeignet zu be- bzw. zu entladen und welche Energieaufnahmefähigkeit dieser Speicher besitzen müsste.

## 9.4 Leistung und Volumen des PSKW

Die notwendigen Leistungen für Be- und Entladung sowie die Größe des Speichers ergeben sich ebenfalls nicht aus der jährlichen Betrachtung, sondern aus der momentanen und kurzfristigen Gegenüberstellung von Verbrauch und Erzeugung. Diese Betrachtung soll für die Jahre 2020 und 2030 durchgeführt werden.

### 9.4.1 Be- und Entladeleistung des PSKW

In Abb. 9.4 sind diese Auswirkungen im Jahr 2020 für eine Begrenzung der Beladeleistung auf 100 MW, 300 MW und 500 MW dargestellt.



**Abb. 9.4: Beladeleistung eines Speichers 2020 (Quelle: Abb. 5.11)**

Die Beurteilung der Auswirkungen erfolgt anhand der gespeicherten Energie. Die Beladeenergie des Speichers ohne Begrenzung der Ladeleistung und Größe würde sich – ohne Berücksichtigung von Wirkungsgraden in einem Jahr auf insgesamt 317,6 GWh belaufen.

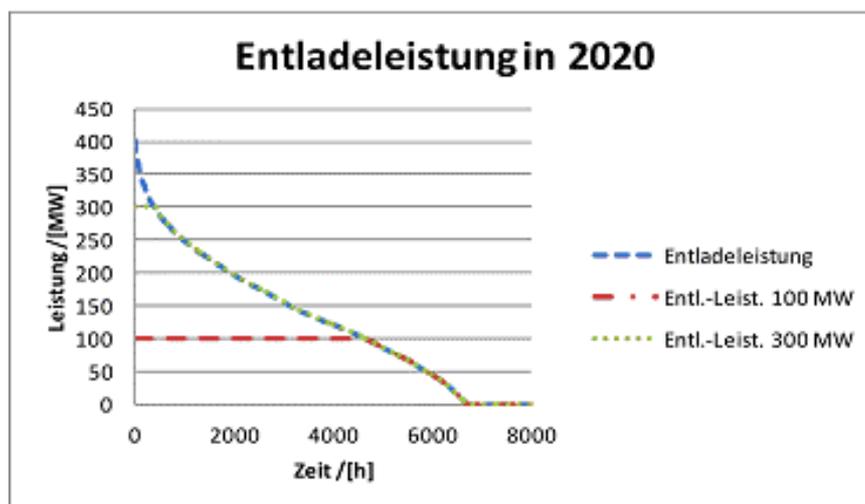
Bei einer Begrenzung der Beladeleistung auf 500 MW würden noch 316,2 GWh an Energie gespeichert, bei einer Begrenzung auf 300 MW 288,2 GWh und bei 100 MW noch 152 GWh zur Verfügung stehen.

Eine vergleichbare Darstellung für die geordnete Entladeleistung zeigt Abb. 9.5. Die Entladeleistung kennzeichnet den Leistungsbedarf, der über die momentan erzeugte Leistung hinausgeht. Dieser Leistungsbedarf wäre – unter Vernachlässigung des Wirkungsgrades – von einem geeigneten Speicher bereitzustellen, um Stromimporte zu vermeiden.

Der Maximalwert der benötigten Entladeleistung beläuft sich nach dieser Berechnung auf 402 MW. Eine Entladeleistung von mehr als 402 MW könnte somit nicht genutzt werden.

Die gesamte Entladeenergie beträgt 1.021,3 GWh. Würde die Entladeleistung auf 300 MW begrenzt, so könnten 1.007,1 GWh entnommen werden, bei 100 MW könnten noch 581,5 GWh entnommen werden.

Diese Betrachtungen setzen voraus, dass ein Energiespeicher zum Zeitpunkt der Energieentnahme auch ausreichend aufgeladen wäre und die nachgefragte Entladeleistung bereitstellen könnte.



**Abb. 9.5: Entladeleistung eines Speichers 2020 (Quelle Abb. 5.12)**

Für das Jahr 2020 lässt sich aus diesen Ergebnissen ableiten, dass eine Aufladung und Entladung des Speichers mit 100 MW nur einen Teil der möglichen Energie zu speichern oder

der benötigten Energie zu entnehmen erlaubt. Eine Aufladung und Entladung mit 300 MW würde eine weitest gehende Speicherung der möglichen Energie und eine weitgehende Deckung der benötigten Energie erlauben.

Eine Aufladung und Entladung mit 500 MW würde nur eine geringfügig höhere Energie in den Speicher einbringen. Bezüglich der Entladung würden gegenüber der 300 MW – Lösung nur sehr kurzzeitige weitergehende Nachfragesituationen bedient werden können. Aus technischer Sicht erscheinen die Vorteile einer 500 MW – Lösung nicht ausreichend groß gegenüber einer 300 MW - Lösung, um einen zu erwartenden Mehraufwand rechtfertigen zu können. Die 100 MW – Lösung wiederum wäre zu schwach dimensioniert, um eine weitgehende Unabhängigkeit von Stromimporten erreichen zu können.

Im folgender Abb. 9.6 sind die Auswirkungen für eine Begrenzung der Beladeleistung auf 100 MW, 300 MW und 500 MW im Jahr 2030 dargestellt.

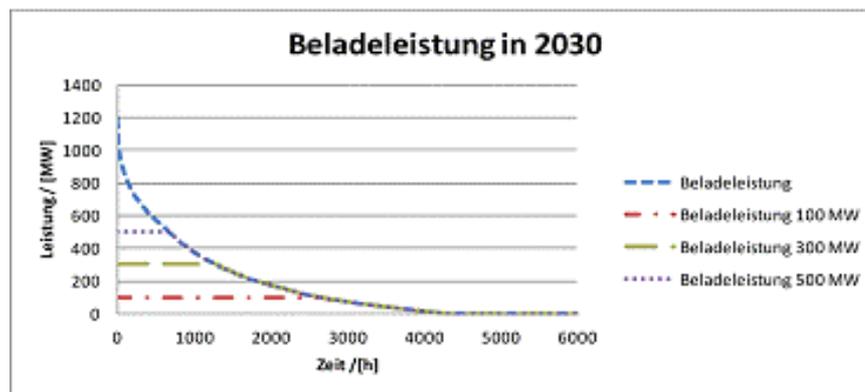


Abb. 9.6: Beladeleistung eines Speichers im Jahr 2030 (Quelle: Abb. 5.14)

Die Beladeenergie des Speichers ohne Begrenzung der Ladeleistung würde sich – ohne Berücksichtigung von Wirkungsgraden im Jahr 2030 auf insgesamt 1.025,2 GWh belaufen. Bei einer Begrenzung auf 500 MW würden noch 901,4 GWh an Energie gespeichert, bei 300 MW noch 712,5 GWh und bei 100 MW noch 340,7 GWh.

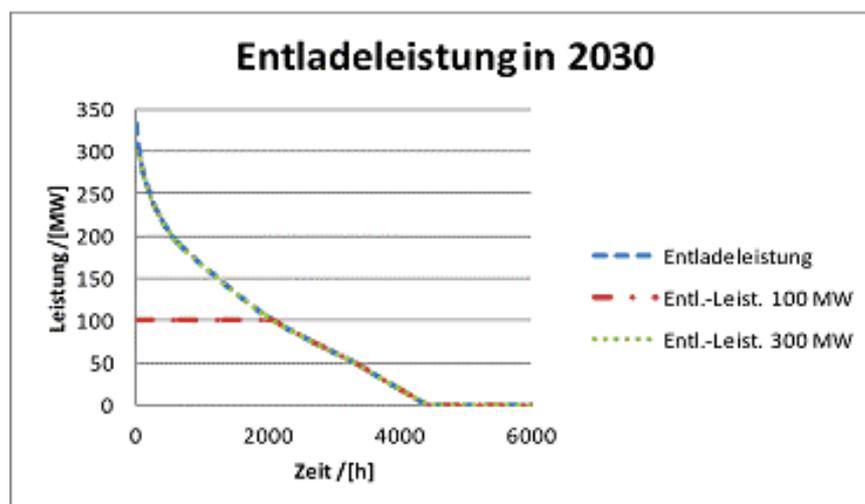
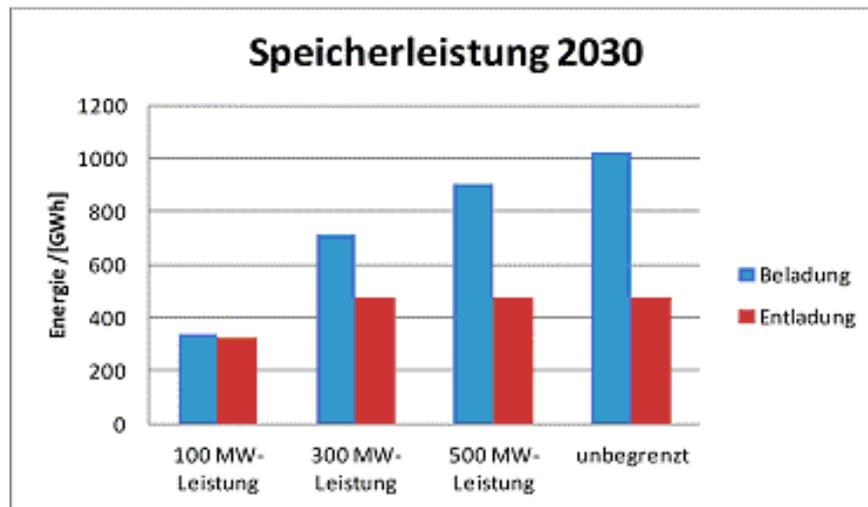


Abb. 9.7: Entladeleistung eines Speichers im Jahr 2030 (Quelle: Abb. 5.15)

Die gesamte Entladeenergie beträgt im Jahr 2030 aufgrund des geringeren Verbrauchs nur noch 478,3 GWh. Würde die Entladeleistung auf 300 MW begrenzt, so könnten 477,6 GWh entnommen werden, bei 100 MW 328,1 GWh.

Eine Aufladung und Entladung mit 500 MW würde zwar eine höhere Energie in den Speicher einbringen. Bezüglich des Entladebedarfs würde jedoch kein nennenswerter Vorteil

resultieren, da der Bedarf bei einer 300 MW – Lösung bereits ausreichend gedeckt wäre, wie folgende Grafik zeigt.

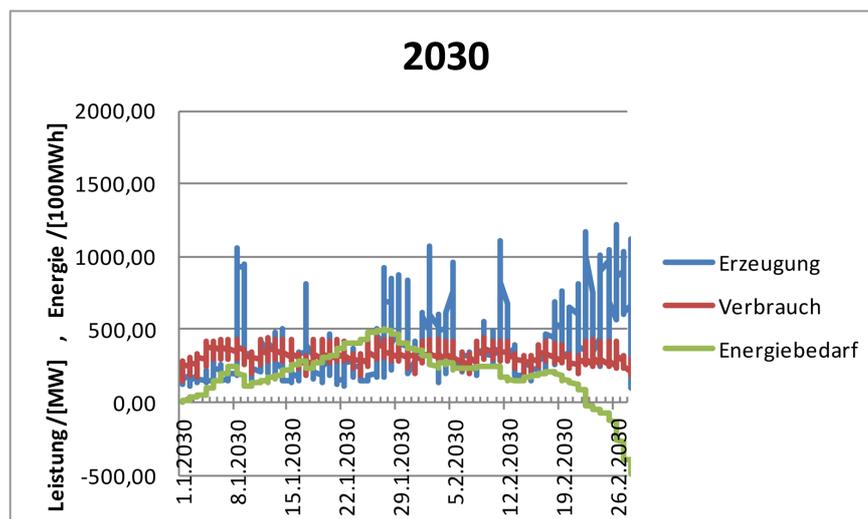


**Abb. 9.8: Energieinhalt eines Speichers in Abhängigkeit von Be-/Entladeleistung (Quelle: Abb. 5.16)**

Als Schlussfolgerung aus diesen Überlegungen wäre die 300 MW – Lösung als ausreichend zu betrachten. Ausschließlich auf Basis der verwendeten Daten und der vorgenommenen Abschätzungen wäre diese Dimensionierung als obere Grenze anzusehen.

#### 9.4.2 Speichervolumen des PSKW

Unter Berücksichtigung der angenommenen Variationen für Erzeugung und Verbrauch im Jahr 2030 würde für einen jahreszeitlichen Komplettausgleich ein Energieinhalt von 50 GWh notwendig sein, damit der Zeitraum einer saisonalen Unterdeckung ausgeglichen werden kann.



**Abb. 9.9: Notwendiger Energieinhalt eines Speichers im schlechten Windmonat Januar 2030 (auf Basis der Winddaten von 2010) (Quelle: Abb. 5.19)**

Die theoretische Speichergröße von 50 GWh basiert auf der Extrapolation der spezifischen Bedingungen im Jahr 2010 (windschwaches Jahr und der Januar 2010 alleine, hatte bereits minus 8,8% im Vergleich zum langjährigen Mittel) und stellt daher eine sehr konservative Schätzung nach oben dar. Die derzeitige Planung des PSKW sieht eine Leistung von ca. 300 MW bei einem Speichervolumen von 6 Mio. m<sup>3</sup> (entsprechend etwa 3 GWh) vor.

Mit dieser Größe kann der zeitweise Import von Strom in die Region nicht vollständig vermieden, aber stark reduziert werden. Der Bedarf an kurzfristiger Regelenergie bedingt durch den verstärkten Ausbau erneuerbarer Energien in der Region dürfte aber damit fast vollständig gedeckt werden. Ein PSKW der geplanten Größe stellt deshalb energiewirtschaftlich eine zweckmäßige Option dar.

Aufgrund der Entwicklungen von regionaler Erzeugung und Verbrauch sowie vor dem Hintergrund der derzeitigen und zukünftigen Energiepolitiken erscheint ein PSKW mit einer Leistungsgröße von ca. 300 MW eine energiewirtschaftlich zweckmäßige Maßnahme.

Der Energieinhalt (Speichervolumen) sollte so groß wie geografisch möglich gewählt werden, um gegebenenfalls auch saisonale Differenzen besser ausgleichen zu können. Die vorge-sehene Planungsgröße von ca. 3 GWh stellt eine energiewirtschaftlich zweckmäßige Größe dar, um kurzfristige Schwankungen im Tagesmaßstab vollständig ausgleichen zu können.

## **9.5 Fazit**

Auf Grundlage der verwendeten Daten inklusive der prognostizierten Zuwächse erscheint das geplante PSKW bereits im Jahr 2020 zweckmäßig. Werden die zugrundegelegten Daten bis ins Jahr 2030 extrapoliert, so erscheint zu diesem Zeitpunkt ein geeignet dimensionierter Speicher unentbehrlich.

Eine wesentliche Aufgabe dieses Speichers besteht dabei in der Ausregelung regionaler erneuerbarer Energien sowie in der Bereitstellung von Regelenergie, deren Bedarf zukünftig vor dem Hintergrund einer starken Zunahme volatiler Energieträger im Energiemix stark zunehmen wird. Während Pumpspeicherkraftwerke in der Vergangenheit neben der Regelenergie bevorzugt für die Bereitstellung von Spitzenlast Anwendung fanden, ist künftig die konzeptionelle Erweiterung dieses Ansatzes denkbar. Bei ausreichender Dimensionierung könnte der Speicher in windschwachen Perioden zusätzliche Aufgaben im Bereich der Mittellast übernehmen und auf diese Weise den Bezug von Importenergie reduzieren.

Als Ergebnis der vorliegenden Untersuchungen wird das PSKW-RIO unter den genannten Prämissen auf Grundlage der zur Verfügung stehenden Informationen als energiewirtschaftlich langfristig notwendige und technologisch zweckmäßige Maßnahme eingeschätzt.

## 10 Abkürzungsverzeichnis

Abb.	Abbildung
ACAES	adiabater Druckluftspeicher (adiabatic compressed air energy storage)
BHKW	Blockheizkraftwerk
CAES	Druckluftspeicher zur Energiespeicherung (Compressed Air Energy Storage)
CCS	CO <sub>2</sub> -Abscheidung und Speicherung (Carbon Capture and Storage)
CH <sub>4</sub>	Methan
CO	Kohlenstoffmonoxid
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
dena	Deutsche Energie Agentur GmbH
DSM	Lastmanagement (Demand Side Management)
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.
EART	Energieagentur Region Trier gGmbH
ECN	Energy Research Centre of the Netherlands
EE	erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Kurztitel Erneuerbare-Energien-Gesetz)
EGKS	Europäischen Gemeinschaft für Kohle und Stahl
ENTSO-E	Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (European Network of Transmission System Operators for Electricity)
ETG	Energetische Gesellschaft im VDE
EU	Europäische Union
evtl.	eventuell
EWEA	European Wind Energy Association
EWI	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln
EWIS	European Wind Integration Study
GT	Gasturbine
GuD	Gas- und Dampfturbine
GWS	Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung mbH
H <sub>2</sub>	Wasserstoffmolekül
H <sub>2</sub> O	Wassermolekül
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen
IWES	Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
KWK	Kraft-Wärme-Koppelung
O <sub>2</sub>	Sauerstoffmolekül
PEM	Protonenaustauschmembran (Proton Exchange Membran)
PSKW	Pumpspeicherkraftwerk
PV	Photovoltaik
RFB	Redox-Flow-Batterie
s.	siehe
s.a.	siehe auch
SNG	synthetisches Erdgas (Synthetic Natural Gas)
spez.	spezifisch
SWT	Stadtwerke Trier
UA	Umspannanlage
UCTE	Union für die Koordinierung des Transports von Elektrizität (Union for the Coordination of Transmission of Electricity), bis 30.6.2009; jetzt ENTSO-E
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
vgl.	vergleiche
VK	Virtuelles Kraftwerk
WKA	Windkraftanlage
z.B.	zum Beispiel
ZSW	Zentrum Sonnenenergie und Wasserstoff

# 11 Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

## 11.1 Abbildungen

Abb. 2.1: Anteile erneuerbarer Energien an der Energiebereitstellung in Deutschland .....	7
Abb. 2.2: Struktur der Endenergieerzeugung in Deutschland 2010 .....	7
Abb. 2.3: Struktur der Stromerzeugung in Deutschland .....	8
Abb. 2.4: Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in MW installierter Leistung in Deutschland seit 1990.....	8
Abb. 2.5: Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2030.....	9
Abb. 2.6: Struktur der Stromerzeugung in Rheinlandpfalz 2008 .....	12
Abb. 2.7: Anteil der unterschiedlichen Sparten an der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Rheinland-Pfalz .....	12
Abb. 2.8: Erzeugte EEG-Strommenge 2010 je km <sup>2</sup> und Verbandsgemeinde in der Region Trier.....	13
Abb. 2.9: Regenerative Stromerzeugung in der Region Trier im Jahr 2010.....	14
Abb. 3.1: Anteil der Energieträger an der Stromerzeugung in 2010.....	15
Abb. 3.2: Energieträger und ihre regionale Verteilung an der Stromerzeugung in 2010.....	16
Abb. 3.3: Installierte Leistung und Energiebeitrag regenerativer Energien bis 2030 .....	18
Abb. 4.1: Verbrauchte Strommenge 2010 je km <sup>2</sup> und Verbandsgemeinde in der Region Trier .....	20
Abb. 4.2: Energieerzeugung im Juni (oben) und Dezember (unten) 2010.....	23
Abb. 4.3: Gegenüberstellung erzeugte und nachgefragte Leistung in 2010.....	24
Abb. 4.4: Leistungsüberschuss in Region im Jahr 2010 .....	25
Abb. 4.5: Beispielhafter Lastgang für Region am 24.2.2010.....	25
Abb. 4.6: Schematische Darstellung der Energieverteilung in der Region Trier .....	27
Abb. 4.7: Prognose von Energieerzeugung vs. –verbrauch im Zeitraum 2010 bis 2030 .....	28
Abb. 4.8: Gegenüberstellung erzeugte und nachgefragte Leistung in 2020.....	31
Abb. 4.9: Leistungsüberschuss in Region im Jahr 2020 .....	32
Abb. 4.10: Beispielhafter Lastgang für Region .....	32
Abb. 4.11: Gegenüberstellung erzeugte und nachgefragte Leistung in 2030.....	34
Abb. 4.12: Leistungsüberschuss in der Region Trier im Jahr 2020 .....	35
Abb. 5.1: Hochspannungsnetz in der Region Trier.....	36
Abb. 5.2: Elektrischer Energieverbrauch in der Region Trier (Basis: 2008).....	37
Abb. 5.3: Gegenüberstellung Energieerzeugung und –verbrauch in der Region Trier 2010 .....	38
Abb. 5.4: Zeitliche Entwicklung der Stromimporte in die Region Trier im Jahr 2010.....	39
Abb. 5.5: Gegenüberstellung Energieerzeugung und –verbrauch in der Region Trier 2020 .....	39
Abb. 5.6: Stundenwerte des Stromimports 2020 ohne Speicher.....	40
Abb. 5.7: Zeitliche Entwicklung der Stromimporte im Jahr 2020 .....	40
Abb. 5.8: Gegenüberstellung Energieerzeugung und –verbrauch in 2030.....	41
Abb. 5.9: Stundenwerte des Stromimports 2030 ohne Speicher.....	41
Abb. 5.10: Zeitliche Entwicklung der Stromimporte im Jahr 2030 .....	42
Abb. 5.11: Beladeleistung eines Speichers 2020 .....	43
Abb. 5.12: Entladeleistung eines Speichers 2020 .....	44
Abb. 5.13: Jährlich nutzbare Energie eines PSKW in Abhängigkeit von Be-/Entladeleistung .....	44
Abb. 5.14: Beladeleistung eines Speichers 2030 .....	45
Abb. 5.15: Entladeleistung eines Speichers 2030 .....	45
Abb. 5.16: Energieinhalt eines Speichers in Abhängigkeit von Be-/Entladeleistung .....	46
Abb. 5.17: Verbleibender Stromimport in die Region Trier in Abhängigkeit von Speichervolumen und –leistung 2030 .....	47
Abb. 5.18: Speicherfüllstand im Verlauf des Jahres 2030 bei 300 MW Be- und Entladeleistung und einer Größe von 3 GWh <sup>65</sup> .....	47
Abb. 5.19: Notwendiger Energieinhalt eines Speichers im schlechten Windmonat Januar 2030 (auf Basis der Winddaten von 2010).....	48
Abb. 5.20: Erzeugerbilanz bei SWT-Portfolio in Beispielzeitraum Juni 2030 .....	49

Abb. 5.21: Erzeugerbilanz bei SWT-Portfolio in Beispielzeitraum Dezember 2030 .....	49
Abb. 6.1: Prinzipdarstellung – Funktionsweise PSKW .....	51
Abb. 6.2: Wirkungsgrade und Verluste einer Pumpspeicheranlage .....	52
Abb. 6.3: Hauptelemente eine Kavernen-Pumpspeicheranlage .....	53
Abb. 6.4: Zeitlicher Ablauf des Einsatzes der verschiedenen Regelenergiearten .....	55
Abb. 6.5: Leistungsfaktor bei Unter- und Übererregung .....	56
Abb. 6.6: Geographische Verteilung von PSKW in Deutschland .....	57
Abb. 6.7: Über- bzw. Unterversorgung der drei Teilnetze im Rahmen der UCTE Großstörung direkt nach der Trennung in die drei Teilnetze und daraus resultierende Frequenzabweichungen .....	60
Abb. 7.1: Möglichkeiten der Speicherung elektrischer Energie .....	62
Abb. 7.2: Einteilung von elektrischen und elektro-chemischen Energiespeichern .....	62
Abb. 7.3: Speicherkapazitäten und Reichweite/Speicherzeit verschiedener Speicherarten .....	63
Abb. 7.4: Prinzipskizze eines diabaten Druckluftspeicherkraftwerks .....	65
Abb. 7.5: Prinzipskizze eines adiabaten Druckluftspeicherkraftwerks .....	65
Abb. 7.6: Grundschema der Wasserelektrolyse .....	67
Abb. 7.7: Prozesskette zur Herstellung von synthetischem Erdgas .....	69
Abb. 7.8: Schematische Darstellung einer Redox-Flow-Batterie .....	72
Abb. 7.9: Darstellung des Verbunds von kleinen dezentralen Stromerzeugern zu einem virtuellen Kraftwerk ..	75
Abb. 9.1: Prognose von Stromerzeugung vs. –verbrauch in der Region Trier im Zeitraum 2010 bis 2030 (Quelle: Abb. 4.7) .....	80
Abb. 9.2: Zeitliche Entwicklung der Stromimporte im Jahr 2020 (Quelle: Abb. 5.7) .....	81
Abb. 9.3: Zeitliche Entwicklung der Stromimporte im Jahr 2030 (Quelle Abb. 5.10) .....	82
Abb. 9.4: Beladeleistung eines Speichers 2020 (Quelle: Abb. 5.11) .....	83
Abb. 9.5: Entladeleistung eines Speichers 2020 (Quelle Abb. 5.12) .....	83
Abb. 9.6: Beladeleistung eines Speichers im Jahr 2030 (Quelle: Abb. 5.14) .....	84
Abb. 9.7: Entladeleistung eines Speichers im Jahr 2030 (Quelle: Abb. 5.15) .....	84
Abb. 9.8: Energieinhalt eines Speichers in Abhängigkeit von Be-/Entladeleistung (Quelle: Abb. 5.16) .....	85
Abb. 9.9: Notwendiger Energieinhalt eines Speichers im schlechten Windmonat Januar 2030 (auf Basis der Winddaten von 2010) (Quelle: Abb. 5.19) .....	85

## 11.2 Tabellen

Tab. 2.1: Ziele der Bundesregierung .....	6
Tab. 4.1: Elektrische Energieerzeugung nach Energieträgern in 2010 .....	21
Tab. 4.2: Regionale Energieträger in 2010 und ihre spezifischen Volllaststunden .....	21
Tab. 4.3: Elektrische Energieerzeugung nach Energieträgern in 2010, 2020, 2030 .....	29
Tab. 5.1: Geplantes SWT-Portfolio .....	49
Tab. 7.1: In Japan betriebene Redox-Flow-Batterien .....	73
Tab. 7.2: Zusammenfassung der Speichertechnologien .....	77

## 12 Literaturverzeichnis

- AG Energiebilanzen e.V. (Hg.) (28.07.11): Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland. Daten für die Jahre 1990 bis 2010. Online verfügbar unter <http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=139>, zuletzt geprüft am 2.10.11.
- Agentur für Erneuerbare Energien (Hg.): Kombikraftwerk 2 - Das regenerative Kombikraftwerk. Stabiler Strom aus Erneuerbaren Energien. Online verfügbar unter <http://www.kombikraftwerk.de/>, zuletzt geprüft am 2.10.11.
- Amprion GmbH (Hg.): Aktuelle EEG-Anlagendaten. Anlagendetaildaten. Online verfügbar unter <http://www.amprion.de/sites/default/files/zip/Anlagendetaildaten%20csv.zip>, zuletzt geprüft am 1.9.11.
- Amprion GmbH (Hg.): Aktuelle EEG-Anlagendaten. Anlagenstammdaten PLZ\_50000\_54999. Online verfügbar unter [http://www.amprion.de/sites/default/files/zip/Anlagenstammdaten\\_20110811\\_PLZ\\_50000\\_54999.zip](http://www.amprion.de/sites/default/files/zip/Anlagenstammdaten_20110811_PLZ_50000_54999.zip), zuletzt geprüft am 1.9.11.
- Amprion GmbH (Hg.): Ausschreibungsergebnisse Primärregelleistung 2001-2007. Online verfügbar unter <http://www.amprion.net/primaerregelleistung>, zuletzt geprüft am 3.10.11.
- Amprion GmbH (Hg.): Ausschreibungsergebnisse Sekundärregelleistung 2001-2007. Online verfügbar unter <http://www.amprion.net/sekundaerregelleistung>, zuletzt geprüft am 3.10.11.
- Amprion GmbH (Hg.): Minutenreserve Ausschreibungen 2006. Ausschreibungsergebnisse und Grenzpreise. Online verfügbar unter <http://www.amprion.net/2006>, zuletzt geprüft am 3.10.11.
- Arens, Marlene; Wietschel, Martin; Dötsch, Christian; Herkel, Sebastian; Krewitt, Wolfram; Markewitz, Peter et al. (2009): Energietechnologien 2050. Identifizierung neuer Forschungs- und Entwicklungsschwerpunkte. In: BWK : Das Energie - Fachmagazin / Hrsg. VDI Verein Deutscher Ingenieure. - Düsseldorf, H. 10, S. 6–17.
- Bantle, Christian (10.09.10): Energie-Info Studiensynopse Energieprognosen. Prognosen zur Entwicklung der Stromversorgung und Einordnung der Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Herausgegeben von BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Berlin. Online verfügbar unter [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE\\_20100908\\_Studiensynopse\\_Energieprognosen\\_Prognosen\\_zur\\_Entwicklung\\_der\\_Stromversorgung\\_und\\_Einord/\\$file/352\\_Energie-Info\\_Studiensynopse%20Energieprognosen.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_20100908_Studiensynopse_Energieprognosen_Prognosen_zur_Entwicklung_der_Stromversorgung_und_Einord/$file/352_Energie-Info_Studiensynopse%20Energieprognosen.pdf), zuletzt geprüft am 29.07.11.
- Bantle, Christian (31.05.11): Energie-Info: Auswirkungen des Moratoriums auf die Stromwirtschaft. Stromerzeugung, Auslastung der Kraftwerke, gesicherte Leistung, Netzsituation, Kraftwerksplanung, Stromaustausch mit dem Ausland, Einspeisungen und Großhandelspreise. Herausgegeben von BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Berlin. Online verfügbar unter [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/D4A65905A3800862C12578A20035A30E/\\$file/11-05-31-Energie-Info-Auswirkungen%20des%20Moratoriums%20auf%20die%20Stromwirtschaft.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/D4A65905A3800862C12578A20035A30E/$file/11-05-31-Energie-Info-Auswirkungen%20des%20Moratoriums%20auf%20die%20Stromwirtschaft.pdf), zuletzt geprüft am 29.07.11.
- Bantle, Christian (31.05.11): Foliensatz Energie-Info Auswirkungen des Moratoriums auf die Stromwirtschaft. Herausgegeben von BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Berlin. Online verfügbar unter [http://www.bdew.de/internet.nsf/res/C70A93716903FAD8C12578A20037B11C/\\$file/110531\\_Foliensatz\\_Energie-Info%20Auswirkungen%20des%20Moratoriums%20auf%20die%20Stromwirtschaft.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/res/C70A93716903FAD8C12578A20037B11C/$file/110531_Foliensatz_Energie-Info%20Auswirkungen%20des%20Moratoriums%20auf%20die%20Stromwirtschaft.pdf), zuletzt geprüft am 29.07.11.
- BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (April 2011): Beschluss des Vorstands des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft zur aktuellen energiepolitischen Lage. Herausgegeben von BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Online verfügbar unter [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE\\_20110408-BDEW-extra-Ausserordentliche-Vorstandssitzung-des-BDEW-zur-aktuellen-energiepolitischen-/\\$file/Beschluss\\_BDEW\\_Vorstand\\_Zur\\_aktuellen\\_energiepolitischen\\_Debatte.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_20110408-BDEW-extra-Ausserordentliche-Vorstandssitzung-des-BDEW-zur-aktuellen-energiepolitischen-/$file/Beschluss_BDEW_Vorstand_Zur_aktuellen_energiepolitischen_Debatte.pdf), zuletzt geprüft am 3.10.11.
- BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (Hg.) (2011): Homepage des BDEW. Online verfügbar unter <http://www.bdew.de/>, zuletzt aktualisiert am 29.08.2011, zuletzt geprüft am 12.09.2011.

- BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (Hg.) (29.08.11): Strom aus Erneuerbaren Energien 1. Halbjahr 2011. Anhang zur BDEW-Pressemeldung „Erneuerbare liefern mehr als 20 Prozent des Stroms“, 29. August 2011. Online verfügbar unter [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE\\_20110829-PI-Erneuerbare-liefen-mehr-als-20-Prozent-des-Stroms/\\$file/110829\\_Tabelle\\_Strom\\_aus\\_Erneuerbaren\\_Energien\\_1\\_%20Halbjahr\\_2011.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_20110829-PI-Erneuerbare-liefen-mehr-als-20-Prozent-des-Stroms/$file/110829_Tabelle_Strom_aus_Erneuerbaren_Energien_1_%20Halbjahr_2011.pdf), zuletzt aktualisiert am 29.08.11, zuletzt geprüft am 2.10.11.
- BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (Hg.) (8.04.11): Zur aktuellen energiepolitischen Lage. Beschluss des Vorstands. Online verfügbar unter [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE\\_20110408-BDEW-extra-Ausserordentliche-Vorstandssitzung-des-BDEW-zur-aktuellen-energiepolitischen-\\$file/Beschluss\\_BDEW\\_Vorstand\\_Zur\\_aktuellen\\_energiepolitischen\\_Debatte.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_20110408-BDEW-extra-Ausserordentliche-Vorstandssitzung-des-BDEW-zur-aktuellen-energiepolitischen-$file/Beschluss_BDEW_Vorstand_Zur_aktuellen_energiepolitischen_Debatte.pdf), zuletzt geprüft am 2.10.11.
- Biedermann, Anna (14.07.11): Klimaschutzziele in den deutschen Bundesländern. Herausgegeben von UBA - Umweltbundesamt. (CLIMATE CHANGE, 15/2011). Online verfügbar unter <http://www.uba.de/uba-info-medien/4146.html>, zuletzt geprüft am 26.08.11.
- BMU (Hg.) (August 2009): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland. Leitszenario 2009. Berlin. Online verfügbar unter [http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitszenario2009\\_bf.pdf](http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitszenario2009_bf.pdf), zuletzt geprüft am 2.10.11.
- BMU (Hg.): Homepage des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Online verfügbar unter <http://www.bmu.de/>, zuletzt geprüft am 10.09.2011.
- BMU (Juli 2011): Erneuerbare Energie in Zahlen. Nationale und Internationale Entwicklung. Herausgegeben von BMU. Berlin. Online verfügbar unter [http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/broschuere\\_ee\\_zahlen\\_bf.pdf](http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/broschuere_ee_zahlen_bf.pdf), zuletzt geprüft am 01.09.2011.
- BMU (Mai 2008): Verbesserung der Integration der erneuerbaren Energien im Strombereich. Handlungsoptionen für eine Modernisierung des Energiesystems. Herausgegeben von BMU. Online verfügbar unter [http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/systemintegration\\_ee.pdf](http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/systemintegration_ee.pdf), zuletzt geprüft am 02.09.2011.
- BMU; BMWI (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Herausgegeben von BMWI und BMU. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/energiekonzept-2010,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt aktualisiert am 12.10.2010, zuletzt geprüft am 07.07.2011.
- BMWI (Juli 2011): Forschung für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Das 6. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung. Herausgegeben von BMWI. Berlin. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/6-energieforschungsprogramm-der-bundesregierung,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 3.10.11.
- BMWI (Hg.) (2011): Der Weg zur Energie der Zukunft - sicher, bezahlbar und umweltfreundlich. Energiekonzept vom 6.6.2011. Online verfügbar unter <http://bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/Energiepolitik/energiekonzept.html>, zuletzt geprüft am 3.10.11.
- Brandau, Heinz Dipl.-Ing: Energieumwandlung in Pumpspeicherwerken. In: Bergbau: Zeitschrift für Rohstoffgewinnung, Energie, Umwelt ; offizielles Organ des RDB e.V. (Ring Deutscher Bauingenieure), - Gelsenkirchen, Jg. 2002, H. Bd. 53 H.2, S. 67–72, zuletzt geprüft am 26.07.2011.
- Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA); Bundesstelle für Energieeffizienz (BfEE) (26.08.11): 2. Nationaler Energieeffizienz-Aktionsplan (NEEAP) der Bundesrepublik Deutschland. Herausgegeben von BMWI. Berlin. Online verfügbar unter [http://www.bafa.de/bafa/de/energie/energieeffizienz/energieeffizienz\\_deutschland/energieeffizienz\\_aktionsplan/2\\_neeap\\_de.pdf](http://www.bafa.de/bafa/de/energie/energieeffizienz/energieeffizienz_deutschland/energieeffizienz_aktionsplan/2_neeap_de.pdf), zuletzt geprüft am 7.09.11.
- Chandel, Munish; Williams, Eric (2009): Synthetic Natural Gas (SNG): Technology, Environmental Implications, and Economics. Herausgegeben von Duke University. Climate Change Policy Partnership. Online verfügbar unter [http://www.nicholas.duke.edu/ccpp/ccpp\\_pdfs/synthetic\\_gas.pdf](http://www.nicholas.duke.edu/ccpp/ccpp_pdfs/synthetic_gas.pdf), zuletzt geprüft am 6.9.11.

- dena (15.02.2010): Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien. Zusammenfassung. Herausgegeben von dena. Online verfügbar unter [http://www.dena.de/fileadmin/user\\_upload/Download/Dokumente/Publikationen/ESD/Zusammenfassung\\_Endbericht\\_PSW\\_-\\_Integration\\_EE\\_dena.pdf](http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Publikationen/ESD/Zusammenfassung_Endbericht_PSW_-_Integration_EE_dena.pdf), zuletzt geprüft am 3.10.11.
- dena (15.02.2010): Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien. Abschlussbericht. Herausgegeben von dena. Online verfügbar unter [http://www.dena.de/fileadmin/user\\_upload/Download/Dokumente/Publikationen/ESD/Endbericht\\_PSW\\_-\\_Integration\\_EE\\_dena.pdf](http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Publikationen/ESD/Endbericht_PSW_-_Integration_EE_dena.pdf).
- dena (Hg.) (2010): Kurzanalyse der Kraftwerksplanung in Deutschland bis 2020 (Aktualisierung). Online verfügbar unter [http://www.dena.de/fileadmin/user\\_upload/Download/Dokumente/Studien\\_\\_\\_Umfragen/KurzanalyseKraftwerksplanungDE\\_2020.pdf](http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Studien___Umfragen/KurzanalyseKraftwerksplanungDE_2020.pdf), zuletzt aktualisiert am 15.02.10, zuletzt geprüft am 2.10.11.
- dena (Hg.) (November 2010): dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025. Berlin. Online verfügbar unter [http://www.dena.de/infos/presse/studien/?no\\_cache=1&cid=5279&did=7791&sechash=9df145c9](http://www.dena.de/infos/presse/studien/?no_cache=1&cid=5279&did=7791&sechash=9df145c9), zuletzt geprüft am 2.10.11.
- Deutsche Bundesregierung (Hg.) (2011): Erfahrungsbericht zum Erneuerbaren-Energiengesetz. EEG-Erfahrungsbericht. Online verfügbar unter [http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg\\_erfahrungsbericht\\_2011\\_bf.pdf](http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_erfahrungsbericht_2011_bf.pdf), zuletzt geprüft am 07.09.2011.
- Deutsche Bundesregierung: Schwerpunkt Europäische Energiepolitik. Sichere Energieversorgung Grundlage unseres Lebens. In: Deutsche Bundesregierung (Hg.): Magazin für Europa und Internationales, 02/2011.
- DGS (Hg.) (2011): Stromspeicher - unendliche Entwicklungen. (SONNENENERGIE, 05). Online verfügbar unter [http://www.sonnenenergie.de/index.php?id=30&no\\_cache=1&tx\\_ttnews\[tt\\_news\]=150](http://www.sonnenenergie.de/index.php?id=30&no_cache=1&tx_ttnews[tt_news]=150), zuletzt geprüft am 2.10.11.
- DVGW, Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches (Hg.): Rheinland-Pfalz im Blick. Nutzung der Erdgasinfrastruktur zur Speicherung von regenerativ erzeugter elektrischer Energie. Online verfügbar unter [http://www.dvgw-rlp.de/fileadmin/landesgruppen/Rheinland-Pfalz/pdf/Rheinland-Pfalz\\_im\\_Blick/RLP\\_im\\_Blick\\_03-2010.pdf](http://www.dvgw-rlp.de/fileadmin/landesgruppen/Rheinland-Pfalz/pdf/Rheinland-Pfalz_im_Blick/RLP_im_Blick_03-2010.pdf), zuletzt geprüft am 6.9.11.
- EGT Energiehandel GmbH (Hg.): Stromhändler, Industriestrom, Stromlieferanten - Glossar. Spitzenlast (Peak). Online verfügbar unter <http://www.egt-energiehandel.de/index.php?scriptlet=CMS/Glossar&id=1326#S>, zuletzt geprüft am 3.10.11.
- Energieagentur Region Trier GmbH (25.11.2010): Energieplan für die Region Trier 2010. Von einer energieimportierenden zu einer energieexportierenden Region. Herausgegeben von Energieagentur Region Trier GmbH. Trier. (Energie im Fokus, 1). Online verfügbar unter [http://typo3.energieagentur-region-trier.de/fileadmin/user\\_upload/PDF/Energieplan/110615\\_EP\\_publ.\\_Endfassung\\_-\\_Druckv\\_03.pdf](http://typo3.energieagentur-region-trier.de/fileadmin/user_upload/PDF/Energieplan/110615_EP_publ._Endfassung_-_Druckv_03.pdf), zuletzt geprüft am 8.07.11.
- Energetische Gesellschaft im VDE (Hg.) (2009): Energiespeicher in Versorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbaren Energieträger. Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf. VDE. Online verfügbar unter <http://www.vde.com/de/fg/ETG/Arbeitsgebiete/V1/Aktuelles/Oeffentlich/Seiten/Studie-Energiespeicher.aspx>, zuletzt geprüft am 3.10.11.
- Europäische Kommission (Hg.) (2011): Energy 2020. A strategy for competitive, sustainable and secure energy. Brüssel. Online verfügbar unter [http://ec.europa.eu/energy/publications/doc/2011\\_energy2020\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/energy/publications/doc/2011_energy2020_en.pdf), zuletzt geprüft am 6.9.11.
- EWEA (Hg.) (10.02.11): Wind in Power. 2010 European statistics. Online verfügbar unter [http://www.ewea.org/fileadmin/ewea\\_documents/documents/statistics/EWEA\\_Annual\\_Statistics\\_2010.pdf](http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/statistics/EWEA_Annual_Statistics_2010.pdf), zuletzt geprüft am 2.10.11.

- Fraunhofer ISE; Fraunhofer AST; VK Partner: Stand und Entwicklungspotential der Speichertechnologien für Elektroenergie. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/speichertechniken-elektroenergie,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 6.9.11.
- Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung: Energietechnologien 2050; Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung (2010). Karlsruhe, Hannover: Fraunhofer-Verlag; Technische Informationsbibliothek u. Universitätsbibliothek (ISI-Schriftenreihe Innovationspotenziale).
- FVEE, Forschungsverbund erneuerbarer Energien (2010): Forschung für das Zeitalter der erneuerbaren Energien. Online verfügbar unter <http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2010-2/th2010.pdf>, zuletzt aktualisiert am 14.12.2010, zuletzt geprüft am 06.07.2011.
- Giesecke, Jürgen; Mosonyi, Emil; Heimerl, Stephan (2009): Wasserkraftanlagen. Planung, Bau und Betrieb. 5. aktualisierte und erweiterte Auflage, Springer Berlin.
- Götz, Manuel; Orloff, Felix; Bajohr, Siegfried; Graf, Frank: Speicherung von regenerativ erzeugter elektrischer Energie in der Erdgasinfrastruktur. In: gwf - Gas - Erdgas, Jg. 2011, H. 04, S. 200–210. Online verfügbar unter [http://www.dvgw.de/fileadmin/dvgw/angebote/forschung/inno\\_speicherung.pdf](http://www.dvgw.de/fileadmin/dvgw/angebote/forschung/inno_speicherung.pdf), zuletzt geprüft am 27/07/2011.
- Hennigs, Wilfried; Linßen, Jochen; Markewitz, Peter; Vögele, Stefan (2011): Energiespeicher. Ein Überblick über den aktuellen Stand der Technik. In: BWK : Das Energie - Fachmagazin / Hrsg. VDI Verein Deutscher Ingenieure. - Düsseldorf, H. 05, S. 53–58.
- Heuck, Klaus; Dettmann, Klaus-Dieter; Schulz, Detlef (2007): Elektrische Energieversorgung. Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis. 7. Aufl. s.l: Vieweg+Teubner (GWV).
- Homepage des Ministeriums für Umwelt, Landwirtschaft, Ernährung, Weinbau und Forsten. Online verfügbar unter <http://www.mulewf.rlp.de/>, zuletzt geprüft am 08.09.2011.
- Hüttenrauch, Jens; Müller-Syring, Gert (2010): Zumischung von Wasserstoff zum Erdgas. In: Energie-, Wasser-Praxis: Fachzeitschrift für die Energie- und Wasser-Praxis ; Organ des DVGW Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V. - Bonn, H. 10, S. 68–71. Online verfügbar unter [http://www.gat-dvgw.de/fileadmin/gat/newsletter/pdf/pdf\\_2010/03\\_2010/internet\\_68-71\\_Huettenrauch.pdf](http://www.gat-dvgw.de/fileadmin/gat/newsletter/pdf/pdf_2010/03_2010/internet_68-71_Huettenrauch.pdf), zuletzt geprüft am 6.9.11.
- IEA - International Energy Agency: Harnessing variable renewables. A guide to the balancing challenge (2011). Paris: OECD/IEA.
- Institut für angewandtes Stoffstrommanagement (IFAS); Arbeitsgruppe AGL (28.10.10): Fortschreibung des Regionalen Energiekonzeptes 2010. Handlungsempfehlungen zur strategischen Einbindung regenerativer Energien zur Fortschreibung des Energiekonzeptes für die Region Trier. Herausgegeben von Planungsgemeinschaft Region Trier. Trier. (Materialien und Informationen, 29). Online verfügbar unter [http://www.plg-region-trier.de/upload/Infoheft\\_kpl\\_Johnen\\_1751.pdf](http://www.plg-region-trier.de/upload/Infoheft_kpl_Johnen_1751.pdf), zuletzt geprüft am 8.07.11.
- Jehle, Christoph (2011): Bau von Wasserkraftanlagen. Praxisbezogene Planungsgrundlagen. 5., überarb. und erw. Berlin, Offenbach: VDE-Verl.
- Jentsch, Mareike; Sterner, Michael Dr.-Ing.; Specht, Michael Dr. (28.10.2010): Erneuerbares Methan. Kopplung von Strom- und Gasnetz. Veranstaltung vom 28.10.2010. Chemnitz. Online verfügbar unter [http://www.iset.uni-kassel.de/abt/FB-I/publication/2010-051\\_Erneuerbares\\_Methan.pdf](http://www.iset.uni-kassel.de/abt/FB-I/publication/2010-051_Erneuerbares_Methan.pdf), zuletzt geprüft am 2.10.11.
- Jörg Breitenfeld (September 2010): Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energieträgern. Eifel und Hunsrück sind zurzeit das Zentrum der Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien. Herausgegeben von Statistisches Landesamt Rheinland-Pfalz. Online verfügbar unter <http://www.statistik.rlp.de/fileadmin/dokumente/monatshefte/2010/10-2010-812.pdf>, zuletzt geprüft am 12.9.11.
- Juwi; Solarfuel: Erdgas aus Ökostrom. juwi und SolarFuel testen Verfahren zur Stromspeicherung. Pressemitteilung vom 21.03.11. Online verfügbar unter [http://www.solar-fuel.net/fileadmin/user\\_upload/pi-2011-SolarFuel-juwiAnlageMorsbach.pdf](http://www.solar-fuel.net/fileadmin/user_upload/pi-2011-SolarFuel-juwiAnlageMorsbach.pdf), zuletzt geprüft am 2.10.11.

- Keusel, Jochen Prof.Dr.Ing.: Smart Grids: Voraussetzung der Realisierbarkeit der energiepolitischen Ziele Deutschlands und Europa. In: BWK : Das Energie - Fachmagazin / Hrsg. VDI Verein Deutscher Ingenieure. - Düsseldorf, Jg. 2009, H. 12, S. 5–9.
- Kirsch GmbH Trier (Hg.) (2011): Produkte | Netzersatzanlagen | Minutenreserve. "Virtuelles Kraftwerk". Online verfügbar unter <http://www.kirsch-energie.de/de/produkte/netzersatzanlagen/minutenreserve.html>, zuletzt geprüft am 3.10.11.
- Kuhnhenne, Eckhard; Ecke, Julius (2011): Power to gas: Stromspeicher, Gasproduktion, Biomethan oder flexible Last? In: Energie-, Wasser-Praxis: Fachzeitschrift für die Energie- und Wasser-Praxis ; Organ des DVGW Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V. - Bonn, H. 07-08, S. 8–11.
- Landesregierung Rheinland-Pfalz (2011): Der Koalitionsvertrag für die Jahre 2011 bis 2016. in Auszügen. In: Staatszeitung Rheinland-Pfalz, H. 16, zuerst veröffentlicht: [http://www.rlp.de/fileadmin/staatskanzlei/rlp.de/downloads/staatszeitung/2011/April-Juni/StaatsZeitung\\_Nr.\\_16\\_vom\\_16.05.2011.pdf](http://www.rlp.de/fileadmin/staatskanzlei/rlp.de/downloads/staatszeitung/2011/April-Juni/StaatsZeitung_Nr._16_vom_16.05.2011.pdf), zuletzt geprüft am 2.10.11.
- Manuel Götz (2011): Speicherung elektrischer Energie aus regenerativen Quellen im Erdgasnetz. In: Energie-, Wasser-Praxis: Fachzeitschrift für die Energie- und Wasser-Praxis ; Organ des DVGW Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V. - Bonn, H. 05, S. 72–76.
- Ministerium für Umwelt, Forsten und Verbraucherschutz (2007): Regierungserklärung: Ministerin Conrad formuliert ambitionierte Ziele für Rheinland-Pfalz und ein Paket von Maßnahmen für den Klimaschutz vor Ort. Online verfügbar unter <http://mulewf.rlp.de/regierungserklaerung-energie-und-klimaschutzpolitik/>, zuletzt geprüft am 3.10.11.
- Ministerium für Umwelt, Forsten und Verbraucherschutz (Hg.) (10.12.07): Klimabericht Rheinland-Pfalz 2007. Mainz. Online verfügbar unter <http://www.mulewf.rlp.de/fileadmin/mufv/img/inhalte/klima/KlimaberichtRLP2007.pdf>, zuletzt geprüft am 2.10.11.
- Ministerium für Umwelt, Forsten und Verbraucherschutz (Hg.) (September 2010): Energieland Rheinland-Pfalz. Mainz. Online verfügbar unter [http://www.mulewf.rlp.de/fileadmin/mufv/publikationen/Energieland\\_Rheinland-Pfalz.pdf](http://www.mulewf.rlp.de/fileadmin/mufv/publikationen/Energieland_Rheinland-Pfalz.pdf), zuletzt geprüft am 08.09.2011.
- Ministerium für Umwelt, Landwirtschaft, Ernährung, Weinbau und Forsten Rheinland Pfalz (Hg.) (2011): Höfken und Lemke kündigen Ausbau der Windkraft im Wald an. Online verfügbar unter <http://www.mulewf.rlp.de/einzelansicht/archive/2011/september/article/-68f0a0cf41>, zuletzt geprüft am 2.10.11.
- Müller-Syring, Gert; Henel, Marco; Rasmusson, Hans; Mlaker, Herwig; Köppel, Wolfgang; Höcher, Thomas; Sterner, Michael Dr.-Ing. (2011): Power to Gas: Untersuchungen im Rahmen der DVGW-Innovationsoffensive zur Energiespeicherung. In: Energie-, Wasser-Praxis: Fachzeitschrift für die Energie- und Wasser-Praxis ; Organ des DVGW Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V. - Bonn, H. 04, S. 72–77. Online verfügbar unter [www.dvgw.de/fileadmin/dvgw/angebote/forschung/1104mueller.pdf](http://www.dvgw.de/fileadmin/dvgw/angebote/forschung/1104mueller.pdf), zuletzt geprüft am 6.9.11.
- Müller-Syring, Gert; Hüttenrauch, Jens: Zumischung von Wasserstoff zu Erdgas. In: Energie-, Wasser-Praxis: Fachzeitschrift für die Energie- und Wasser-Praxis ; Organ des DVGW Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V. - Bonn, Jg. 2010, H. 10, S. 68–71.
- Nitsch, Joachim; Pregger, Thomas; Scholz, Yvonne; Naegler, Tobias; Sterner, Michael Dr.-Ing.; Norman, Gerhard et al. (Dezember 2010): Leitstudie 2010. Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Herausgegeben von D. IFnEL.R. IWES. Online verfügbar unter [http://www.bmu.de/erneuerbare\\_energien/downloads/doc/47034.php](http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/47034.php), zuletzt geprüft am 09.09.2011.
- Ockenfels, Axel Prof.Dr.; Grimm, Veronika Dr.; Zoettl, Gregor Dipl.-Vw. (11.03.08): Strommarktdesign. Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX. Herausgegeben von EEX. Online verfügbar unter [http://www.eex.com/de/document/38614/gutachten\\_eex\\_ockenfels.pdf](http://www.eex.com/de/document/38614/gutachten_eex_ockenfels.pdf), zuletzt geprüft am 3.10.11.
- Popp, Matthias (2010): Regenerativstrom im Ringwall speichern. In: BWK : Das Energie - Fachmagazin / Hrsg. VDI Verein Deutscher Ingenieure. - Düsseldorf, H. 12, S. 53–58.

- Popp, Matthias (2010): Speicherbedarf bei einer Stromversorgung mit erneuerbaren Energien. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag Berlin Heidelberg.
- Rohrig, Kurt Dr. (15.+16.06.05): Was können leistungsstarke Windprognosesysteme für die Netzintegration leisten? Veranstaltung vom 15.+16.06.05, aus der Reihe "Integration der Windenergie". Potsdam. Online verfügbar unter <http://www.iset.uni-kassel.de/abt/FB-I/publication/VortragPrognoseverfahren.pdf>, zuletzt geprüft am 3.10.11.
- RWE AG (Hg.) (2011): RWE SmartCountry Broschüre. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/689626/data/683560/3/smart-country/publikationen/Smart-Country.-Das-Stromnetz-der-Zukunft.>, zuletzt aktualisiert am 14.06.11, zuletzt geprüft am 11.07.11.
- RWE AG (Hg.): ADELE - Der adiabate Druckluftspeicher für die Elektrizitätsversorgung. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/de/365478/rwe/innovationen/stromerzeugung/energiespeicherung/druckluftspeicher/projekt-adele/>, zuletzt geprüft am 2.10.11.
- RWE AG (Hg.): Das Netz der Zukunft. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/de/683570/smart-country/>, zuletzt geprüft am 11.07.11.
- RWE AG (Hg.): Präsentation zum Pressegespräch "Smart Country" vom 17.6.11. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/app/Pressecenter/Download.aspx?pmid=4006407&datei=1>, zuletzt geprüft am 11.7.11.
- RWE Innogy (Hg.): Unsere Wasserkraftwerke an der Saar. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/de/459482/rwe-innogy/erneuerbare-energien/wasser/wasserkraftwerke/deutschland/saar/daten-und-fakten/>, zuletzt geprüft am 2.10.11.
- RWE Innogy (Hg.): Wasser - Kraftwerksliste Deutschland. Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/de/86688/rwe-innogy/erneuerbare-energien/wasser/kraftwerksliste-deutschland/>, zuletzt geprüft am 2.10.11.
- Sachverständigenrat für Umweltfragen (2011): Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung. Online verfügbar unter [http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/02\\_Sondergutachten/2011\\_Sondergutachten\\_100Prozent\\_Erneuerbare.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/02_Sondergutachten/2011_Sondergutachten_100Prozent_Erneuerbare.pdf?__blob=publicationFile), zuletzt aktualisiert am 18.01.2011, zuletzt geprüft am 23.06.2011.
- Seifert, Jan M. (2009): Preismodellierung und Derivatebewertung im Strommarkt. Theorie und Empirie. Dissertation. Karlsruhe. Univ. Online verfügbar unter <http://digbib.ubka.uni-karlsruhe.de/volltexte/1000018070>, zuletzt geprüft am 3.10.11.
- Solarenergie-Förderverein Deutschland e.V. (14.07.11): Stromerzeugungsdaten zeigen: Schneller dezentraler Ausbau der Erneuerbaren und der Stromspeicher ist vordringlich. Eine Auswertung von Daten der Webseite [www.transparency.eex.com](http://www.transparency.eex.com). In: Solarenergie-Förderverein Deutschland e.V. (Hg.): Solarbrief 2-2011, S. 39–43.
- Solarenergie-Förderverein Deutschland e.V. (Hg.) (14.07.11): Solarbrief 2-2011. Online verfügbar unter <http://www.sfv.de/solarbr/pdf/Solarbrief211Internetpdf.pdf>, zuletzt geprüft am 1.09.11.
- Solarfuel; ZSW: SolarFuel baut für Audi Pilotanlage. Erneuerbares Methan „e-gas“ im Megawattmaßstab. Pressemitteilung vom 13.05.11. Online verfügbar unter [http://www.solar-fuel.net/fileadmin/user\\_upload/pi-2011-SolarFuelZSW-bAnlageAudi.pdf](http://www.solar-fuel.net/fileadmin/user_upload/pi-2011-SolarFuelZSW-bAnlageAudi.pdf), zuletzt geprüft am 2.10.11.
- Specht, Michael (24/11/2009): Speicherung von Bioenergien und erneuerbarem Strom im Erdgasnetz. Unter Mitarbeit von Frank Baumgart, Bastian Fiegel und Volkmar Frick et al. FVEE, Forschungsverbund erneuerbarer Energien. Online verfügbar unter [http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2009/th2009\\_05\\_06.pdf](http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2009/th2009_05_06.pdf), zuletzt geprüft am 6.9.11.
- Srikandam, Chanthira; Tiedemann, Albrecht; Kreutzkamp, Paul; Wagner, U. Prof.Dr.-Ing.; Roth, Hans; Guhla-Neudeck, Bodo; Kuhn, Philipp (29.01.09): NNE-Pumpspeicher. Untersuchung der elektrizitätswirtschaftlichen und energiepolitischen Auswirkungen der Erhebung von Netznutzungsentgelten für den Speicherstrombezug von Pumpspeicherwerken. Abschlussbericht. Herausgegeben von dena. Online verfügbar unter [http://www.dena.de/fileadmin/user\\_upload/Download/Dokumente/Publikationen/ESD/Pumpenspeicherstudie.pdf](http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Publikationen/ESD/Pumpenspeicherstudie.pdf), zuletzt geprüft am 1.10.11.
- Statistisches Landesamt Rheinland-Pfalz (Hg.): Bevölkerung 1939 - 2010 nach Verwaltungsbezirken. Online verfügbar unter [http://www.statistik.rlp.de/no\\_cache/staat-und-gesellschaft/bevoelkerung-und-gebiet/tabellen/bevoelkerung-nach-verwaltungsbezirken/](http://www.statistik.rlp.de/no_cache/staat-und-gesellschaft/bevoelkerung-und-gebiet/tabellen/bevoelkerung-nach-verwaltungsbezirken/), zuletzt geprüft am 2.10.11.

- Statistik Austria (Hg.) (2011): Standard-Dokumentation Metainformationen. Definitionen, Erläuterungen, Methoden, Qualität, Online verfügbar unter [http://www.statistik.at/web\\_de/wcmsprod/groups/gd/documents/stddok/023997.pdf](http://www.statistik.at/web_de/wcmsprod/groups/gd/documents/stddok/023997.pdf), zuletzt geprüft am 13.11.2011.
- Sterner, Michael Dr.-Ing.; Specht, Michael Dr. (3.02.11): Die Speicheroption Power-to-Gas. Ausgleichs- und Integrationsmaßnahmen für EE. Veranstaltung vom 3.02.11. München. Online verfügbar unter [http://www.iset.uni-kassel.de/abt/FB-I/publication/2011-014\\_Die\\_Speicheroption-VKU.pdf](http://www.iset.uni-kassel.de/abt/FB-I/publication/2011-014_Die_Speicheroption-VKU.pdf), zuletzt geprüft am 2.10.11.
- Strauß, Karl (2006): Kraftwerkstechnik. Zur Nutzung fossiler, nuklearer und regenerativer Energiequellen. Berlin: Springer Berlin.
- The Pew Charitable Trusts (Hg.) (2010): WHO'S WINNING THE CLEAN ENERGY RACE? Growth, Competition and Opportunity in the World's Largest Economies - G-20 CLEAN ENERGY FACTBOOK. Washington. Online verfügbar unter [http://www.pewtrusts.org/uploadedFiles/wwwpewtrustsorg/Reports/Global\\_warming/G-20%20Report.pdf?n=5939](http://www.pewtrusts.org/uploadedFiles/wwwpewtrustsorg/Reports/Global_warming/G-20%20Report.pdf?n=5939), zuletzt geprüft am 2.10.11.
- UBA - Umweltbundesamt (30.05.11): Hintergrundpapier "Umstrukturierung der Stromversorgung in Deutschland". Online verfügbar unter <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/4117.pdf>, zuletzt aktualisiert am 30.05.11, zuletzt geprüft am 2.10.11.
- UBA - Umweltbundesamt (Hg.) (2011): Kraftwerke und Verbundnetze in Deutschland. Online verfügbar unter [www.umweltdaten.de/energie/archiv/kraftwerkskarte.pdf](http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/4117.pdf), zuletzt aktualisiert am 13.09.11, zuletzt geprüft am 2.10.11.
- UBA - Umweltbundesamt (Hg.) (22.09.11): Datenbank "Kraftwerke in Deutschland". Stand 9.9.2011. Online verfügbar unter [http://www.umweltdaten.de/energie/archiv/kraftwerke\\_in\\_deutschland.pdf](http://www.umweltdaten.de/energie/archiv/kraftwerke_in_deutschland.pdf), zuletzt aktualisiert am 22.09.11, zuletzt geprüft am 2.10.11.
- UBA - Umweltbundesamt (Hg.) (Juli 2010): Energieziel 2050. 100% Strom aus erneuerbaren Quellen. Online verfügbar unter <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3997.pdf>, zuletzt geprüft am 6.9.11.
- VDE (Hg.) (2005): Elektrische Energieversorgung 2020 - Perspektiven und Handlungsbedarf. Online verfügbar unter <http://www.vde.com/de/fg/ETG/Arbeitsgebiete/V1/Aktuelles/Oeffentlich/Seiten/VDE-StudieElEnergieversorgung2020.aspx>, zuletzt geprüft am 3.10.11.
- VDE; ETG (11.05.2011): Politische Handlungsfelder im Hinblick auf die Weiterentwicklung der Elektrizitätsversorgung in Deutschland und Europa. Herausgegeben von Elektronik Informationstechnik e.V. Verband der Elektrotechnik. Online verfügbar unter <http://www.vde.com/de/verband/pressecenter/pressemappen/documents/stromuebertragung/etg%20empfehlung%20energiekonzept.pdf>, zuletzt geprüft am 04.07.2011.
- VDE; ETG (Hg.) (12.05.11): Stromübertragung für den Klimaschutz. Potentiale und Perspektiven einer Kombination von Infrastrukturen. Online verfügbar unter <http://www.vde.com/de/InfoCenter/Seiten/Details.aspx?eslShopItemID=23c801c9-bb9e-47bf-9a69-cd5c0563d28b>, zuletzt geprüft am 2.10.11.
- Wasserstoff-Hybridkraftwerk Prenzlau: ENERTRAG, TOTAL und Vattenfall vereinbaren Kooperation. Pressemitteilung vom 18.01.11. Online verfügbar unter [https://www.enertrag.com/download/presse/pm\\_2011-01-18\\_hybridkraftwerk.pdf](https://www.enertrag.com/download/presse/pm_2011-01-18_hybridkraftwerk.pdf), zuletzt geprüft am 2.10.11.
- Wernig, Roland (24.06.11): Windenergienutzung; weitere Behandlung in Regional- und Bauleitplanung. Herausgegeben von Planungsgemeinschaft Region Trier. Trier. Online verfügbar unter [http://www.plg-region-trier.de/upload/Info\\_Wind\\_Gmd240611\\_2257.pdf](http://www.plg-region-trier.de/upload/Info_Wind_Gmd240611_2257.pdf), zuletzt geprüft am 8.07.11.
- Wolf, Daniel (2011): Methods for design and application of adiabatic compressed air energy storage based on dynamic modeling. Fraunhofer Umsicht-Schriftenreihe. Oberhausen, Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik. Online verfügbar unter <http://vg00.met.vgwort.de/na/aa5904e2bdb74946803504c702851832?l=http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn:nbn:de:0011-n-1546519.pdf>, zuletzt geprüft am 2.10.11.
- ZSW; Fraunhofer IWES; Solarfuel: Aus Wind und Sonne wird Methan. Neue Anlage speichert Ökostrom mit zehnfacher Leistung. Pressemitteilung vom 21.09.11. Online verfügbar unter [http://www.solarfuel.net/fileadmin/user\\_upload/pi-2011-ZSWIWESSolarFuel-PtG-250kW-Anlage.pdf](http://www.solarfuel.net/fileadmin/user_upload/pi-2011-ZSWIWESSolarFuel-PtG-250kW-Anlage.pdf), zuletzt geprüft am 2.10.11.