



Summenganglinien für Energie 2.0

Abschlussbericht

Yves-Marie Saint-Drenan, Dr. Stefan Bofinger,
Norman Gerhardt, Michael Sterner, Dr. Kurt Rohrig

Institut für Solare Energieversorgungstechnik, ISET e.V.
Abteilung Energiewirtschaft und Netzbetrieb

Königstor 59
34119 Kassel

Kassel, April 2009

Kurzfassung

Erklärtes Ziel der nationalen und europäischen Politik ist es den Anteil der erneuerbaren Energien zu steigern. Die Bundestagsfraktion der Grünen hat mit Energie 2.0 ein Szenario erstellt, dass für 2020 einen Bedarfsdeckung durch erneuerbare Energien (EE) von 43% an der Stromerzeugung aufgezeigt.

Ziel der vorliegenden Studie ist die Machbarkeit des Szenarios hinsichtlich zeitlich hochaufgelöster Lastdeckung durch erneuerbare Energien zu analysieren. Folgende Fragestellungen wurden in der Studie für das Betrachtungsgebiet Deutschland bearbeitet:

- ⇒ Zu welcher Zeit ist die Einspeisung der erneuerbaren Energien (EE) zu erwarten?
- ⇒ Welchen Beitrag zur Lastdeckung können diese liefern?
- ⇒ Wie ist die Charakteristik der verbleibenden residualen Last?
- ⇒ Was bedeutet dies für den konventionellen Kraftwerkspark?

Um diese Fragenstellungen zu beantworten, wurden für die vorliegende Studie EE-Einspeisezeitreihen simuliert und mit dem Lastverlauf verglichen. Dadurch ergeben sich folgende Hauptergebnisse der Studie:

- ⇒ Die EE Einspeisung leistet zu jedem Zeitpunkt des Jahres ein Beitrag zu der Deckung des Strombedarfs
- ⇒ Regelbare erneuerbare Energiequellen wie Biomasse und Wasserkraft, können die Fluktuation aus Wind- und Solarstromeinspeisung deutlich reduzieren
- ⇒ In Zukunft besteht durch den Ausbau der EE und deren Kombination ein deutlich geringerer Grundlastbedarf / nur noch die Hälfte des heutigen Bedarfs an Grundlast
- ⇒ Daher ist ein Ersatz bzw. Neubau von Kondensationskraftwerken (Kernkraft- und Kohlekraftwerken) nicht erforderlich bzw. aufgrund der zu geringen Auslastung nicht wirtschaftlich

Damit beantwortet die Studie wichtige energetische Fragestellungen, nimmt jedoch keine Untersuchung und Bewertung folgender Themen vor:

- ⇒ Betrachtung von Netzengpässen und -verlusten
- ⇒ Detaillierte Untersuchung des konventionellen Kraftwerksparkersatz
- ⇒ Weiterführende volks- und energiewirtschaftliche Aspekte
- ⇒ Relevanz hinsichtlich Reduktion der Treibhausgasemissionen
- ⇒ Untersuchung im gesamteuropäischen Kontext
- ⇒ Potentialanalyse der erneuerbaren Energien
- ⇒ Notwendige Regelleistung zum Ausgleich von Prognosefehlern

Um die oben genannten Fragestellung zu beantworten wurden folgende Annahmen getroffen:

- ⇒ Fluktuierende Wind- und PV-Einspeisung wird vorrangig behandelt.
- ⇒ Die Wasserkraft wurde vereinfacht empirisch über die Abflussraten der größeren deutschen Flüsse modelliert.
- ⇒ Stromimporte aus erneuerbaren Energien wurden für eine Sensitivitätsanalyse in drei Szenarien unterteilt (max. Importkapazitäten von 3, 5 und 7 GW).
- ⇒ Zur Modellierung der Pumpspeicher wurde ein lineares Modell verwendet, welches von der residualen Last und dem Speicherfüllstand abhängig ist.
- ⇒ Die Einspeisung von Biogasstrom ist regelbar (Annahme: vorhandener Gasspeicher und Generatoren mit doppelter Erzeugungskapazität).
- ⇒ Die anderen erneuerbaren Energien (feste Biomasse, Geothermie, Meeresenergie, Strom aus Abwärme) wurden als konstante Einspeisung angenommen.

Mit diesen Annahmen wurde basierend auf der gesamten Last, meteorologischen Daten (Bezugsjahr jeweils 2005) und den Jahresenergiemengen aus dem Szenario Energie 2.0 die Beiträge der erneuerbaren Energien für jede Stunde des Jahres berechnet. Die gesamte Last besteht aus der Summe von vertikaler Netzlast und dezentraler Einspeisung. In Abbildung 0.1 ist die Einspeisung erneuerbarer Energien in Kombination mit der Last exemplarisch für eine Sommerwoche dargestellt. Die Abbildung basiert auf dem Importszenario 2, in welchem die maximale EE-Importkapazität zu 5 GW angenommen wurde.

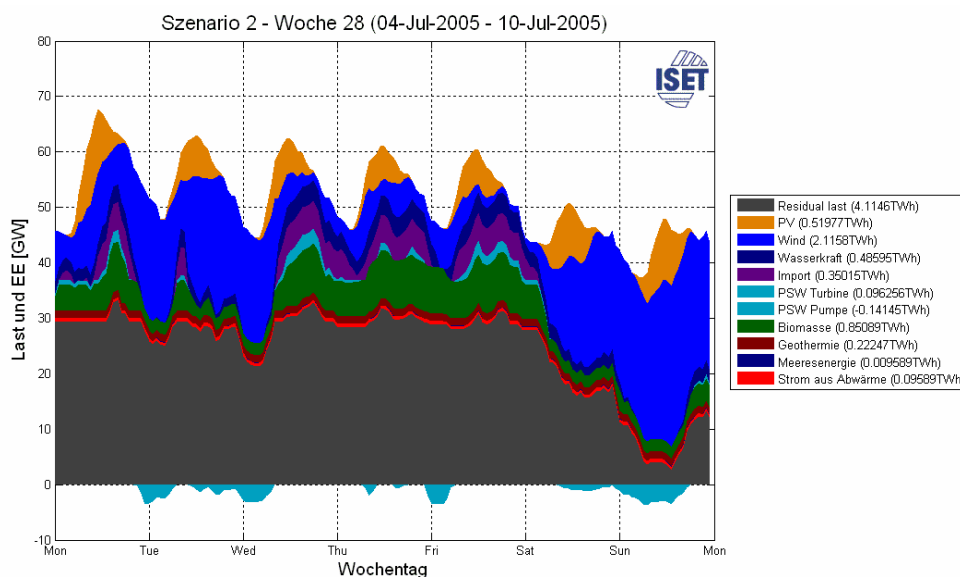


Abbildung 0.1: Netzlast und Beiträge der einzelnen erneuerbaren Energien einer Beispielwoche

In Abbildung 0.1 stellt die Summe aller Flächen die gesamte Last mit einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde dar. Die unterschiedlichen EE-Stromeinspeisungen sind farblich dargestellt und die verbleibende residuale Last, welche sich aus der gesamten Last abzüglich der EE-Einspeisung ergibt, ist grau eingefärbt. Die negativen blauen Flächen entsprechen der Stromspeicherung in den simulierten Pumpspeicherwasserkraftwerken.

In dieser Beispielwoche ist zu erkennen, dass die Starkwindzeiten zu großen Einbrüchen bis in den Grundlastbereich führen können. Netzaspekte wie Engpässe etc. sowie daraus resultierende Abregelung der Windenergieanlagen (WEA) wurden nicht näher betrachtet.

Wind- und Solarstromerzeugung werden vorrangig behandelt und sind somit also nur abhängig von witterungsbedingten Umständen. Der Stromimport aus erneuerbaren Energien (z.B. Strom aus norwegischer oder österreichischer Wasserkraftwerken), Biogas und Wasserkraft werden als Regelenergie betrachtet und somit flexibel eingesetzt. Andere erneuerbare Stromquellen aus Geothermie, Meeresenergie und Strom aus Abwärme wurden als konstante Einspeisung (Bandeinspeisung) simuliert.

In Abbildung 0.2 ist der Jahresgang der Netzlast sowie der residualen Last (Netzlast abzüglich der Einspeisung aus erneuerbaren Energien) für jede Woche eines ganzen Jahres für das Importszenario 2 dargestellt. Die blaue bzw. grüne Fläche gibt die Bandbreite der Werte der Netzlast bzw. der residualen Last im Jahresverlauf an. Die jeweiligen Mittelwerte sind als blaue bzw. grüne Kurve dargestellt.

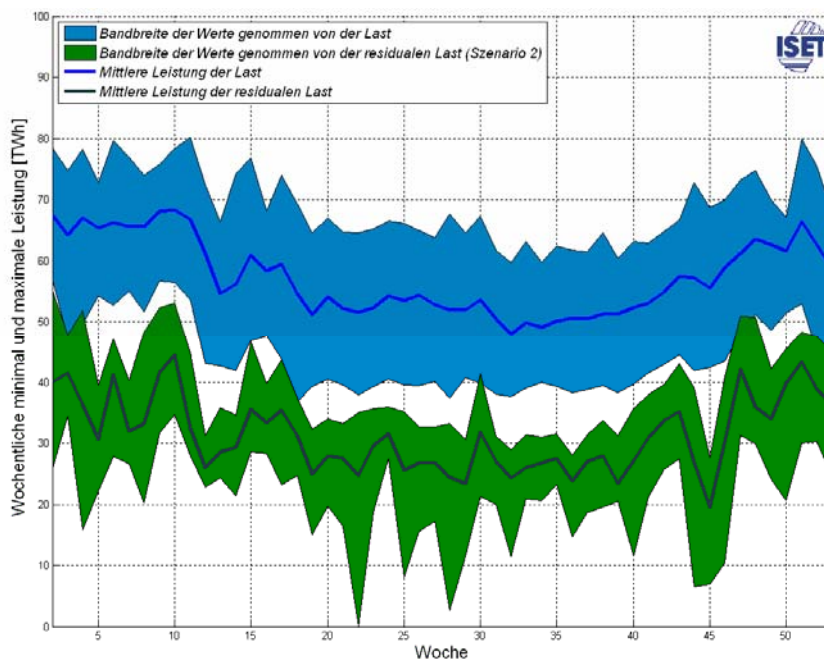


Abbildung 0.2: Jahresgang der Netzlast und der residualen Last auf Wochenbasis

Diese Graphik zeigt, dass die EE Einspeisung zu jede Zeit des Jahres ein Beitrag zu der Deckung des Strombedarfs leistet. Die Bandbreite der Werte von Last und residualer Last sind vergleichbar. **Die regelbaren erneuerbaren Energiequellen können somit nachweislich die Fluktuationen aus Wind- und PV-Einspeisung deutlich reduzieren.** Dies wird auch in Abbildung 0.3 deutlich, in der die Leistungsdauerlinien der Last bzw. der residualen Last dargestellt sind.

In Leistungsdauerlinien wird die Anzahl der Jahresstunden dargestellt, während der das Leistungsniveau, in diesem Fall die Last bzw. residuale Last, oberhalb einer Mindestleistung liegt. Das Integral über diese Kurven ergibt die jeweilige Jahresenergielieferung bzw. -abnahme. Diese statistische Darstellungsart der Last wird u.a. für die Abschätzung des Grund-, Mittel- und Spitzenlastbedarfs benutzt. Die Grund-, Mittel- und Spitzenlast werden für gewöhnlich durch eine Ausdauerntzung von weniger als 2000 (Spitzenlast), 2000 bis 7000 (Mittellast) und mehr als 7000 Stunden (Grundlast) repräsentiert. Je flacher die Leistungsdauerlinie ist, desto größer ist der Grundlastanteil der jeweiligen Last.

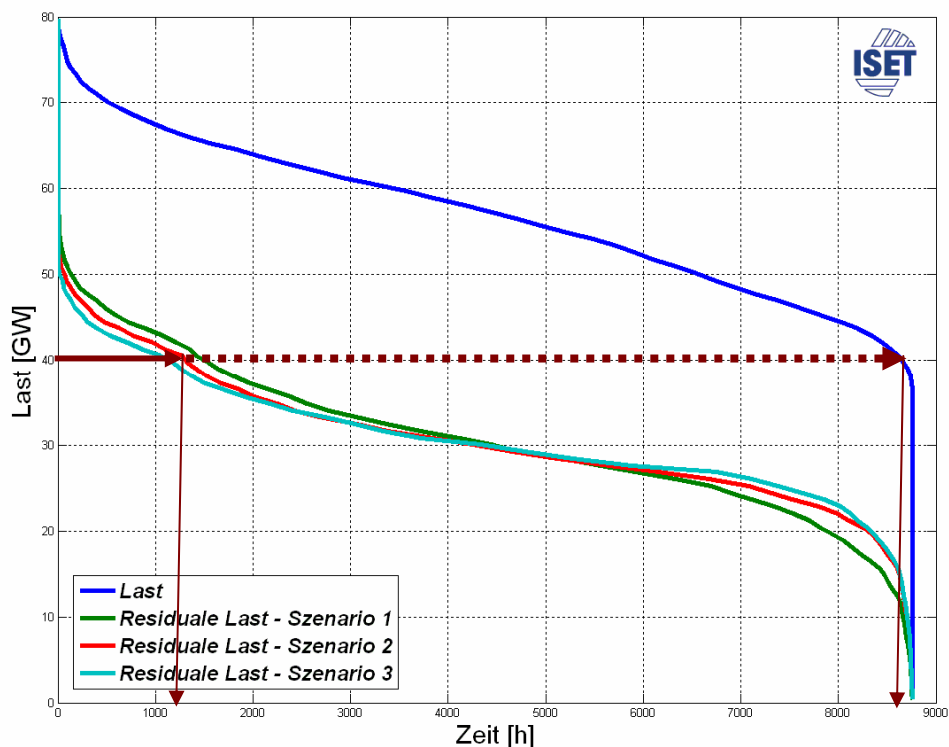


Abbildung 0.3: Leistungsdauerlinien für Last und residuale Last

Als Lesehilfe dient ein Beispiel, welches anhand von Pfeilen illustriert wird. Ausgehend von der Frage, in wie vielen Stunden des Jahres die Stromnachfrage (Last) eine Leistung von 40 GW, die der permanenten Grundlast entspricht

überschreitet, kann mit Hilfe des Diagramms der zukünftige Grundlastbedarf ermittelt werden. Im Jahr 2005 wird diese Grundlast von 40 GW durch Kern- und Kohlekraftwerke abgedeckt. Der Blick in die Zukunft im Energie 2.0 Szenario zeigt, dass dieser Grundlastbedarf bei einem starken Ausbau von erneuerbaren Energien weit aus geringer als heute (2005) sein wird und etwa bei ca. 20 GW liegt. Diese Grundlastkraftwerke könnten 2020 nicht mehr wie bisher über 8000 h betrieben werden, sondern nur noch ca. 1200 Stunden, was Ihren Einsatz unwirtschaftlich macht. Der Ersatz von konventioneller thermischer Kraftwerkskapazität (Großkraftwerke) oder ihr Ausbau erscheint daher bei hohen Anteilen von EE-Erzeugung technisch nicht erforderlich und wirtschaftlich nicht lohnend.

Auf Basis der verschiedenen Leistungsdauerlinien (Abbildung 0.3) wurden der Bedarf an Grund-, Mittel- und Spitzenlastabdeckung in der Stromversorgung und den sich daraus ergebenden Kapazitätsbedarf quantitativ abgeschätzt. In Abbildung 0.4 wird die benötigte Erzeugungskapazität für die drei Lastbereiche aufgezeigt. Die EE-Erzeugung führt zu einem Kapazitätseffekt, also einem dauerhaften Ersatz von konventioneller (fossiler und nuklearer) Kraftwerkskapazität im Grund- und Mittellastbereich, erhöht jedoch den Kapazitätsbedarf im Spitzenlastbereich. Wird ein flexibler EE-Stromimport berücksichtigt, kann dieser als Regelenergie den Kapazitätsbedarf für Mittel- und Spitzenlast reduziert, wobei die Importkapazität direkt deutlich wird.

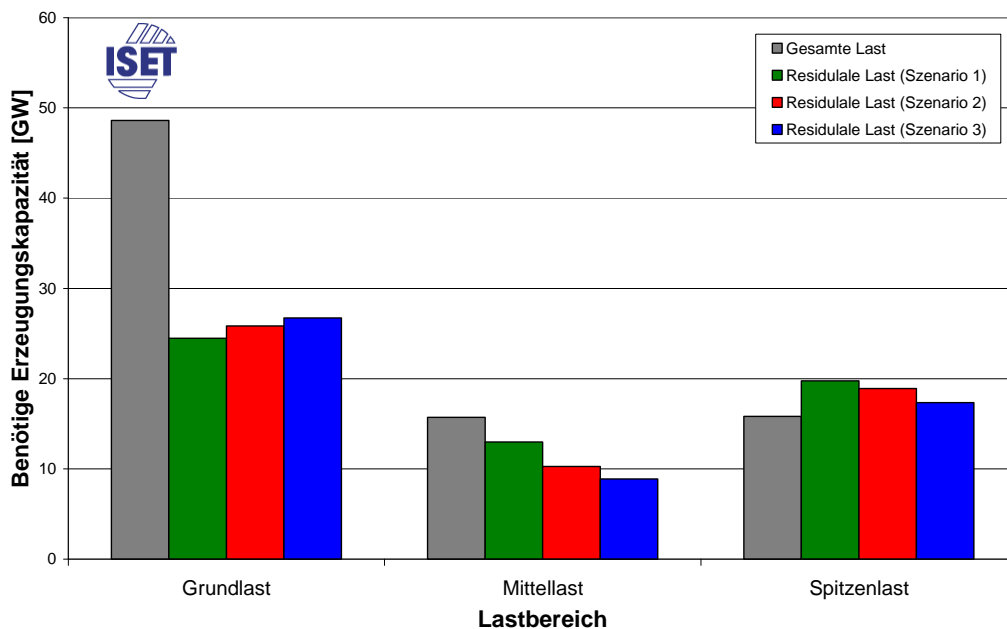


Abbildung 0.4: Benötigte Erzeugungskapazität für die drei Lastbereiche für die drei definierten EE-Importszenarien

Abbildung 0.5 zeigt den notwendigen Energiebedarf, um die drei Lastbereiche abzudecken. Hieraus wird wiederum deutlich, dass die angenommene EE-

Stromerzeugung im Szenario „Energie 2.0“ den Bedarf gegenüber heute im Grundlastbereich fast halbiert, im Mittellastbereich reduziert und im Spitzenlastbereich leicht erhöht. Mit zunehmender Regelbarkeit und Flexibilität des Einsatzes von EE-Stromimporten (Importszenario 1 bis 3) verschiebt sich der Energiebedarf von Mittel- und Spitzenlast vermehrt in den Grundlastbereich wodurch die residuale Last geglättet wird und somit weniger Fluktuationen im Stromnetz zu beobachten sind.

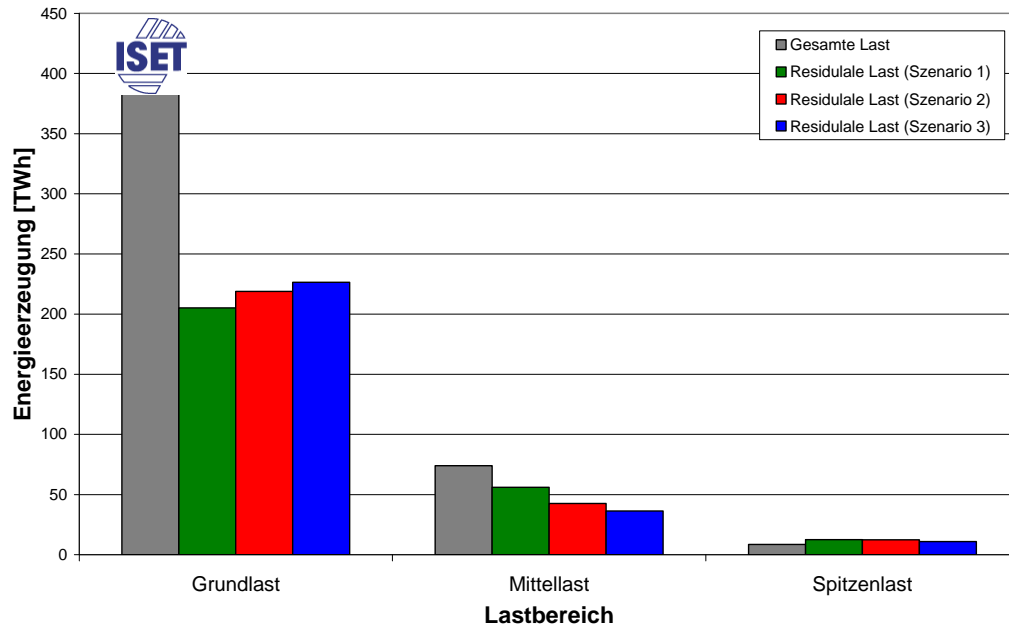


Abbildung 0.5: Energiebedarf für die drei Lastbereiche

Ein weiterer Ausbau erneuerbarer Energien und der Kombination von erneuerbaren Quellen führt somit zu einem geringeren Bedarf an konventionellen Kraftwerken für Grund- und Mittellast, erhöht jedoch den Bedarf an Spitzenlastkraftwerken geringfügig.

Darüber hinaus wurden die Fluktuationen der Last und der residualen Last untersucht. Als Indikator für Fluktuationen wird die Änderung der Last bzw. Leistung von Stunde zu Stunde, das sog. „stündliche Leistungssinkrement“ verwendet. Dieser Parameter wird über seine Häufigkeit in Abbildung 0.6 für die Netzlast und die residuale Last aufgetragen. Hohe Leistungsschwankungen bilden sich als eine breite Glocke im Diagramm ab. Bei geringen Fluktuationen ist die Glocke schmal.

Es zeigt sich, dass die residuale Last aller drei Importszenarien deutlich weniger fluktuiert als die Netzlast. EE-Stromimport, Biogas- und Wasserkraftanlagen regeln nicht nur die fluktuierende Einspeisung von Wind- und PV-Anlagen aus, sondern glätten darüber hinaus auch noch Lastschwankungen im Stromverbrauch.

Selbstverständlich können die Fluktuationen der Netzlast mit der residualen Last nicht direkt verglichen werden, da Schwankungen auch heute innerhalb der Netzlast durch geeignete Regemaßnahmen ausgeglichen werden. Dennoch lässt sich konstatieren, dass die Fluktuationen im Stromnetz durch den Ausbau von erneuerbaren Energien nach dem Szenario „Energie 2.0“ (unter den gegebenen Annahmen der Regelbarkeit von steuerbaren EE-Erzeugern und des Ausgleichs innerhalb der EE-Erzeugung an sich) in der Zukunft sich nicht wesentlich verstärken werden. Allerdings muss an dieser Stelle darauf hingewiesen werden, dass in der Simulation der residualen Last nach Energie 2.0 die schon heute verfügbaren Pumpspeicherkraftwerke berücksichtigt wurden. Die Analysen zeigen somit die Fähigkeiten der erneuerbaren Energien auf, Fluktuation der meteorologieabhängigen EE Erzeugern sowie der Last zu reduzieren ohne jedoch zu den notwendigen Veränderungen des konventionellen Kraftwerkparks Stellung zu beziehen.

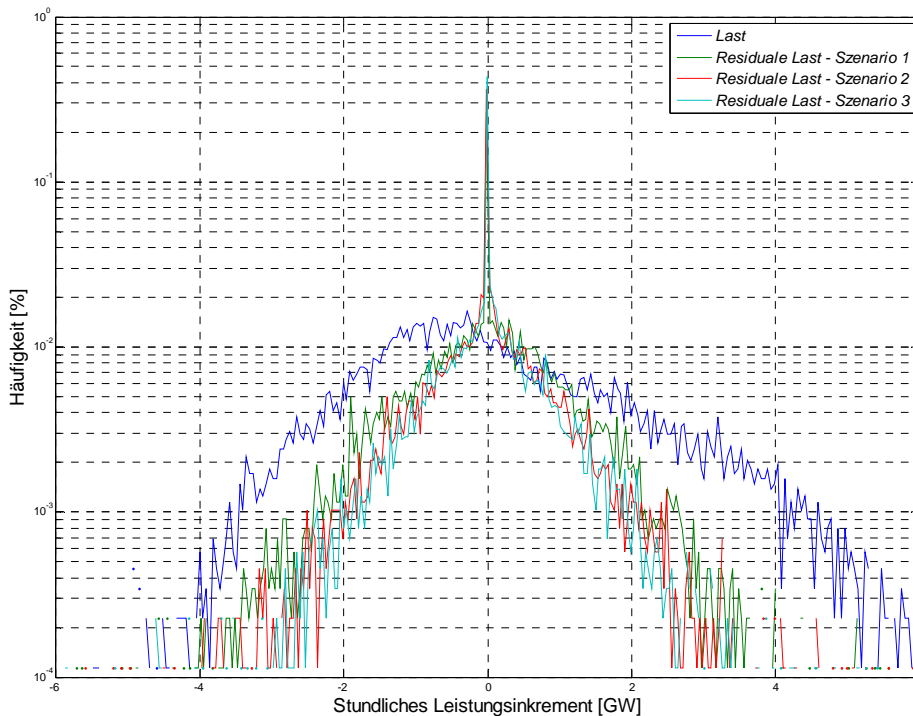


Abbildung 0.6: Häufigkeitsverteilung stündlicher Inkremente der Last und der residualen Last

Die Reduktion der Fluktuation der residualen Last trägt zu einer sicheren Energieversorgung bei und reduziert den notwendigen Regelenergiebedarf. An der Stelle ist zu beachten, dass der durch den Prognosefehler der fluktuierenden Einspeiser (Wind und PV) und der Last bei steigendem Anteil fluktuierender Einspeiser ebenfalls signifikant zunehmen wird.

Einige Punkte wurden in dieser Kurzstudie nicht berücksichtigt und stellen gewissermaßen Einschränkungen bzw. einen weiteren Forschungsbedarf dar.

- ⇒ Bestimmung der notwendigen Regelenergie zum Ausgleich fluktuierender Einspeisung und Prognosefehler
- ⇒ Veränderung der Lastcharakteristik durch Lastmanagement und Elektromobilität
- ⇒ Ausführung weiterer energiewirtschaftlicher Betrachtungen (Entwicklung der Treibhausgas-Vermeidungskosten und der Stromgestehungskosten, THG-Vermeidung, etc.)
- ⇒ Untersuchung der Regelbarkeit von Biogasanlagen unter Berücksichtigung ökonomischer Aspekte
- ⇒ Untersuchung der Auswirkungen von EE-Importe im gesamteuropäischen Kontext
- ⇒ Untersuchungen zur Nachhaltigkeit von Bioenergie-Importen
- ⇒ Betrachtung des Stromnetzes (z.B. bzgl. Engpässe)

Inhalt

1	EINLEITUNG	13
2	ENERGIE 2.0	14
3	DATENGRUNDLAGE	15
3.1	Lastdaten	15
3.2	Meteorologische Daten	15
3.3	Regionale Verteilung der installierten Kapazität	17
4	MODELLE UND ANNAHMEN	18
4.1	Lastprofil	18
4.2	Photovoltaik	19
4.3	Wind	22
4.4	Stromimport	23
4.5	Pumpspeicher	27
4.6	Bioenergie	29
4.7	Wasserkraft	32
4.8	Geothermie	35
4.9	Meeresenergie	35
4.10	Strom aus Abwärme	35
4.11	Zusammenfassung	36
5	ERZEUGUNG DER SUMMENGANGLINIE	37
6	ERGEBNISSE	39
7	HINWEISE UND EMPFEHLUNGEN	45

8	GLOSSAR	47
9	LITERATUR	49
10	ANHANG	51
10.1	Jahressummenganglinien der EE-Einspeisung	51
10.2	Residuale Last für jede Woche des Jahres	56

1 Einleitung

Im Jahr 2008 erzeugten die Erneuerbaren Energien Wind, Biogas, Photovoltaik und Wasser zusammen 91 TWh elektrische Energie und deckten somit rund 18 % des Nettostromverbrauchs in Deutschland. Für das Einhalten der Klimaschutzziele, zur Schonung der Ressourcen und zur Reduzierung der Energieimportabhängigkeit muss der Ausbau der erneuerbaren Energien kontinuierlich vorangetrieben werden. Der Ausbau spielt die zentrale Schlüsselrolle im Erreichen des Treibhausgasreduktionsziels der Bundesregierung von minus 40% bis 2020 gegenüber 1990. Ein indikatives Ziel des Ausbaus entspricht einem Anteil von 30 % am Bruttostromverbrauch bis 2020.

Die Bundestagsfraktion der Grünen hat das Energiekonzept 2.0 mit einem Beitrag von 43% Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung für 2020 erstellt [1]. Die dort aufgeführten Zahlen sind auf die Jahresenergieerzeugung bezogen. Um eine bessere Einschätzung der Machbarkeit und der Bedeutung eines solchen Szenarios für die Energieversorgungsstrukturen aufzuzeigen, ist es notwendig, die stündlich aufgelöste Summenganglinie für die regenerativen Erzeuger sowie den verbleibenden Rest an konventionellen Energien (sog. residuale Last) zu bestimmen.

In dieser Studie wird ausschließlich auf die Stromerzeugung eingegangen. Die anderen Verbrauchssektoren wie Wärme, Verkehr werden nicht näher betrachtet. Darüber hinaus wird nur die Abdeckung der Gesamtlast betrachtet. Auf die Bereiche Regelenergie und Netzdienstleistungen wird in dieser Studie nicht eingegangen.

Für die Lastdeckung zeigt die Studie, dass mit Hilfe aller erneuerbaren Energien nicht nur die Schwankungen der fluktuierenden Einspeisung ausgeregelt werden können, sondern dass darüber hinaus eine Vergleichmäßigung der verbleibenden Last erfolgt, d.h. es treten weniger Fluktuation auf.

Die durchgeführten Analysen betrachten nur einen Teil des komplexen Energiesystems Deutschlands. Für eine umfassende Aussage sind weiterführende Analysen notwendig, welche anhand von Empfehlungen und verbleibenden offenen Fragen im Kapitel 7 skizziert werden.

Als Basisjahr wurde das Jahr 2005 verwendet. Alle meteorologischen Daten und Lastzeitreihen stammen aus diesem Jahr und wurden auf den Betrachtungszeitraum extrapoliert.

2 Energie 2.0

Die Maßnahmen der Bundesfraktion der Grünen, die im Szenario „Energie 2.0“ beschrieben sind, verfolgen primär das Ziel, den anthropogenen Klimawandel einzudämmen und dazu beizutragen, die mittlere globale Temperaturerwärmung auf 2°C gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen. Dazu ist eine Transformation der Energieversorgung in ein nachhaltiges, regeneratives Energiesystem notwendig, welcher im Szenario „Energie 2.0“ (über den Energiemix) beschrieben ist [1]. Nach dem Szenario beträgt der Beitrag von regenerativ erzeugtem Strom 43% des Bruttostromverbrauchs im Jahr 2020 und liegt damit über dem Ziel der Bundesregierung (30%) und unter der Prognose der Erneuerbaren-Energien-Branche (47%) [13]. Die Energiesektoren Verkehr und Wärme sind in Energie 2.0 ebenfalls aufgeführt, jedoch nicht Gegenstand der vorliegenden Studie. Für den Strombereich sind die Anteile der verschiedenen Energieträger an der Stromversorgung 2020 nach Energie 2.0 in Tabelle 1 zusammengefasst [1]. Diese bilden die Basis für die folgenden Analysen und Auswertungen. Eine Bewertung des Energie 2.0-Szenarios wurde nicht vorgenommen.

Tabelle 1: Anteile der verschiedenen Energieträger an der Stromerzeugung nach [1]

	2005	2020
Strom / TWh/a		
Bruttostromerzeugung gesamt	617.20	518.65
Stromverbrauch Elektromobilität	0.00	16.45
für konventionellen Verbrauch	617.20	502.20
Stromerzeugung fossil/ Kernenergie		
Atomenergie	163.00	31.00
Braunkohle	154.30	85.38
Steinkohle	134.00	69.99
Erdgas	70.00	93.70
Erdöl	11.50	0.00
sonstige; u.a. Müll ohne Biomasse, Pumpspeicher	8.90	8.90
weitere Stromgewinnung aus Abwärme		5.19
Erneuerbare Energien		
Wasserkraft	21.50	24.50
Meereskraft		0.50
<i>Windenergie Onshore</i>	26.50	62.00
<i>Windenergie Offshore</i>	0.00	32.00
Windenergie gesamt	26.50	94.00
PV	1.00	20.00
Geothermie	0.00	11.60
Bioenergie (fest) inkl. biogener Anteil des Abfalls - inländisch	9.90	14.70
Bioenergie (fest) inkl. biogener Anteil des Abfalls - Import		1.00
<i>Bioenergie (fest) gesamt</i>	9.90	15.70
<i>Bioenergie (gasförmig-inländisch)</i>	3.20	15.04
<i>Bioenergie (gasförmig-Import)</i>		15.04
<i>Bioenergie (gasförmig-gesamt)</i>	3.20	30.09
<i>Bioenergie sonstige</i>		2.10
Bioenergie gesamt	13.10	47.89
EE-Stromimport	0.10	25.93
gesamt EE-Strom	62.20	224.42
Anteil EE Bruttostromverbrauch %	10%	43%

3 Datengrundlage

3.1 Lastdaten

Als Basis für den Energieverbrauch wurde die Gesamtlast der Bundesrepublik Deutschland verwendet, die von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern gemäß § 17 (1) Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) veröffentlicht wird.. Diese wurden entsprechend dem Szenario „Energie 2.0“ auf 502,2 TWh für das Jahr 2020 linear extrapoliert (siehe Kapitel 4.1).

3.2 Meteorologische Daten

Zur Berechnung der Photovoltaik (PV)-Summenganglinie wurden die Strahlungsdaten für 120 in Deutschland verteilte Standorte von der Universität Oldenburg als Grundlage verwendet, um die unterschiedlichen meteorologischen Verhältnisse und daraus resultierende mögliche Vergleichmäßigungseffekte der Einspeisung aus fluktuierenden EE-Quellen zu berücksichtigen. Diese Zeitreihen sind Satellitendaten und stammen vom Wettersatellit Meteosat. Die zeitliche Auflösung beträgt 15 Minuten (15-Minuten-Mittelwerte). Da die Leistung von Photovoltaikmodulen nicht nur von der Strahlungsstärke, sondern auch stark von der Temperatur abhängt, wurden zu den Strahlungsdaten die entsprechenden Temperaturen in die Berechnung der Einspeisung aus Solarstrom einbezogen. Die Temperaturwerte stammen von Bodenmessungen des Deutschen Wetterdienstes (DWD). In Abbildung 1 ist die räumliche Verteilung von Solarstrahlungs- und Temperaturmesspunkten dargestellt.

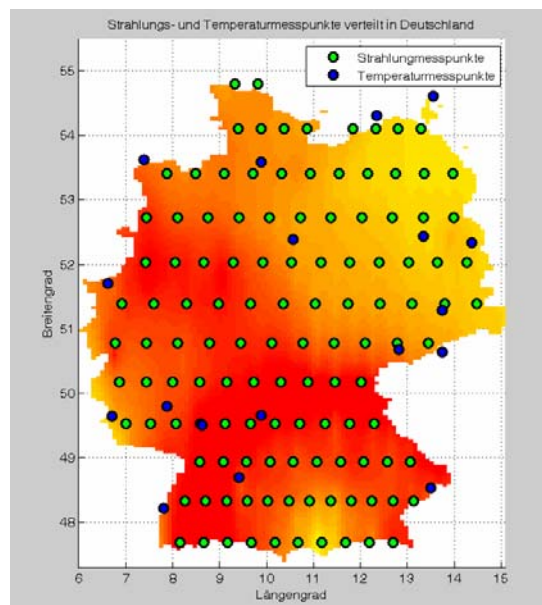


Abbildung 1: Verteilung der Messpunkte der Universität Oldenburg (Solarstrahlung) und des DWD (Temperatur)

Zur Erzeugung der Windstrom-Summenganglinie wurde auf die gemessenen Wind- und Leistungsdaten des 250 MW Programms zurückgegriffen. Die Berechnung erfolgte nach dem Verfahren aus der DENA-Studie zur Netzintegration von Windenergie[9]. Im Rahmen des wissenschaftlichen Mess- und Evaluierungsprogramms (WMEP) im Breitentest 250 MW Wind betreibt das ISET seit 1992 ein Messnetz mit zwischenzeitlich bis zu 220 Messstationen. Mit einer Abtastfrequenz von 10 Hz werden Parameter wie die Leistung einer Windkraftanlage, der Status der Netzkopplung sowie die Windgeschwindigkeit und -richtung in 10m, 30m und 50m Höhe erfasst. Die Abbildung 2 zeigt die Verteilung der Messstandorte des WMEP-Fernmessnetzes. Der Abstand zwischen diesen Stationen liegt an der Küste in der Regel unter 50 km, im Binnenland bei rund 100 km. Mit der langjährigen messtechnischen Erfassung und Auswertung von über 250 Windenergieanlagen wurde eine einzigartige Datenbasis für solche Untersuchungen und Auswertungen geschaffen.



Abbildung 2: Standorte des WMEP-Fernmessnetzes

3.3 Regionale Verteilung der installierten EE-Kapazität

Die räumliche Verteilung der installierten PV-Kapazität wurde in einer Studie zur Wertigkeit von PV-Strom für das Jahr 2015 bestimmt [2]. Die gleiche Charakteristik der räumlichen Verteilung fand in der vorliegenden Studie Verwendung und wurde linear auf das Szenario nach Energie 2.0 extrapoliert (Abbildung 3).

Die regionale Verteilung der installierten Windenergiekapazitäten wurde entsprechend der DENA-Studie zur Netzintegration von Windenergie [8] angenommen. Weitere Details können aus der ISET-Studie „Zeitreihen der Windeinspeisung und deren statistische Analyse“ entnommen werden [9].

Die Verteilung der anderen betrachteten erneuerbaren Energien wurden als gleichmäßig über das deutsche Energieversorgungssystem angenommen.

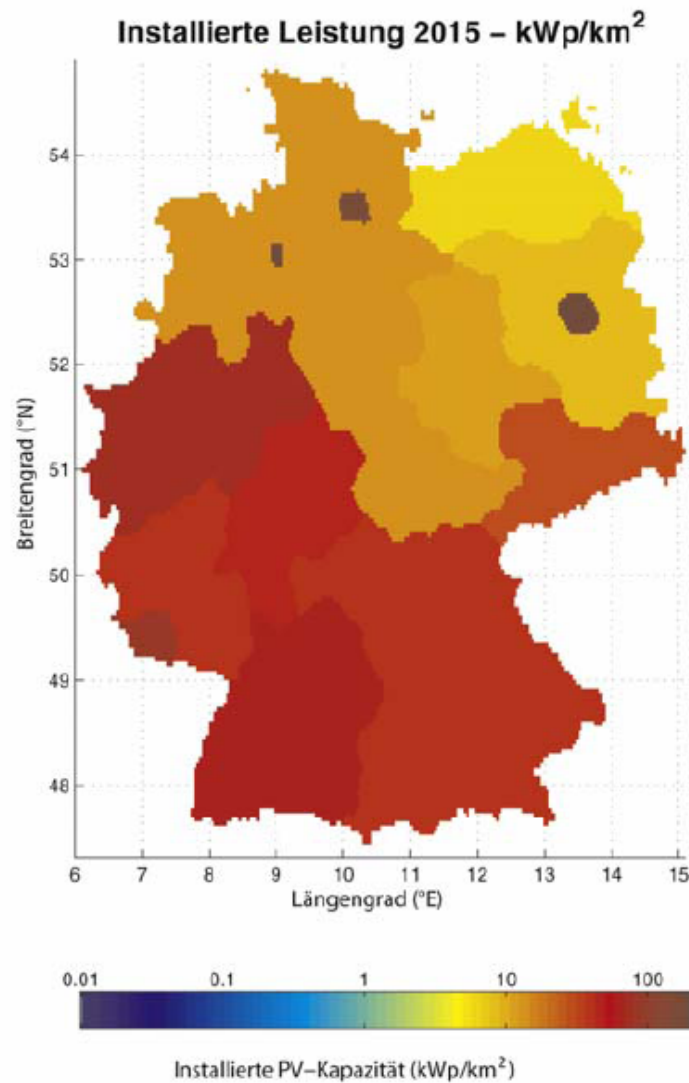


Abbildung 3: Räumliche Verteilung der installierten PV-Kapazität nach einem industriellen Ausbauszenario für 2015 [2]

4 Modelle und Annahmen

4.1 Lastprofil

In dem Szenario „Energie 2.0“ wird von einer Reduktion der Bruttostromerzeugung von 16% im Vergleich zu 2005 ausgegangen. Dieser Rückgang der Stromerzeugung wird sich nicht linear auf den Stromverbrauch bzw. den Lastgang abzeichnen. Es ist vielmehr davon auszugehen, dass in Zukunft durch moderne Technologien wie Lastmanagement (Demand-Side-Management) Lastspitzen in Schwachlastzeiten verschoben werden. Kombiniert mit Prognosen der Wind- und PV-Einspeisung können diese Technologien des Lastmanagements zur Entlastung der Stromnetze und Vergleichmäßigung des Stromverbrauchs führen. Da die genauen Mechanismen einer solchen Lastverschiebung zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht exakt vorausgesagt werden können, wird hier von der pessimistischen Annahme ausgegangen, dass sich die Netzlast zu jeden Zeitpunkt linear um 16% verringert. Dies bedeutet, dass alle Lastbereiche (Grund-, Mittel- und Spitzenlast) gleichermaßen um 16% reduziert werden, was realistisch bei einer Steigerung der Energieeffizienz ohne weitreichende Lastmanagement zu erwarten ist. Die Charakteristik der Netzlast bleibt somit gleich (und wird nur linear reduziert).

Als Lastverlauf wird der Jahreslastgang von 2005 verwendet und unter der Stromeffizienzannahme aus dem Szenario „Energie 2.0“ auf 2020 linear extrapoliert (Abbildung 4).

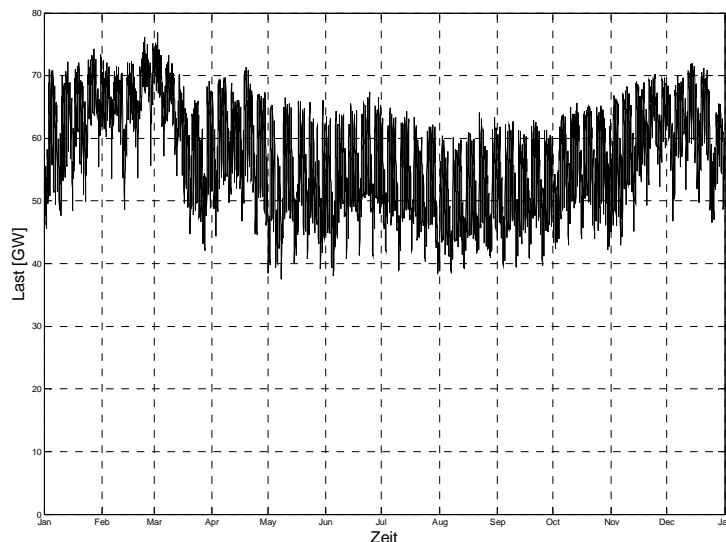


Abbildung 4: Extrapolierter Jahresgang der Last (Lastzeitreihe) für das Jahr 2020 nach dem Szenario „Energie 2.0“

4.2 Photovoltaik

In dieser Studie wird davon ausgegangen, dass die Einspeisung von PV-Strom wie heute vorrangig behandelt wird und auch bei zukünftig entsprechend hohe Einspeiseleistung nicht abgeregelt wird. Die Erzeugung der Gesamteinspeisung aus EE wird nach dem gleichen Verfahren wie in der vom ISET geführten Studie zur Wertigkeit des PV-Stroms [2] entwickelt und berechnet, - allerdings wurden einige Algorithmen durch verbesserte Varianten ersetzt. Im Folgenden soll das Verfahren näher beschrieben werden.

Zunächst wird eine Rasteraufteilung des deutschen Energieversorgungsgebiets vorgenommen. Abbildung 5 veranschaulicht den Modellablauf, der für jede Rasterfläche einzeln durchgeführt wird. Dabei werden für einzelne Parameter die folgenden Modelle aus der Literatur verwendet:

- Bestimmung der Sonnenposition: DIN 5034-1 [7]
- Aufteilung der diffusen und direkten Solarstrahlungsanteile: Orgill/Hollands [3]
- Umrechnung der horizontalen Globalstrahlung in die geneigte Ebene: Klucher [4]
- Charakteristik der verwendeten PV-Module: MPP-Modell nach HGB [5]
- Modell des verwendeten Wechselrichters: Schmidt/Sauer [6]

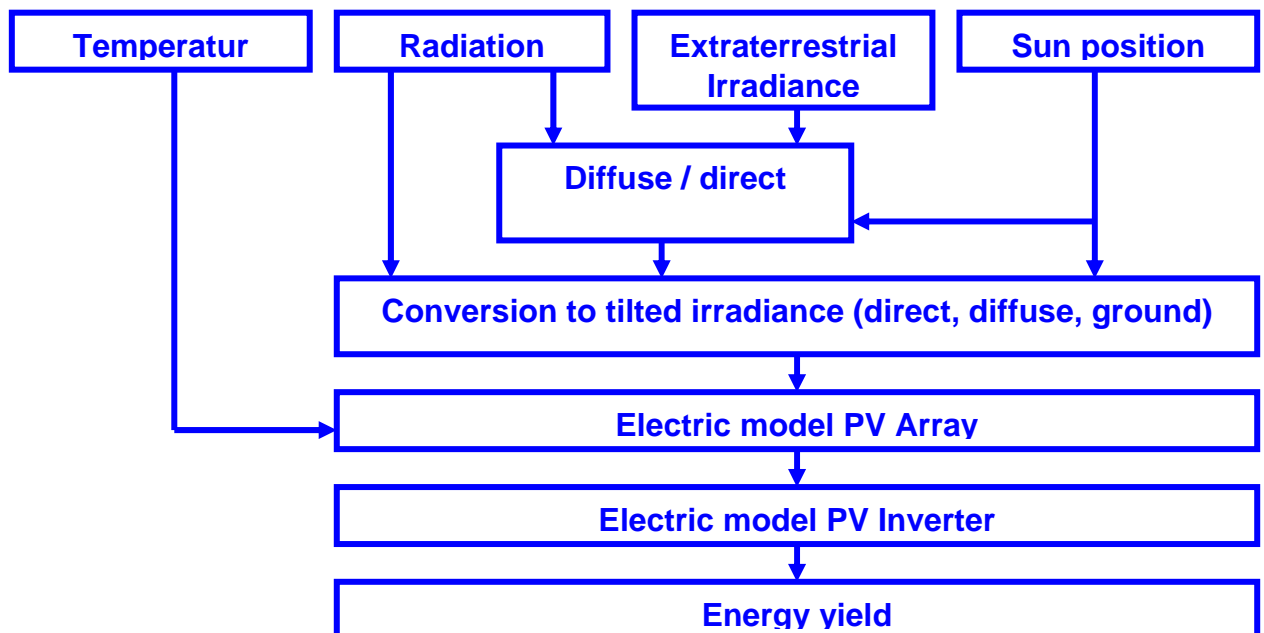


Abbildung 5: Ablauf der PV-Simulation für jede einzelne Rasterfläche

Die zusätzlichen Verluste wurden an entsprechender Stelle in der Simulation vorgenommen. Diese sind in folgender Tabelle zusammengestellt:

Tabelle 2: Annahme der Verluste in PV-Anlagen

Verlust durch	Höhe des Verlusts in %
Luftverschmutzung	1%
Modulverschmutzung	1%
Spektralempfindlichkeit der Module	3%
Modul-Mismatching	1.5%
DC-Kabel	1%
Abweichungen vom Wechselrichter Datenblatt	2 %
AC-Kabel	1 %

Für die Modellierung der PV-Module wurde eine Standard-Charakteristik nach Abbildung 6 angenommen [5].

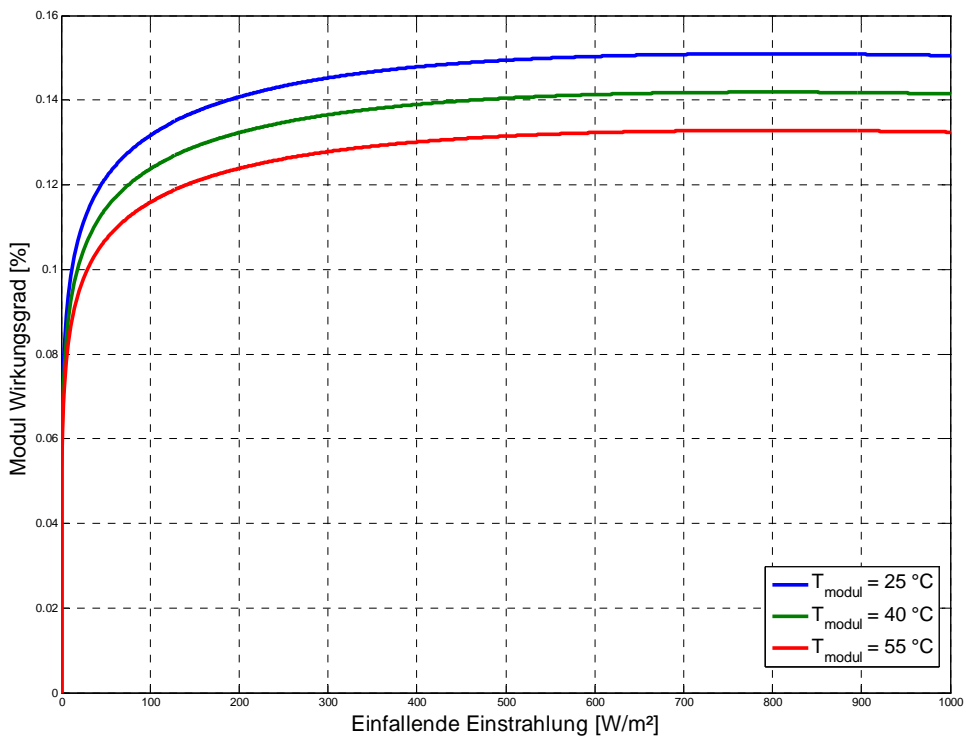


Abbildung 6: Charakteristik eines PV-Moduls nach [5]

Für die Simulation wurde eine Charakteristik des Wechselrichters nach Abbildung 7 angenommen. Ferner wird vorausgesetzt, dass der Wechselrichter auf 90% der Modul-Nennleistung dimensioniert ist.

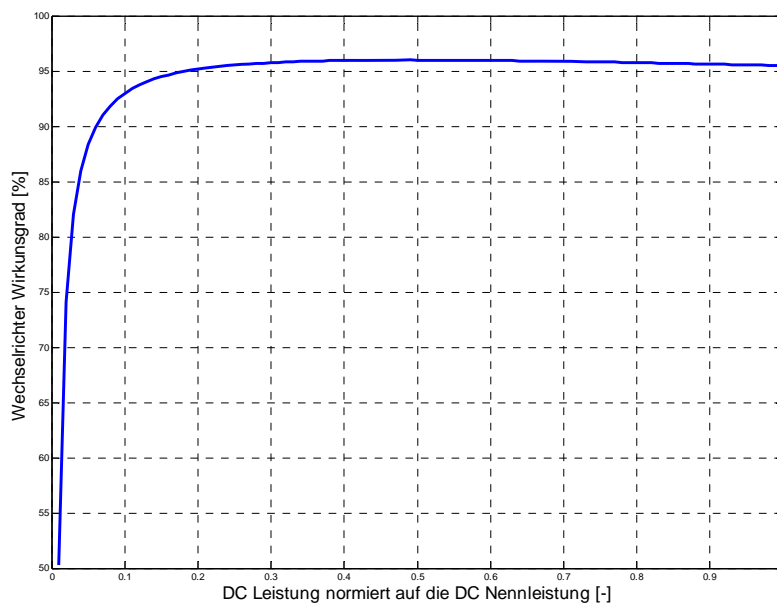


Abbildung 7: Charakteristik eines Wechselrichters

Für die installierten PV-Anlagen wurden Annahmen zur Struktur des Anlagenparks für das Jahr 2005 und 2020 getroffen. Dabei wurde eine Aufteilung im Hinblick auf die Ausrichtung, die Installation und die Anlagengröße angenommen. Tabelle 1 zeigt die Struktur des Anlagenparks und die prozentualen Anteile, wie sie in der Studie zur Wertigkeit des PV-Stroms [2] für 2015 angenommen wurden. Diese Struktur wurde in dieser Studie für 2020 übernommen.

Tabelle 3: Verteilung der PV-Anlagen auf verschiedenen Montagearten

<i>Anteil an installierter Leistung</i>		
Ausrichtung	2005	2015
Nachgeführt	0,1%	5,0%
Südanlagen (maximal 10% Minderertrag pro Jahr)	90%	80%
Restliche Ausrichtungen	9,9%	15,0%
Installation	2005	2015
Freifläche	10%	10%
Flachdach (aufgeständert)	25%	25%
Aufdach (geneigt)	63,9%	54,0%
Dachintegriert	1%	10%
Gebäudeintegriert / Fassade (Neigung > 70°)	0,1%	1,0%
Anlagengröße	2005	2015
Nennleistung $P < 5 \text{ KW}$	40%	40%
$5 \text{ KW} \leq P \leq 100 \text{ KW}$	40%	30%
$P > 100 \text{ KW}$	20%	30%

Die Aufteilung in Ausrichtungs- und Neigungsklassen erfolgt ebenfalls nach der Studie zur Wertigkeit des PV-Stroms [2]. Die räumliche Verteilung wurde gemäß Kapitel 3.3 angenommen.

In Abbildung 8 ist die simulierte Einspeisezeitreihe von PV-Strom nach dem Szenario „Energie 2.0“ für das 2020 dargestellt.



Abbildung 8: Simulierte PV-Einspeisung nach dem Szenario „Energie 2.0“ für 2020

4.3 Wind

Wie bei der PV-Einspeisung wird auch bei der Windenergie davon ausgegangen, dass es auch bei Starkwindzeiten keine Abregelung der eingespeisten Leistung durch die Übertragungsnetzbetreiber geben wird. Auch dies würde lediglich zu einer Vermeidung von Windspitzen führen und somit zu einer Vergleichmäßigung der residualen Last. Diese Annahme (keine Abregelung) ist für die Charakteristik der residualen Last als pessimistisch anzusehen.

Die eingespeiste Windenergie wurde nach dem Verfahren aus der DENA-Studie bestimmt [8], [9]. Die auf dem Szenario „Energie 2.0“ basierende Ergebnis für 2020 ist in Abbildung 9 dargestellt.

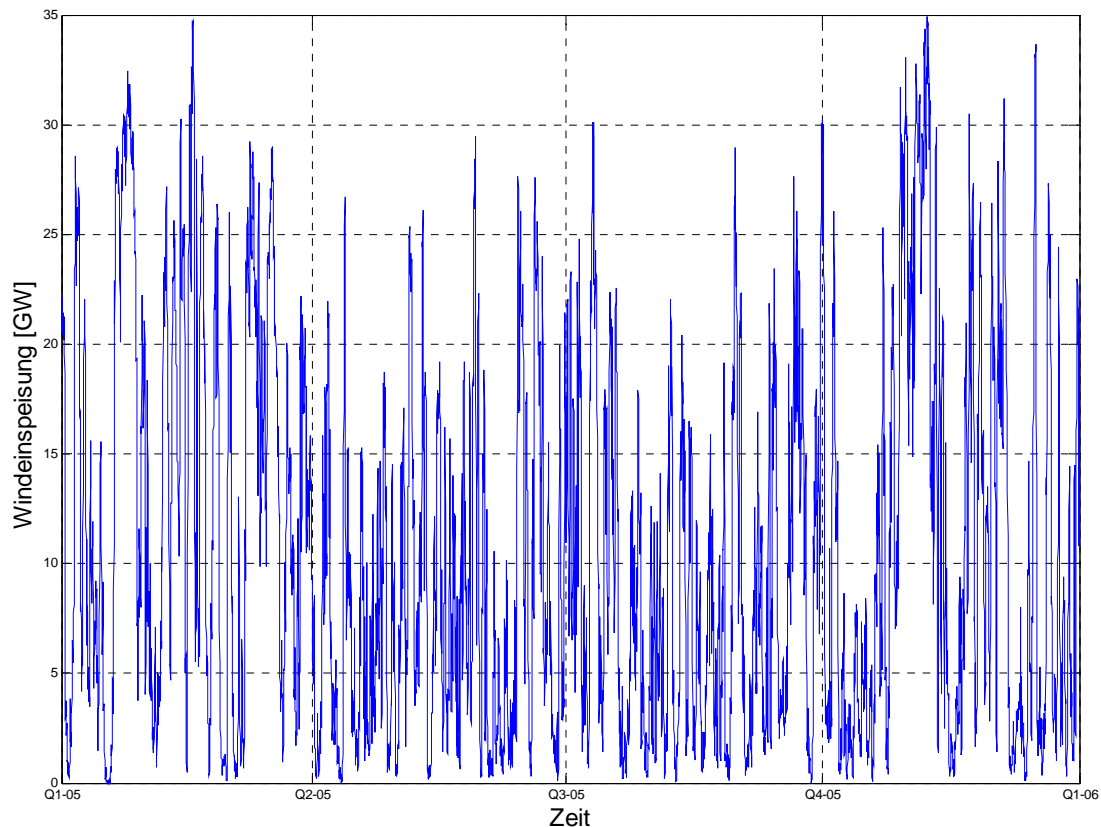


Abbildung 9: Simulierte Windenergie-Einspeisung nach dem Szenario „Energie 2.0“ für 2020

4.4 Stromimport

Gemäß dem Szenario „Energie 2.0“ wurde davon ausgegangen, dass der Stromimport zu beliebigen Zeitpunkten stattfinden kann und damit regelbar ist. Heutzutage wird EE-Stromimport, vorwiegend Wasserkraft aus der Schweiz und Österreich nach Bedarf zur Verfügung gestellt, weshalb diese Annahme als realistisch eingestuft werden kann. Auch aus anderen Nachbarländern wird Strom importiert. Dieser bedarfsorientierte EE-Stromimport weist eine geringe Zeitbeschränkung auf. Allerdings muss bei einer Erhöhung des EE-Imports die verfügbare Importerzeugungskapazität betrachtet werden, die sich aus der inländischen Erzeugungsleistung und Last der Nachbarländer sowie potentiell Stromexport in andere Länder ergibt.

Da diese Studie ausschließlich Deutschland betrachtet, wird der Bedarf und die verfügbare Erzeugungskapazität der Nachbarländer nicht betrachtet. Neben der Erzeugungskapazität ist auch die Übertragungskapazität zwischen den Ländern ausschlaggebend für den Stromimport. Unter Berücksichtigung der heutigen

Übertragungskapazität (Abbildung 10) werden in dieser Studie drei Szenarien für die EE-Importkapazität verwendet:

- (Import-)Szenario 1: Minimale EE-Importkapazität von 3 GW (Dieser Wert entspricht der Hälfte der Übertragungskapazität von Deutschland nach Schweden, Österreich und der Schweiz) (dieses Szenario ergibt eine Bandlast)
- (Import-)Szenario 2: Mittlere EE-Importkapazität von 5 GW
- (Import-)Szenario 3: Hohe EE-Importkapazität von 7 GW (Dieser Wert entspricht der vollen Übertragungskapazität von Deutschland nach Schweden, der Schweiz und Österreich plus 1 GW aus Frankreich)

Es wird explizit darauf hingewiesen, dass in dieser Studie nicht analysiert wurde, ob im Jahr 2020 eine ausreichende EE-Erzeugungskapazität für die 3 Import-Szenarien, besonders für Import-Szenario 3, in den Nachbarländern bedarfsgerecht zur Verfügung steht.

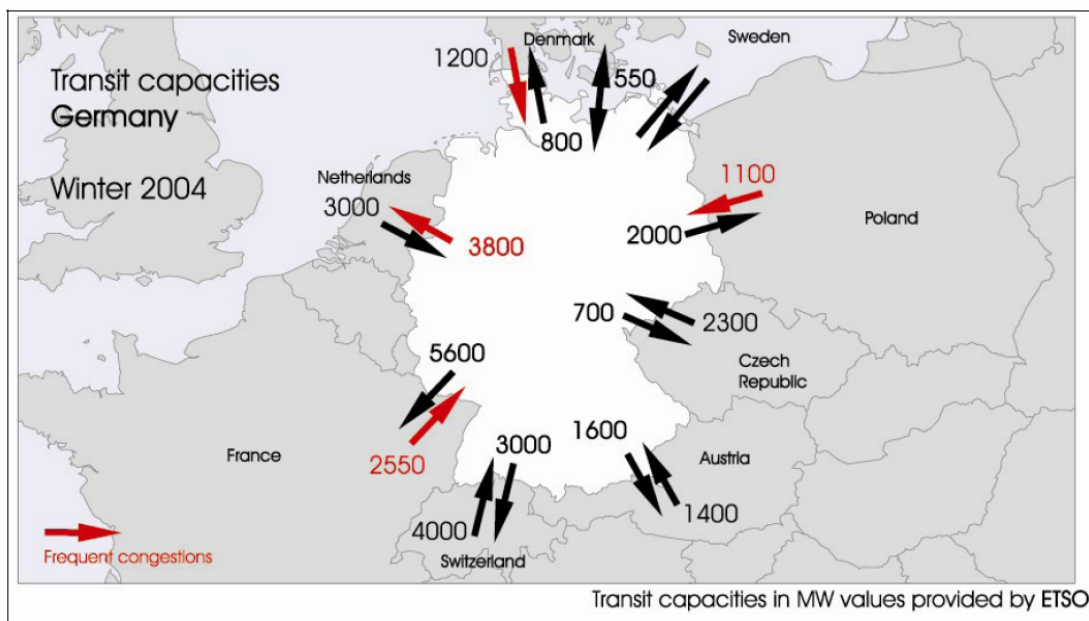


Abbildung 10: Heutige Übertragungskapazität von und nach Deutschland nach [12]

Da in Energie 2.0 die gesamte jährlich importierte Energiemenge vorgegeben ist, sind die Ausdauererzeugungen der EE-Importe durch die drei Szenarien eindeutig festgelegt. Für das erste Szenario ergibt sich aus der Importstrommenge von 26.000 GWh bei einer Importleistung von 3 GW eine Bandlast (26000GWh/3GW~ 8760 h).

Für die Implementierung wurde ein iteratives Verfahren verwendet (Abbildung 11). In der Modellierung wird im ersten Schritt für die Zeitpunkte der maximalen Last ein Stromimport angenommen, der eine Reduktion der Last um bis zur entsprechenden maximalen Importkapazität (3,5 und 7 GW) bewirkt. Das Integ-

ral über diese Spitzenlastreduktion durch Stromimporte ergibt eine Importstrommenge, die geringer als der im Szenario „Energie 2.0“ angenommenen Menge ist. Die verbleibende Differenz wurde schrittweise auf Zeitpunkte mit geringerer Netzlast verteilt, wobei die Importkapazität wiederum je nach Import-szenario zu maximal 3,5 bzw. 7 GW angenommen wurde. Dieser zweite Be-rechnungsschritt wurde sooft iterativ wiederholt, bis die Importstrommenge dem Szenario “Energie 2.0“ entspricht. In Abbildung 11 ist dieser Vorgang exempla-risch anhand von drei Iterationsschritten dargestellt.

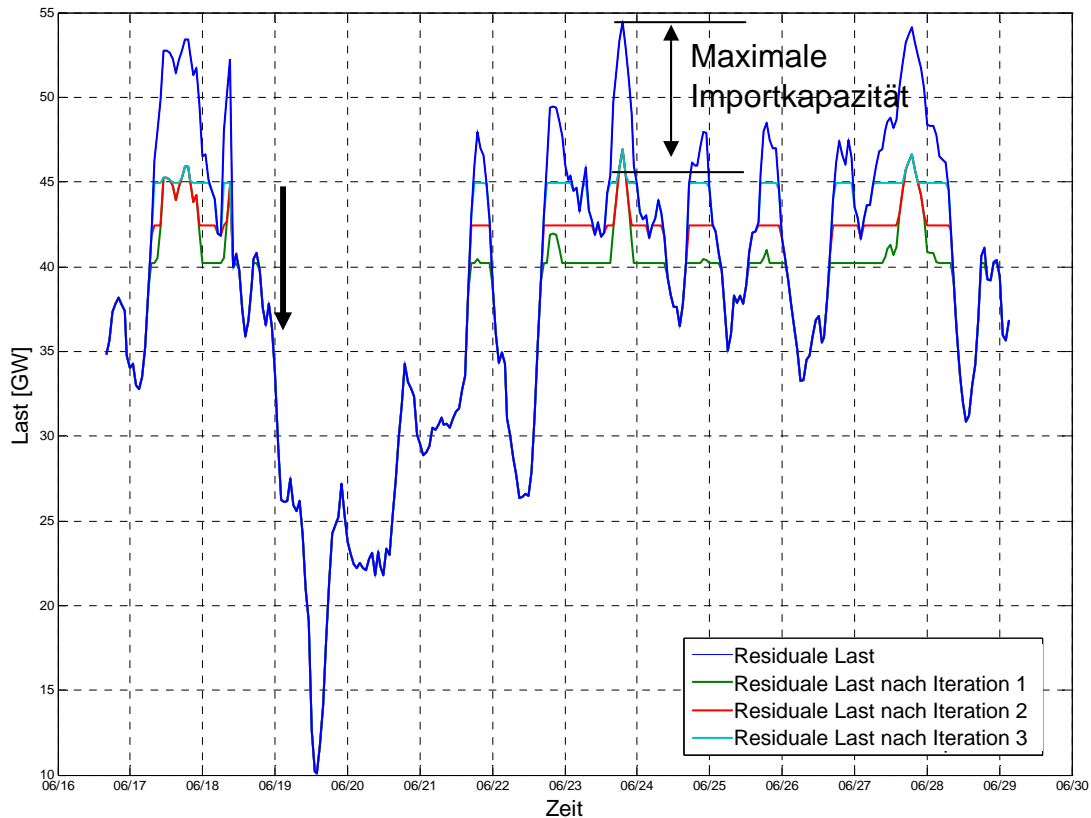


Abbildung 11: Importmodell für erneuerbare Energien (EE) nach dem Szenario „Energie 2.0“

Der Stromexport wird in dieser Studie wie bereits erwähnt nicht berücksichtigt. Deutsche Exportkapazitäten zu Schwachlastzeiten würden die residuale Last weiter glätten. Diese Annahme führt damit tendenziell zu einer schlechteren Bewertung der erneuerbaren Energien, als wenn der Stromexport mit berücksichtigt werden würde. Die Stromimportzeitreihen sind in Abbildung 12 jeweils für die drei EE-Importszenarien 1, 2 und 3 dargestellt.

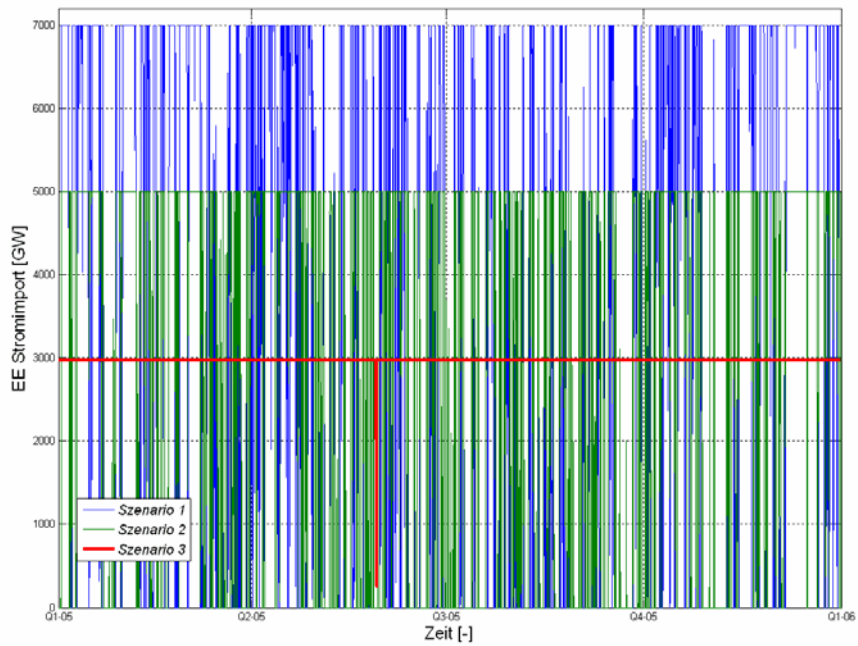


Abbildung 12: Simulierter Jahrgang des EE-Imports nach Szenario „Energie 2.0“

Der Einbruch der Bandlast im zweiten Quartal ist auf eine Windspitze zurückzuführen. Hier würde der Import zu einer verstärkten negativen Last führen, weshalb er begrenzt wurde. In Abbildung 13 sind die EE-Importzeitreihen im Vergleich zur gesamten Last abzüglich der Wind- und PV-Einspeisung dargestellt (residuale Last).

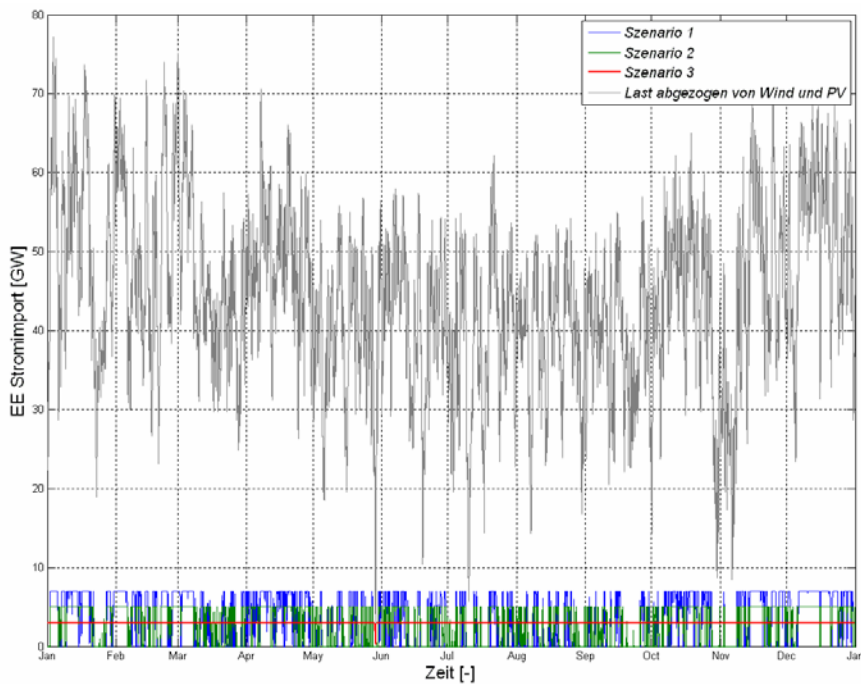


Abbildung 13: EE-Importzeitreihen der 3 Import-Szenarien und Gesamtlast abzüglich Wind- und PV-Einspeisung (residuale Last)

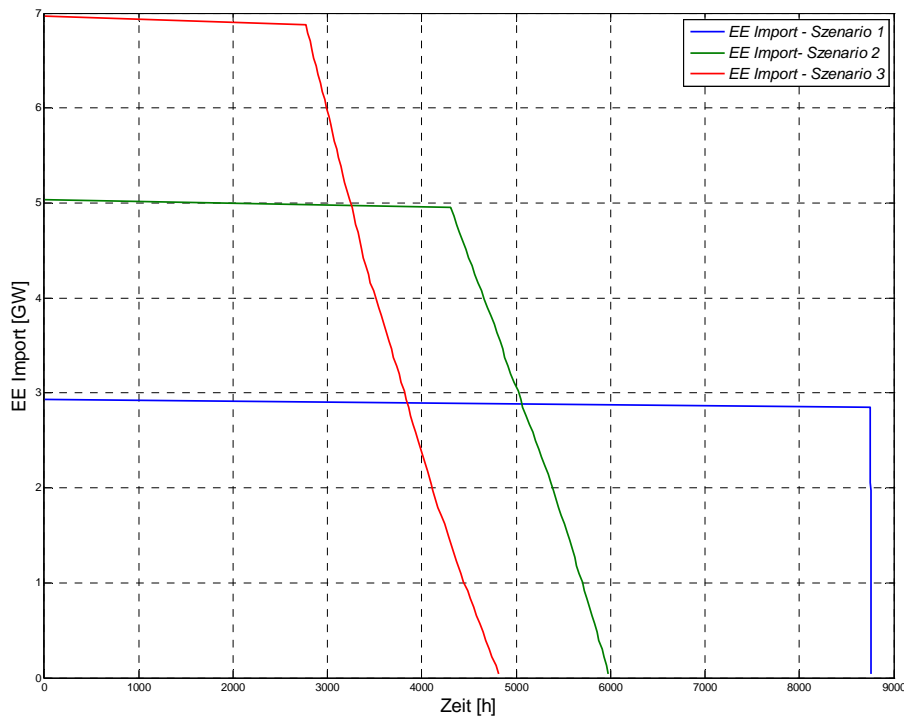


Abbildung 14: Leistungsdauerlinien (Ausdauerleistung) der drei EE-Importszenarien

Um eine realistische Einschätzung der drei Import-Szenarien zu erhalten, wurden sie mit den heutigen deutschen Stromimportmengen nach der Energiestatistik des BMWi [11] verglichen. Der Stromimport beträgt 44 TWh/a im Jahr 2007. Die EE-Importkapazität im Szenario „Energie 2.0“ beträgt 26 TWh pro Jahr und liegt somit deutlich unter der bereit heute üblichen Stromimportmenge. Die angenommenen importierten Energiemengen liegen folglich in einer realistischen Größenordnung. Jedoch ist im Detail zu prüfen, welche Energieträger diesen bedarfsgerechten Import zur Verfügung stellen können. Beispielsweise wird ein Import von Windstrom aus Dänemark nicht zielführend sein, da er eine starke Korrelation zur deutschen Windstromeinspeisung aufweist und es in Starkwindzeiten keinen Bedarf an zusätzlichem Import gibt.

4.5 Pumpspeicherkraftwerke

Für die Modellierung der Pumpspeicherkraftwerke wurde ein vereinfachtes Modell verwendet. Für den Ladevorgang, also das Pumpen, werden folgende Annahmen getroffen, die linear in die Berechnungen einfließen:

1. je geringer der Wasserfüllstand ist, desto mehr Wasser wird gepumpt,
2. je höher die residuale Last ist, desto weniger Wasser wird gepumpt,
3. Der Wasserspeicher wird solange beumpft, bis ein Füllstand von 100% ist.

Für das Entladen des Stromspeichers, den Generatorbetrieb, wurden invers dazu die gegenteiligen Annahmen getroffen:

1. je geringer der Wasserfüllstand ist, desto weniger Strom wird erzeugt,
2. je höher die residuale Last ist, desto mehr Strom wird erzeugt,
3. Der Wasserspeicher wird solange entladen, bis er entleert ist.

Die Optimierung des Pumpspeicherkraftwerkeinsatzes erfolgte auf einem gleitenden Mittel-, Minimal- und Maximalwert aus 24h. Das Modell des Pumpspeicherkraftwerks (PSW-Modell) arbeitet mit der Nennpumpleistung in Zeiten des leeren Speichers und bei maximaler Last. Das PSW-Modell liefert Nenn-turbinenleistung wenn der Speicher voll ist und die Last gleich dem minimalen Wert entspricht. Bei mittlerer Last wird das PSW-Modell entweder im Pump- oder Generatorbetrieb betrieben. Zwischen diesen drei Extremsituationen ist das Verhalten des Modells linear, wie in Abbildung 15 dargestellt ist:

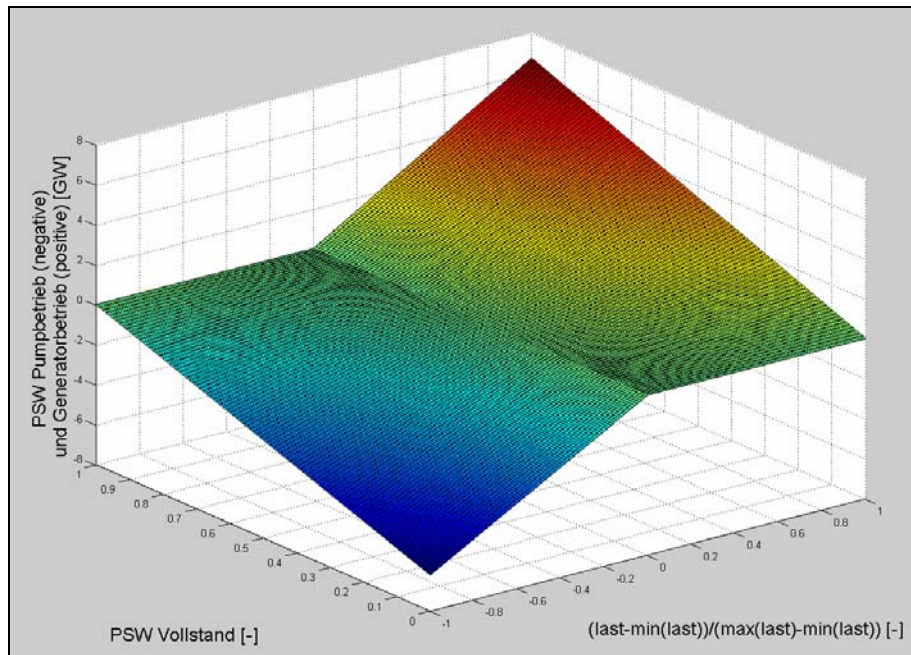


Abbildung 15: Modell des Pumpspeicherkraftwerks im Pump- und Generatorbetrieb

Folgende technischen Kenngrößen der Pumpspeicherkraftwerke wurden für die Modellierung verwendet:

- Wirkungsgrad Pumpbetrieb: 80 %
- Wirkungsgrad Generatorbetrieb: 95 %
- Speicherkapazität: 190 GWh
- Max. Pumpleistung: 6,2 GW
- Max. Generatorleistung: 6,7 GW

Die aus diesen Kenngrößen und dem oben beschriebenen Modell resultierenden Ganglinien (Jahresverlauf) der Stromeinspeisung und Stromentnahme aus Pumpspeicherkraftwerken sind in Abbildung 16 aufgeführt.

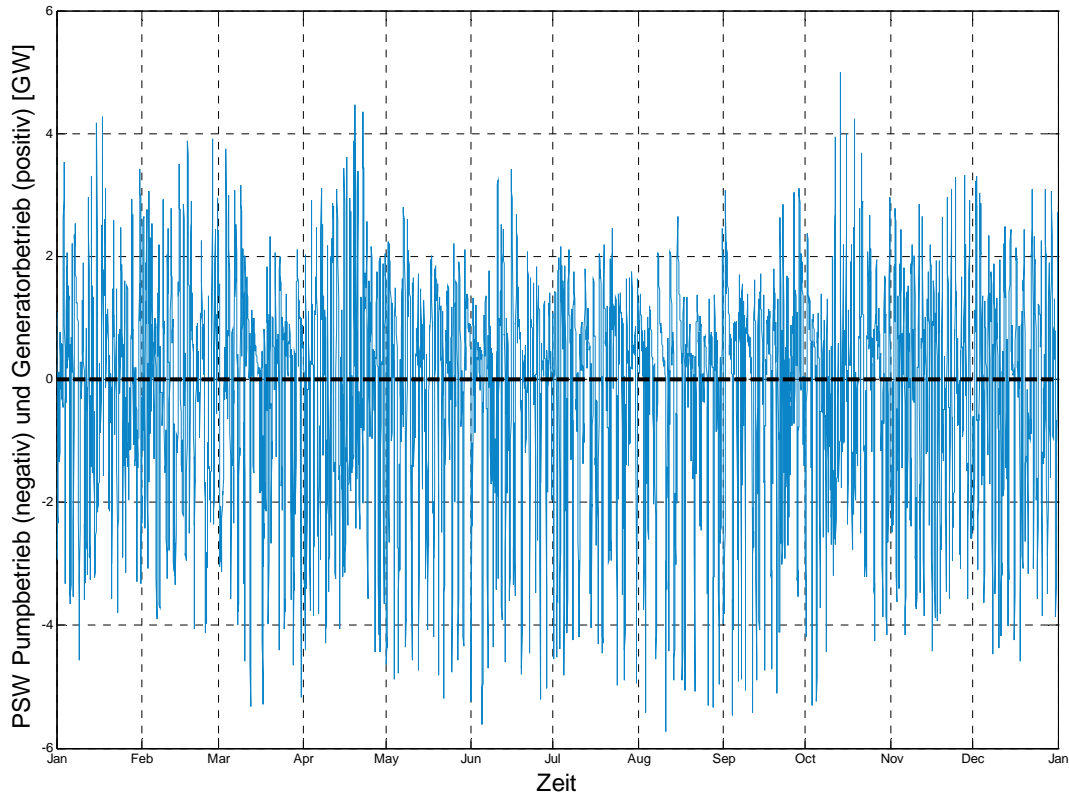


Abbildung 16: Simulierte Ganglinie der Pumpspeicherkraftwerke für das Import-Szenario 2

4.6 Bioenergie

Die Einspeisung von Strom aus Biomasse wurde nach verschiedenen Bioenergie-Konversionsverfahren getrennt betrachtet und charakterisiert:

- Biogasimport: flexibel zur Reduktion der Fluktuationen von Wind- und Solarstrom einsetzbar
- Biogas national: 90% der Stromeinspeisung sind regelbar, 10% konstant
- Feste Biomasse: konstante Stromeinspeisung

Dabei ist darauf hinzuweisen, dass der heutige Anlagenbestand der Bioenergieanlagen weitgehend konstant in das elektrische Energieversorgungsnetz einspeist, was als Ergebnis des EEG gewertet werden kann. Neben biologischen und verfahrenstechnischen Grenzen ist in erster Linie ein mangelnder Anreiz zu Flexibilisierung der Stromerzeugung als Ursache zu nennen. Heutige Biogasanlagen verfügen beispielsweise bereits heute teilweise über freie aber begrenzte Gasspeicherkapazitäten. Damit wären sie prinzipiell zur Bereitstel-

lung von Regelleistung und anderer Netzdienstleistungen, also für eine Regelung im Bereich weniger Stunden, technisch in der Lage. Mit geeigneten politischen Instrumenten ist es jedoch durchaus möglich, Biogasanlagen mit einer höheren Generatorleistung und Gasspeichern auszustatten und somit in einem zukünftigen nachhaltigen Energiesystem zum Ausgleich fluktuierender Erzeugung bzw. Lastschwankungen zu nutzen.

Neben der lokalen Erzeugung von Biogas und dessen energetische Wandlung in elektrische Energie steht als zweite Option die Aufbereitung des Biogases zu Biomethan und dessen Einspeisung in das Erdgasnetz. Dieser Bioenergienutzungspfad flexibilisiert die Nutzung von Biomethan, welches zu einem hocheffizient in Gas-und-Dampf-Kraftwerken zentral verstromt werden kann und/oder zum anderen in kleinen BHKWs verbrauchernah unter der Nutzung der Abwärme verstromt werden kann.

In dieser Studie wird angenommen, dass eine solche Flexibilisierung der Erzeugung bis 2020 durch geeignete politische Instrumente in die Wege geleitet wurde.

Da möglicherweise verschiedene technische und wirtschaftliche Grenzen der Flexibilisierung der Biogaserzeugung nach heutigem Stand der Wissenschaft und Technik zu erwarten sind, werden folgende Annahmen getroffen:

1. Prinzipiell ist eine Regelung der Gasproduktion durch Eingriff in die Fermenterfütterung möglich. Einerseits ist dies derzeit noch nicht Stand der Technik und andererseits würde dieser Eingriff bei bestehenden Anlagen zu einer Verringerung der Gesamt-Gasproduktion und damit der Jahrestromeinspeisung führen. Deshalb wird angenommen, dass zur Flexibilisierung ausschließlich zusätzliche Speicher und Generatorleistung verwendet werden.
2. Ein Teil des national erzeugten Biogases wird dezentral verbraucht. Begrenzend wirkt hierbei vor allem die Kapazität der Gasspeicher. Die hier aus heutiger Sicht sinnvolle Speicherdauer beträgt max. 24h.
3. Anlagen, die Biogas aus dem Gasnetz wärmeverbrauchernah verstromen können aufgrund der Regelung der Gasnetz-Zugangsverordnung (GasNZV) grundsätzlich entkoppelt von der Gasproduktion betrieben werden. Die Begrenzung des Gasspeichers entfällt also. Dies betrifft den importierten Anteil des Biogases sowie den national ins Gasnetz eingespeisten Anteil. Da dabei sowohl aus wirtschaftlicher als auch ökologischer Sicht ausschließlich von KWK-Anlagen auszugehen ist, wird deren Flexibilisierung durch den Wärmespeicher begrenzt. Aufgrund der großen Speichervolumen und Kosten begrenzt der Wärmespeicher die maximale Totzeit der Verstromungsanlage auf ca. 3 Tage.

Zur Festlegung des Anteils der verschiedenen Biogasnutzungstypen wurden folgenden Annahmen getroffen. Nach dem Ziel der Meseberger Beschlüsse von

2007 soll bis 2020 6% des derzeitigen Erdgasverbrauchs durch Biomethan gedeckt werden [10]. Der Erdgasverbrauch betrug im Jahr 2007 1.089,6 TWh [11]. Davon werden im Jahr 2020 6% aus Biogas bereitgestellt, also etwa 65,4 TWh. Es wird angenommen, dass ein Teil des eingespeisten Biogases verstromt wird. Der restliche Teil des Biomethans wird als Kraftstoff im Verkehrssektor und zur reinen Wärmebereitstellung im Wärmesektor genutzt. Bei einem elektrischen Wirkungsgrad von 40% könnten somit jährlich etwa 21 TWh_{el} aus Biomethan erzeugt werden, bestehend zu 15 TWh_{el} aus Biomethanimporten und 6 TWh_{el} aus inländischem Biomethan. Wird Biomethan ausschließlich über hocheffiziente GuD-Kraftwerke mit einem Wirkungsgrad von 60% verstromt, können noch höhere Strommengen bereitgestellt werden. Angesichts des geringeren Wirkungsgrades von BHKW (Strom: etwa 35 – 40%) mit gekoppelter Wärmenutzung im kleinskaligen Bereich erscheint die Annahme des Gesamtwirkungsgrades von 40% als realistisch. Szenarien zum Import von Biomethan und europäischen Biogaseinspeisungsstrategien sind bereits entwickelt [14].

Die Stromerzeugung, ihre Anteile, die Anlagennutzungsdauer und die installierten Leistungen der verschiedenen Biogasnutzungstypen sind in Tabelle 4 zusammengefasst.

Tabelle 4: Biogastypen des Szenarios „Energie 2.0“

Typ	Stromerzeugung [TWh]	Anteil an Biogasstrom [%]	Installierte Generatorleistung [MW]	Nutzungsdauer [h]
Konstante Einspeisung (Grundlastverhalten)	1,5 TWh	5%	190	7895
Variabel, Horizont 1 Tag	7,5 TWh	25%	3805	1971
Variabel, Horizont 3 Tage	21 TWh	70%	10654	1971

Unter den genannten Annahmen wird die Modellierung der Biogaseinspeisung wie folgt durchgeführt:

1. Die konstante Einspeisung entspricht einer Bandlast, also einer Einspeisung mit Grundlastverhalten. Für dieses wurde eine Verfügbarkeit von 90% angesetzt.
2. Die variable Einspeisung mit einem Betrachtungshorizont von einem Tag entspricht der dezentralen Verstromung mit Biogasspeichern vor Ort im ländlichen Gebiet. Es wurde von einer 4-fachen installierten Generatorleistung im Vergleich zur Biogasleistung ausgegangen und eine Anlagenverfügbarkeit von 90% angenommen. Die 2-fache installierte Leistung leitet sich aus einem Mittelwert an typischen Volllaststunden für Mittel- und Spitzenlastkraftwerken ab.

- Die variable Einspeisung mit einem Betrachtungshorizont von 3 Tagen umfasst die Anlagen, die nach Biogaseinspeisung in das Erdgasnetz Biomethan wärmeerzeugernah verstromen. Darin enthalten ist auch die Stromerzeugung aus importiertem Biomethan. Hier wurde ebenfalls von einer 2-fachen installierten Generatorleistung im Vergleich zur Biogasleistung ausgegangen und eine Anlagenverfügbarkeit von 90% suggeriert.

Das Vorgehen für die Punkte zwei und drei entspricht demselben Verfahren, welches für Stromimporte im Kapitel 4.4 erläutert und verwendet wurde. Dazu wurde der Betrachtungshorizont auf 1 bis 3 Tage angepasst. Die kumulierte Stromeinspeisung aus Bioenergie ist in Abbildung 17 dargestellt.

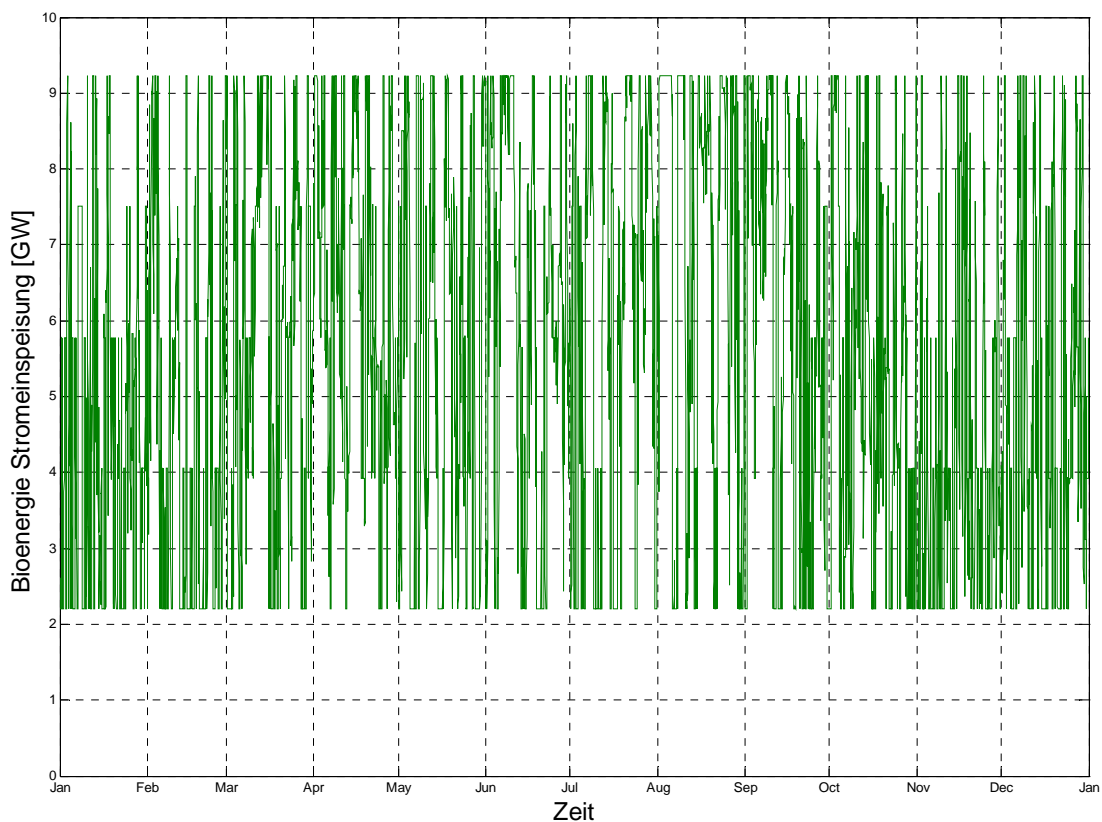


Abbildung 17: Simulierte Stromeinspeisung aus Bioenergie für das Import-Szenario 2

4.7 Wasserkraft

In Kapitel 4.5 wurde das Vorgehen für Pumpspeicherwerke dargestellt. In diesem Kapitel wird nun ein vereinfachtes Vorgehen für Laufwasserkraftwerke und Speicherkraftwerke dargelegt. Hierbei wurde folgende Unterscheidung getroffen:

- Laufwasserkraftwerke stellen 80% der installierten Leistung dar und erzeugen 80% der Energie aus Wasserkraft. Sie sind nicht regelbar.

2. 20% des Wasserkraftanlagenparks stellen Speicherkraftwerke und regelbare Laufwasserkraftwerke (große Laufwasserkraftwerke) dar. Diese werden hier als beliebig regelbar angenommen und zum Ausgleich von Fluktuationen eingesetzt.

Generell unterliegen die Wasserkraftwerke saisonalen Schwankungen. Summenganglinien zur Stromeinspeisung von Wasserkraftwerken sind nur schwer zugänglich. Um diese umfassend zu modellieren wären der Abfluss jedes Gewässers, ein hydrologisches Abflussmodell, die Fallhöhe des Wassers und der Wirkungsgrad jedes einzelnen Kraftwerks notwendig, welche dann kumuliert die Summenganglinie der Wasserkraftwerke ergeben würde. Diese Informationen liegen für diese Studie nicht vor. Deshalb wurde für die 14 wasserreichsten Flüsse¹ sowie die Flüsse Iller und Alz, die eine hohe Nutzung von Wasserkraftwerken aufweisen, die Abflussraten ermittelt und als nutzbares Potential angesehen. Daraus wurde ein vereinfachtes Modell entwickelt. Es basiert auf den folgenden Annahmen;

1. Die mögliche Energieentnahme ist in Deutschland proportional zur Abflussmenge der 16 untersuchten Flüsse,
2. Im ersten Ansatz werden Laufwasserkraftwerke auf das Mittelwasser ausgelegt. Daher wird in dieser Studie dieser Ansatz verfolgt und global davon ausgegangen dass bei einem Wasserabfluss in der Gesamtsumme von 50% die maximale Energieerzeugung stattfindet,
3. Oberhalb dieser Grenze wird auf die Nennleistung begrenzt,
4. Unterhalb dieser Grenze wird eine lineare Charakteristik angesetzt,
5. Das Modell wird mittels der im Szenario „Energie 2.0“ angegebenen Energiemenge skaliert.

Lediglich die großen Laufwasser- und Speicherkraftwerke sind regelbar. Diese repräsentieren ca. 20% der installierten Leistung. Kleinwasserkraftwerke werden - basierend auf der beschriebenen saisonalen Schwankung - als saisonal variable Bandlast angesetzt.

Die Einspeisung der regelbaren Wasserkraftwerke wird nach dem Modell des Stromimports aus Kapitel 4.4 berechnet. Hierbei wird vereinfachend eine identische Charakteristik von Laufwasser- und Speicherkraftwerken angenommen.

Die simulierte Ganglinie der nicht-regelbaren Wasserkrafteinspeisung ist in Abbildung 18 dargestellt, der regelbare Anteil der Wasserkrafteinspeisung in Abbildung 19.

¹ Rhein, Donau, Inn, Elbe, Oder, Weser, Mosel, Salzach, Main, Lech, Isar, Neckar, Havel, Saale

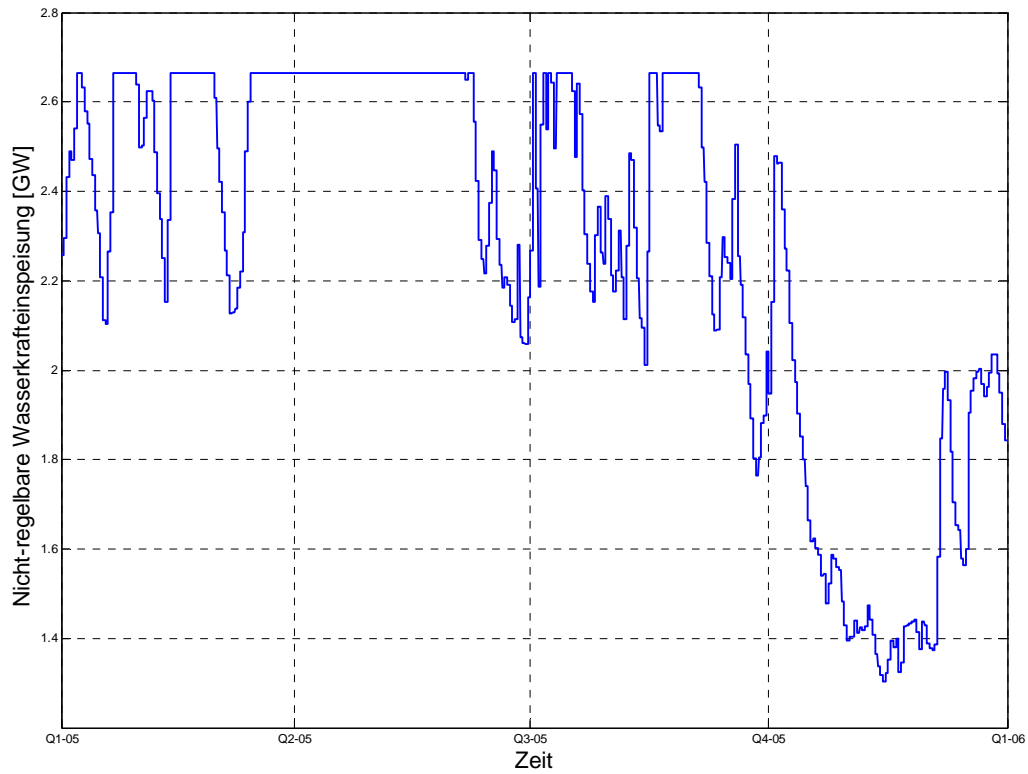


Abbildung 18: Simulierte Stromerzeugung aus nicht regelbaren Laufwasserkraftwerken

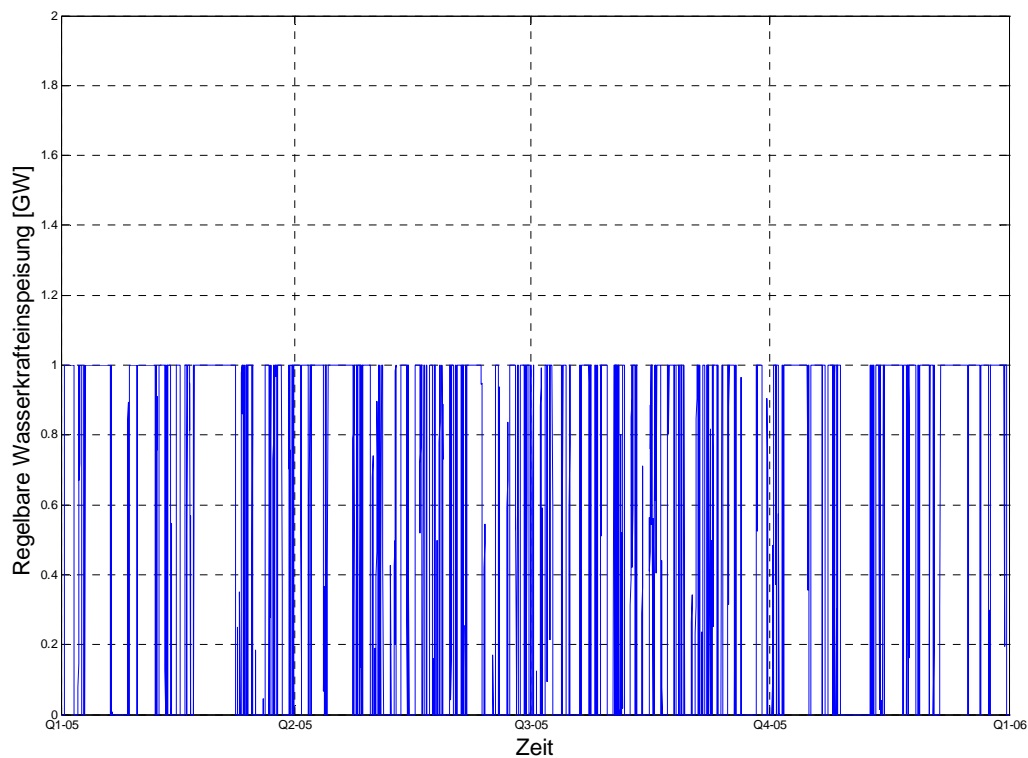


Abbildung 19: Simulierte Stromerzeugung aus regelbaren Laufwasser- und Speicherkraftwerken für das Import-Szenario 2

4.8 Geothermie

Die Stromerzeugung aus Geothermie wird als grundlastfähige Bandlast angesetzt. Im Szenario „Energie 2.0“ wird Geothermiestrom mit einer Jahrestrommenge von 11,6 TWh angesetzt [1], welche gleichmäßig auf das Jahr verteilt wird. Die potentielle Regelbarkeit dieser Energiequelle wurde nicht weiter betrachtet. Prinzipiell ist Strom aus Geothermie auch regelbar. Unter dieser Annahme würde die fluktuierende Einspeisung aus EE und die residuale Last weiter geglättet werden. Die hier getroffene Annahme einer konstanten Bandeinspeisung von Geothermie kann also als pessimistisch für EE gewertet werden.

4.9 Meeresenergie

Die Meeresenergie hat im Szenario „Energie 2.0“ mit 0,5 TWh nur einen geringen Anteil an der Elektrizitätsversorgung im Jahr 2020 [1]. Daher wird diese vereinfachend für die nachfolgenden Betrachtungen als konstant angenommen, obwohl sie je nach Technologie von Gezeiten, Wellengang etc. abhängt und somit fluktuierende Charakteristiken aufweist. Der Einfluss auf das Endergebnis ist jedoch aufgrund der geringen Strommenge als vernachlässigbar zu bewerten.

4.10 Strom aus Abwärme

Die Stromgewinnung aus Abwärme ist im Szenario „Energie 2.0“ zu 5 TWh angesetzt [1] und wird in der Modellierung der Summenganglinien als konstante Bandlast mit Grundlastverhalten einbezogen. Aufgrund der heute noch unbekanntem Charakteristik dieser Stromerzeugung ist dies als vereinfachende Abschätzung zu sehen. Ebenso wie die Meeresenergie ist der Effekt dieser Vereinfachung aufgrund des relativ geringen Beitrags an der Gesamtstromerzeugung vernachlässigbar.

4.11 Zusammenfassung

Die Annahmen der vorgehenden Kapitel werden in Tabelle 5 zusammengefasst und bilden die Grundlage für die Modellierung und Analysen der vorliegenden Studie.

Tabelle 5: Zusammenfassung der Annahmen

Energieträger	Fluktuierend	Regelbar	Installierte Kapazität [GW]
Photovoltaik	Ja	Nein	18,9
Wind	Ja	Nein	45
Wasserkraft	Ja	Zum Teil	5
Regelbar Wasserkraft	Nein	Ja	1
Nichtregelbar	Ja	Nein	4
Import	Nein	Ja	3 / 5 / 7
Pumpspeicher	Nein	Ja	Pumpen: 6,2GW; Turbinen: 6,7 GW
Biomasse	Nein	Zum Teil	
Biogas-Import	Nein	Ja	5,180
Biogas national	Nein	Zum Teil	1,850
Fest Biomasse	Nein	Nein	2,032
Geothermie	Nein	Nein	1,324
Meeresenergie	Nein	Nein	0,057
Strom aus Abwärme	Nein	Nein	0,570

5 Erzeugung der Summenganglinie

Die unter Kapitel 4 aufgeführten Modelle wurden in folgender Reihenfolge angewendet:

- Photovoltaik
- Windenergie
- Wasserkraft
- Import
- Pumpspeicher
- Biomasse
- Geothermie
- Meeresenergie
- Strom aus Abwärme

Die Reihenfolge der Anwendung der Modelle erfolgte unter folgenden Gesichtspunkten:

Im ersten Schritt wurden die witterungsbedingt fluktuierenden Erzeuger von der Netzlast subtrahiert (PV-Strom, Windstrom und Wasserkraft), da sie als sog. „must-run-unit“ Energieeinspeiser betrachtet wurden. Dabei wurde keine Begrenzung der Stromeinspeisung dieser Energiequelle aufgrund Netzwerkgrenzen betrachtet.

Als nächstes wurde der EE-Stromimport in den drei verschiedenen Import-Szenarien 1, 2 und 3 berücksichtigt. Diese Import-Szenarien basieren auf der Annahme im Szenario „Energie 2.0“, dass der Import zu jedem Zeitpunkt zur Verfügung steht. Es ist zu erwarten, dass der Stromimport maßgeblich aus Strom von Speicherkraftwerken bestehen wird. Diese stellen eine schnell reagierende Energiequelle mit kurzen Anfahr- und Abfahrzeiten dar, die technisch und wirtschaftlich zur Spitzenlastdeckung geeignet sind.

Anschließend wird soweit möglich die bis dahin verbleibende fluktuierende Netzlast durch die verschiedenen regelbaren EE-Erzeugungszeitreihen ausgeglichen und geglättet. Die folgende Reihenfolge wird angewendet:

1. Pumpspeicherkraftwerke
2. Regelbare Wasserkraft
3. Regelbare Biomasse

Die Reihenfolge hat einen elementaren Einfluss auf die Ausnutzung der jeweiligen Energieträger, da durch den zu erst eingesetzten Energieträger die größten Netzschwankungen ausgeglichen werden. Die daraus entstehenden Erzeugungsmuster sind bereits verstetigt. Die verbleibenden Fluktuationen sind von niedriger Frequenz, was zu weniger Ein- und Ausschaltvorgängen von anderen

Stromeinspeisern führt. Daher sollte der erste angesetzte Energieträger eine schnelle Regelbarkeit aufweisen. Diese Charakteristik besitzen Pumpspeicherkraftwerke. Im Anschluss werden die regelbare Wasserkraft und die teilweise regelbare Biomasse eingesetzt.

Zu guter Letzt kommen Energieträger mit konstanter Bandeinspeisung zur Anwendung:

- Konstante Anteile der Biomassestromerzeugung
- Geothermie
- Konstante Anteile der Wasserkraft
- Meeresenergie
- Strom aus Abwärme

Die Reihenfolge der Energieträger für die Berechnung der Bandlast ist beliebig austauschbar, weil ihre Erzeugung konstant über die Zeit ist (Bandeinspeisung).

In der Modellierung werden Fluktuationen zunächst durch den Stromimport geglättet und anschließend Pumpspeicherkraftwerke eingesetzt. Da die Untermodule der einzelnen EE-Technologien unabhängig von einander arbeiten, treten mitunter auch Situationen auf, in denen importierter EE-Strom in Pumpspeicherkraftwerken gespeichert wird.

6 Ergebnisse

In Tabelle 6 sind die Ergebnisse der Simulation zusammengefasst.

Tabelle 6: Zusammenfassung der Ergebnisse

Energieträger	Bandlast [%]	Regelbar [%]	Maximale Leistung [GW]	Minimale Leistung [GW]	Erzeugung [TWh]	Ausdauerung [h]
Photovoltaik	0	0	15	0	20	1060
Wind	0	0	35	0	94	2090
Wasserkraft						
Regelbar Wasserkraft	0	100	1	0	5	5000
Nichtregelbar	0	0	2,6	1,3	20	5000
Import	0	100	3 5 7	0,3 0 0	26	n.a.
Pumpspeicher						
Pumpen	0	100	-5,7	0	6,8 7,0 6,6	n.a.
Turbinen	0	100	5	0	5,2 5,3 5,0	n.a.
Biomasse						
Biogas-Import	0	100	4.81	0	21	4380
Biogas national	16	84	1.72	0.17	9	4777
Fest Biomasse	100	0	2	2	17,8	8760
Geothermie	100	0	1,32	1,32	11,6	8760
Meeresenergie	100	0	0,057	0,057	0,5	8760
Strom aus Abwärme	100	0	0,57	0,57	5	8760
Residuale Last	n.a.	n.a.	57 55 53	-1 0.1 0.5	273,83	n.a.

In Abbildung 20 ist die Häufigkeitsverteilung der Last und der residualen Last dargestellt. Man erkennt deutlich die Lastreduktion der residualen Last im Bezug auf die gesamte Netzlast. Dies verdeutlicht auch den Kapazitätseffekt durch die Erneuerbaren Energien. Darüber hinaus wird deutlich dass die Differenz zwischen minimaler und maximaler Last reduziert und der Energiefluss vergleichmäßigt wird. Wenn die Abregelung von Windkraftanlagen bei Starkwind berücksichtigt würde, wäre dieser Effekt noch deutlicher ausgeprägt.

In Abbildung 20 wird auch deutlich, dass bei steigender Importkapazität (von Szenario 1 zu Szenario 3) die Häufigkeitsverteilung der residualen Last schmaler wird, also die Glättung der residualen Last zunimmt. Wenn die Importkapazität groß ist, wird der EE-Import als regelbarer Strom angesetzt und dadurch werden die Fluktuation der residualen Last besser ausgeglichen. Allerdings muss an dieser Stelle darauf hingewiesen werden, dass in der Simulation der residualen Last nach Energie 2.0 die schon heute verfügbaren Pumpspeicherkraftwerke berücksichtigt wurden. Die Analysen zeigen somit die Fähigkeiten der erneuerbaren Energien auf, Fluktuation der meteorologieabhängigen EE Erzeugern sowie der Last zu reduzieren ohne jedoch zu den notwendigen Veränderungen des konventionellen Kraftwerkpark Stellung zu beziehen.

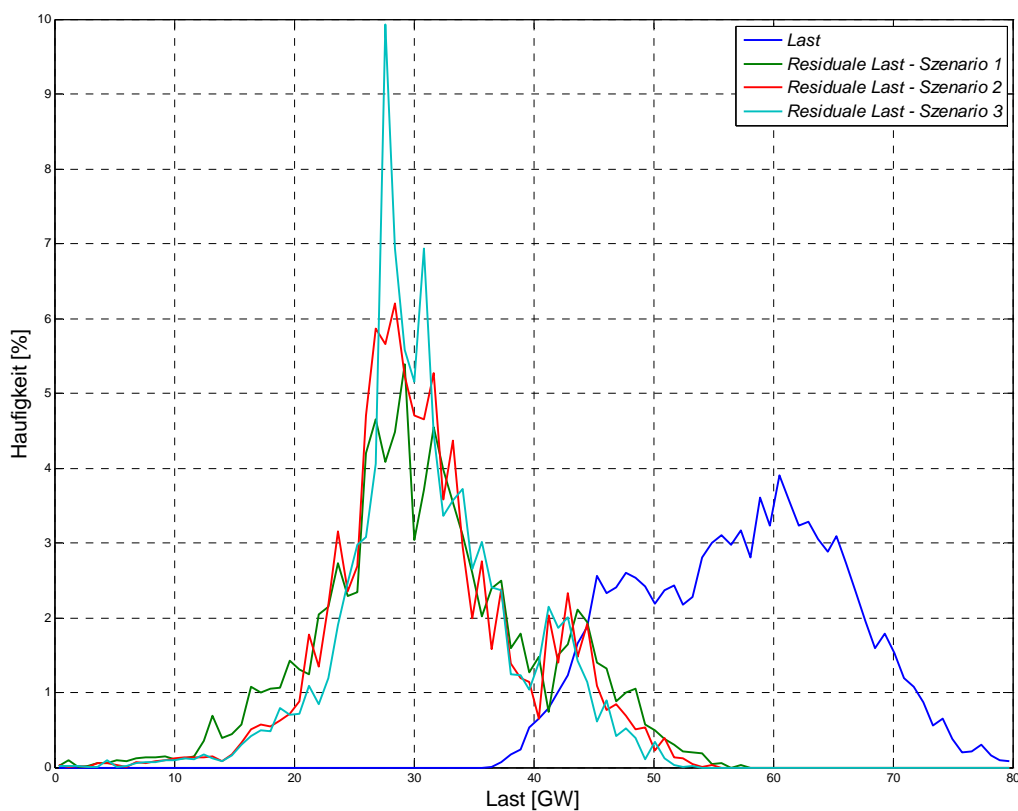


Abbildung 20: Häufigkeitsverteilung der Last und residualen Last

In Abbildung 21 sind die Leistungsdauerlinien der Last und der residualen Last dargestellt. Die Leistungsdauerlinien ergeben sich, wenn man die Leistung über den Stunden in denen diese Leistung im Netz erreicht wird, aufträgt. Diese Graphische Darstellung der Statistik der Last wird u.a. dafür benutzt, den Grund- Mittel- und Spitzenlastbedarf abzuschätzen. Die Grund- Mittel- und Spitzenlast werden durch Ausdauerernutzung von weniger als 2000, 2000 bis 7000 und mehr als 7000 Stunden repräsentiert. Je flacher ist die Leistungsdauerlinie desto größer ist der Anteil von Grundlast.

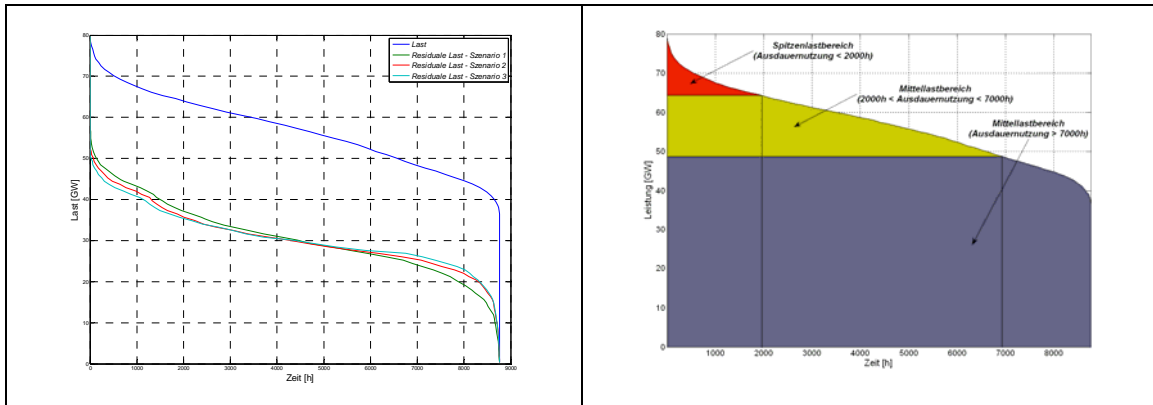


Abbildung 21: Leistungsdauerlinien für Last und residuale Last

Auf Basis die verschiedenen Leistungsdauerlinien aus Abbildung 21 wurden Grund-, Mittel- und Spitzenlastbedarf und Kapazitätseffekte für die 3 Szenarien und die Last. abgeschätzt

In Abbildung 22 sind die benötige Erzeugungskapazität für die drei Lastbereiche aufgezeigt. Die EE-Erzeugung führt zu einem Kapazitätseffekt im Grund- und Mittelastbereiche, jedoch den Spitzenlastkapazitätsbedarf erhöht. Der Vergleich der drei Szenarien zeigt, dass die Nutzung der EE-Importe als Regelleistung den Kapazitätsbedarf für Mittel- und Spitzenlast reduziert.

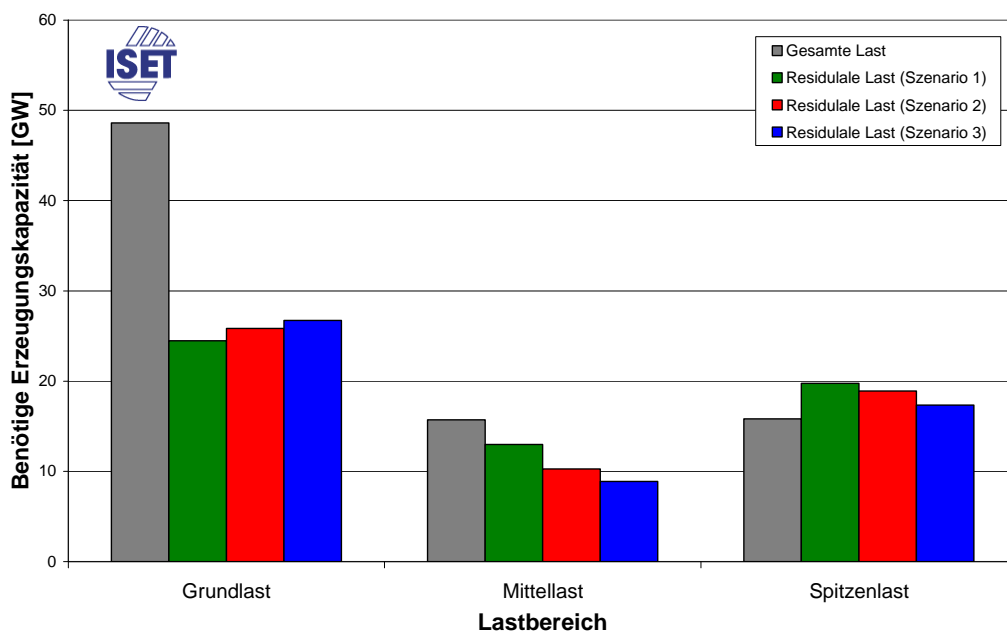


Abbildung 22: Benötige Erzeugungskapazität für die drei Lastbereiche

In Abbildung 24 ist der Energiebedarf für die drei Lastbereiche veranschaulicht. Auch hier reduziert die EE-Stromerzeugung den Bedarf im Grund- und Mittel-lastbereich. Zunehmende Regelbarkeit der EE-Stromimporte verschieben den Energiebedarf von Mittel- und Spitzenlast vermehrt in den Grundlastbereich und glättet dadurch die residuale Last.

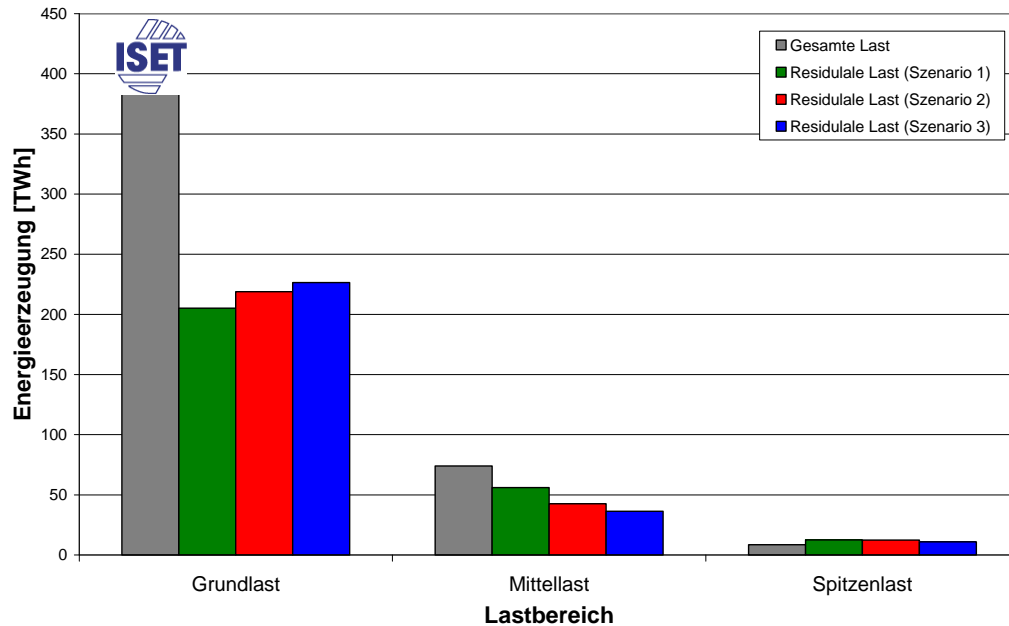


Abbildung 23: Energiebedarf für die drei Lastbereiche

Ein weiterer Ausbau erneuerbarer Energien führt somit zu einem geringeren Bedarf an konventionellen Kraftwerken für Grund- und Mittellast, erhöht jedoch den Bedarf an in Spitzenlastkraftwerken geringfügig.

Als nächsten wurden die Fluktuationen der Last und der residualen Last betrachtet. In Abbildung 0.6 sind die Häufigkeitsverteilung des stündlichen Inkrements der Last und der residualen Last dargestellt.

Es zeigt sich, dass die residuale Last aller drei Szenarien deutlich weniger fluktuieren als der Last. Import, Biogas- und Wasserkraftanlagen regeln nicht nur fluktuierende Einspeisung aus, sondern glätten darüber hinaus auch noch Lastschwankungen.

Abbildung 24 zeigt die Häufigkeitsverteilung der Leistungsinkremente. Die verbleibende residuale Last reduziert das Leistungsinkrement von Stunde zu Stunde. Dies bedeutet eine Reduktion des Regelenergiebedarfs für den dynamischen Verlauf der Last. Jedoch sei darauf hingewiesen, dass ein zusätzlicher Regelenergiebedarf aufgrund des Prognosefehlers von PV- und Windeinspei-

sung zu erwarten ist. Wiederum sei darauf hingewiesen, dass in der Simulation der residualen Last nach Energie 2.0 die schon heute verfügbaren Pumpspeicherkraftwerke berücksichtigt wurden. Die Analysen zeigen somit die Fähigkeiten der erneuerbaren Energien auf, Fluktuation der meteorologieabhängigen EE Erzeugern sowie der Last zu reduzieren ohne jedoch zu den notwendigen Veränderungen des konventionellen Kraftwerksparks Stellung zu beziehen. Da PSW in der residualen Last, nicht jedoch der Last enthalten ist, stellt diese Graphik eine tendenziell zu positive Bewertung dar.

In der Abbildung 24 ist deutlich veranschaulicht, dass größere Importkapazitäten zu kleineren Fluktuation der residualen Last führen. Wie oben aufgeführt, hat dies seine Ursache in der erhöhten Nutzung des Imports als regelbare Energie.

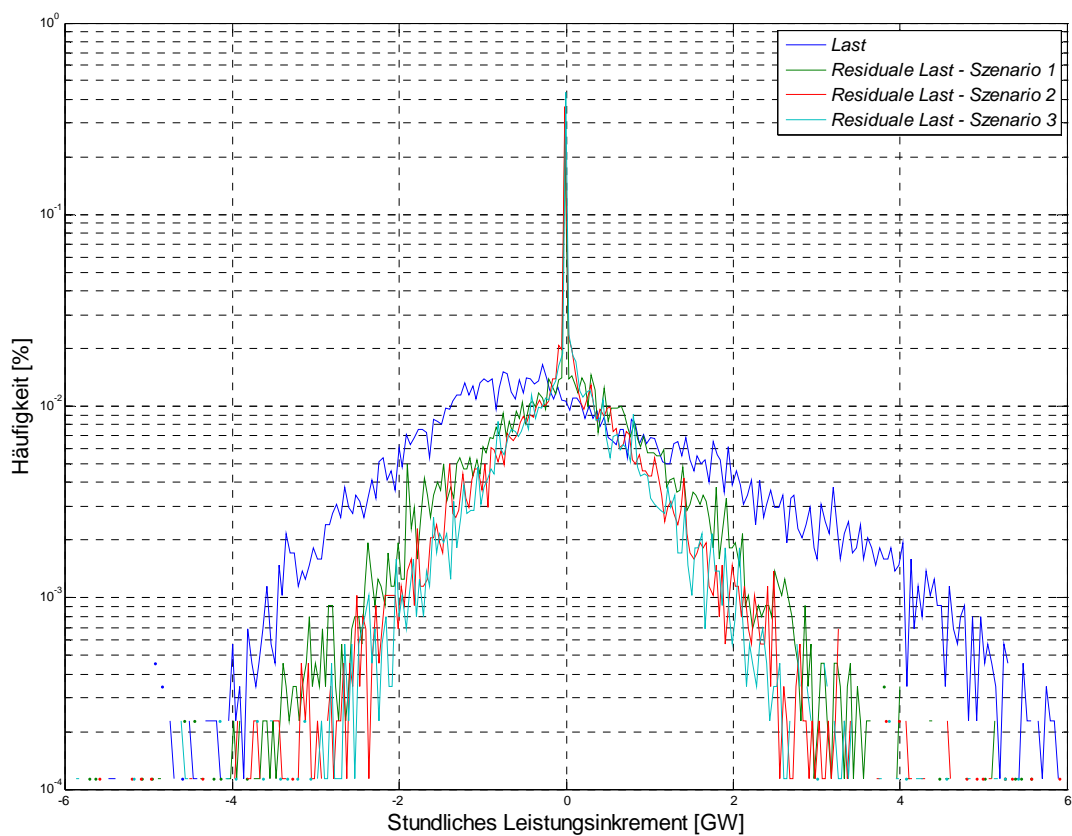


Abbildung 24: Stündliche Leistungsinkremente für Last und residuale Last

In Abbildung 25 ist der wöchentliche Energiebedarf über das Jahr dargestellt. Durch die EE-Einspeisung stellen sich geringere saisonale Schwankungen ein. Darüber hinaus wird auch hier die deutliche Reduktion des konventionellen Kraftwerkspark deutlich. Es wird deutlich, dass die EE-Importe auch zu einer saisonalen Glättung führen.

In Abbildung 26 sind Mittel-, Maximal- und Minimalwerte der Last und residuale Last dargestellt. Es wird deutlich, dass die Fluktuation durch das Szenario E-

nergie 2.0 nicht größer werden sondern für die meisten Zeiträume sogar vermindert werden.

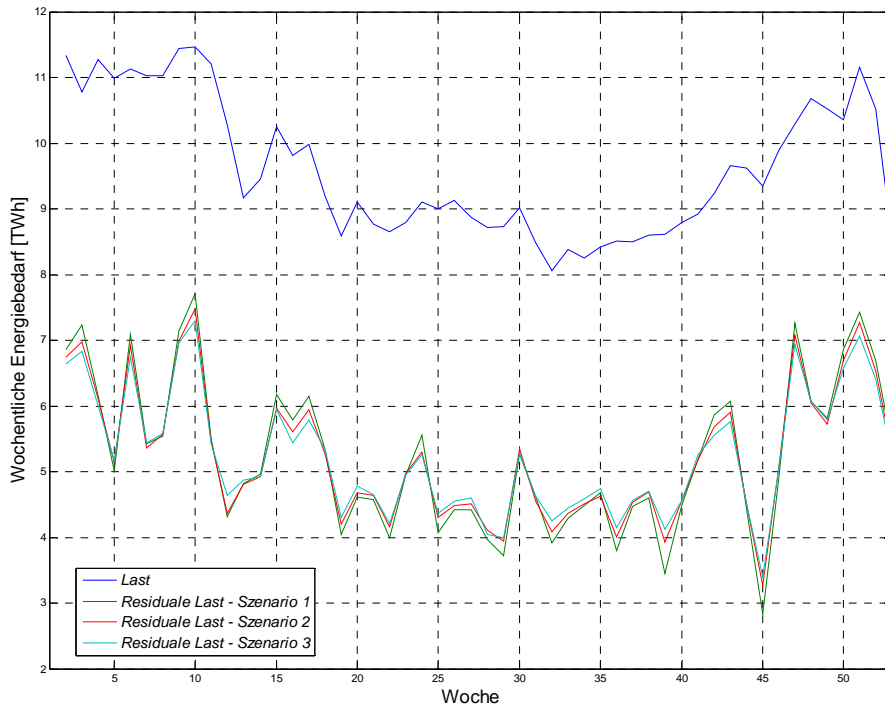


Abbildung 25: Energiebedarf pro Woche

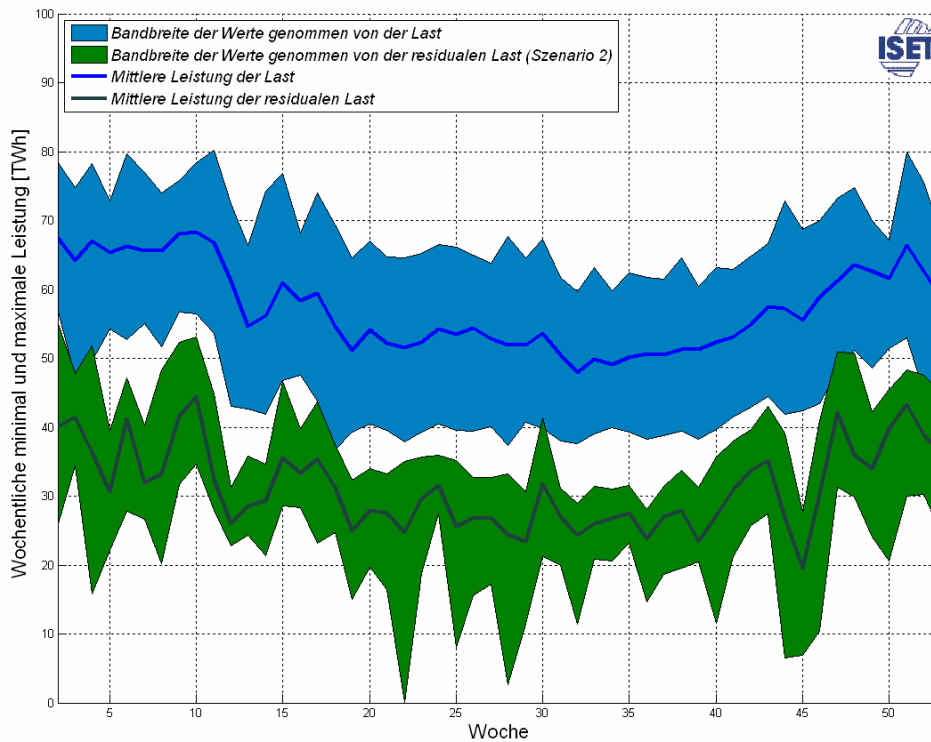


Abbildung 26: Mittel-, Maximal- und Minimalwerte der Last und residuale Last

7 Hinweise und Empfehlungen

Der Ausbau ist gesetzlich auf einen Anteil am Bruttostromverbrauch von mindestens 30 % bis 2020 festgelegt. Energie 2.0 geht von 43% aus und ist damit ambitionierter. Diese Ziele können sicherlich mit geeigneten politischen Rahmenbedingungen erreicht werden. Die empfohlenen Maßnahmen wie ein Biogaseinspeisegesetz sind hierfür erforderlich und wurden wie in Kapitel 4 dargestellt als Basis für die Analysen verwendet. Daneben sind andere Maßnahmen notwendig, wie die politische Förderung von dezentralen Biogasspeicher, Schaffung von Anreizen für das Anbieten von Netzdienstleistungen mittel EE-Anlagen usw.

In der Studie konnten einige Rahmenbedingungen nicht untersucht werden:

1. Export: Export von EE-Strom zu Schwachlastzeiten (z.B. bei Windspitzen) wurde nicht berücksichtigt. Dieser Export würde den nationalen Lastverlauf noch weiter glätten und sich somit positiv auf die Bewertung der erneuerbaren Energien auswirken
2. Für die Verifizierung von Import und (dem nicht betrachteten) Export müsste die Lastverteilung bzw. Einspeiseverteilung zumindest im im gesamteuropäischen Kontext bewertet werden. Insbesondere wären hier die Verfügbarkeit norwegischer Stromerzeugung aus Speicherseen, Wasserkraft in Österreich und der Schweiz zu analysieren.
3. Die Auswirkungen des Szenarios auf den Netzausbau wurden nicht analysiert. Hierzu wäre eine räumliche Verteilung des Einspeisung zu jedem Zeitpunkt und Bestimmung des notwendigen Energieflusses im Kontext des UCTE- und Nordel-Netzes von Nöten
4. Weiteres Potential für die Glättung fluktuierender Einspeisung verspricht z.B. die Erschließung der Norddeutschen Druckluftspeicherpotentiale.
5. Eine energiewirtschaftliche Bewertung inklusive Netzausbauskosten, CO₂-Schadenskosten etc. wurde nicht vorgenommen.
6. Eine Sensitivitätsanalyse wurde nicht durchgeführt.
7. Lastmanagement und Elektro-Mobilität die bei geeigneter Steuerung einen großen, positiven Einfluss auf die residuale Last haben können, wurden in dieser Studie vernachlässigt.
8. Die Windenergie wurde vorrangig behandelt, d.h. Spitzen z.B. bei Starkwind werden nicht abgeregelt.
9. Die Reihenfolge des Energieträgereinsatzes bei Generierung der Summenganglinie wurde in dieser Studie vereinfachend angenommen. Der Kraftwerkseinsatz erfolgt in Realität auf Basis wirtschaftlicher Optimierung.

Des Weiteren wurde in dieser Studie davon ausgegangen, dass die Pumpspeicher zum Ausgleich der fluktuierenden residuale Last herangezogen werden

können. Dies ist nur bedingt der Fall, da sie heute auch zum Bereitstellen von Regelenergie verwendet werden. Hierfür müssten neue Quellen erschlossen werden. Besonders ist hier die Bedeutung von Erzeugungs- und Lastprognosen zu nennen, die maßgeblich den notwendigen Regelenergiebedarf bestimmen. Wir sehen in der Reduktion der Prognosefehler / Verringerung der Konfidenzintervalle eine der Herausforderungen für zukünftige nachhaltige Energieversorgungsstrukturen.

8 Glossar

Regelenergie

Regelenergie ist das Integral der Regelleistung über einen gewissen Zeitraum (in der Regel über 15 min Intervalle).

Lastbänder

Der Leistungsbedarf schwankt je nach Tageszeit. In der Regel treten Maxima am Tage auf und das Minimum nachts zwischen 0 und 6 Uhr. Der Verlauf des Leistungsbedarfes wird als Lastkurve bzw. Lastverlauf beschrieben. In der klassischen Energietechnik wird die Lastkurve in drei Bereiche unterteilt:

- (i) die Grundlast
- (ii) die Mittellast
- (iii) die Spitzenlast

Die Grundlast beschreibt das Lastband, das über 24 Stunden nahezu konstant ist. Sie wird von sog. Grundlastkraftwerke wie Kernkraftwerke, Braunkohlekraftwerke und z.Zt. auch Laufwasserkraftwerke abgedeckt.

Die Mittellast beschreibt prognostizierbare, geschlossene Leistungsblöcke, die den größten Teil des zur Grundlast zusätzlichen Tagesbedarfs abdecken. Die Mittellast wird von sog. Mittellastkraftwerken wie Steinkohlekraftwerke und mit Methan betriebenen Gas- und Dampf (GuD) Kraftwerke abgedeckt. Selten kommen auch Ölkraftwerke zum Einsatz.

Die Spitzenlast deckt den verbleibenden Leistungsbedarf ab, wobei es sich in der Regel um die Tagesmaxima handelt. Die Spitzenlast wird von sog. Spitzenlastkraftwerken wie Gasturbinenkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke abgedeckt. Diese können innerhalb kürzester Zeit auf Nennleistung gefahren werden und so Lastschwankungen ausgleichen und Lastspitzen abdecken [15].

Netzlast

Leistungswert des Strombedarfs, der aus dem Netz entnommen wird

Residuale Last

Die residuale Last ergibt sich aus der Netzlast abzüglich der Einspeisung aus erneuerbaren Energien

Bandlieferung

Eine Bandeinspeisung ist die Lieferung von elektrischer Energie mit einer gewissen konstanten Leistung über einen bestimmten Zeitraum. Wird 24 Stunden am Tag konstant eine Leistung von 10 MW bereitgestellt, so spricht man von einem 10 MW-Tagesband. Analog kann dieser Begriff auf Monats-, Quartals- und Jahresbänder angewendet werden.

Leistungsdauerlinie

In Leistungsdauerlinien wird die Anzahl der Jahresstunden dargestellt, während der das Leistungsniveau, in diesem Fall die Last bzw. residuale Last, oberhalb einer Mindestleistung liegt. Das Integral über diese Kurven ergibt die jeweilige Jahresenergielieferung bzw. –abnahme.

Stündliches Leistungsinkrement

Das stündliche Leistungsinkrement gibt an, um wie viel sich die Last von Stunde zu Stunde in einem Netz ändert. Es kann als Indikator für Fluktuationen der Stromeinspeisung in ein Netz und Stromentnahme aus einem Netz dienen.

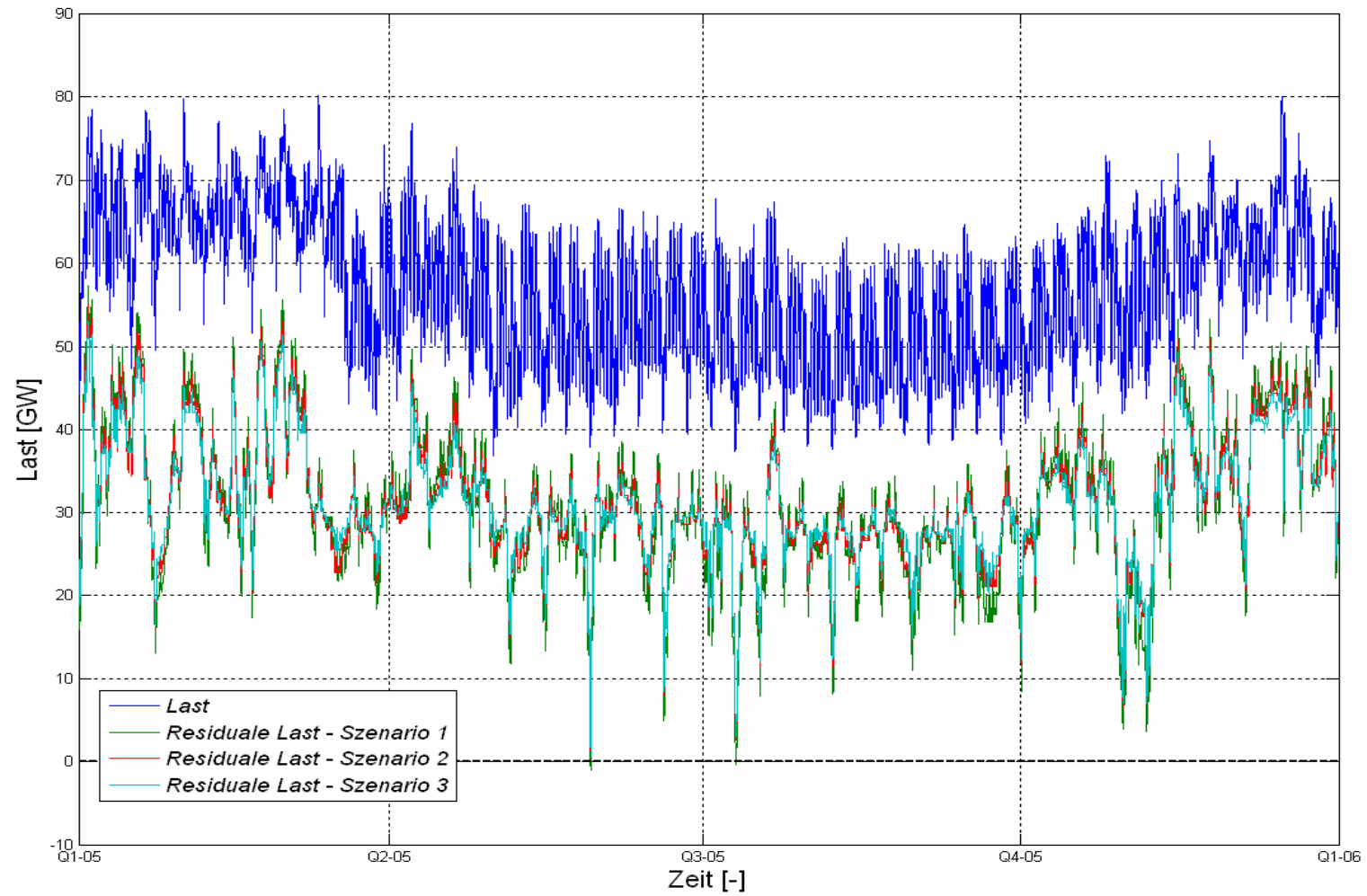
9 Literatur

- [1] Künast, R. et al (2007): Energie 2.0 – Die grünen Maßnahmen bis 2020, Berlin
- [2] Bofinger, S.; Saint-Drenan, Y.-M. (2008): Studie: Rolle der Solarstromerzeugung in zukünftigen Energieversorgungsstrukturen - Welche Wertigkeit hat Solarstrom?, Kassel
- [3] Orgill and Hollands (1977): Correlation equation for hourly diffuse radiation on a horizontal surface, Journal of Solar Energy 19, 357,
- [4] Klucher (1979): Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces, Journal of Solar Energy 23(2), 111-114
- [5] Beyer, H.G., J. Schumacher (1998): Estimation of model parameters for I-V curves of PV modules from operational data, 2nd World Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Vienna, Austria
- [6] Schmidt, Sauer (1995): Praxisgerechte Modellierung und Abschätzung von Wechselrichter-Wirkungsgraden, Sonnenenergie, Nr.11,
- [7] DIN 5034-1: Tageslicht in Innenräumen, VDI-Verlag, Düsseldorf, Berlin
- [8] DENA Netzstudie (2005): Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, Berlin
- [9] Ernst, Bernhard; Hoppe-Kilpper, Martin; Rohrig, Kurt; Scheibe, Michael (2004): Zeitreihen der Windeinspeisung und deren statistische Analyse - Zusatzuntersuchung im Rahmen der dena-Netzstudie: „Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020“, ISET e.V., Kassel
- [10] BMWI (2007): Biogaseinspeisung IEKP-Massnahme 9 - Bericht zur Umsetzung der in der Kabinettsklausur am 23./24.08.2007 in Meseberg beschlossenen Eckpunkte für ein Integriertes Energie- und Klimaprogramm, Berlin, Internet:
<http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Service/publikationen,did=228048.html>
- [11] BMWI (2009): Energiestatistiken, Berlin. Internet:
<http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/energiestatistiken.html>
- [12] Ensslin, Cornel (2007): The Influence of Modelling Accuracy on the Determination of Wind Power Capacity Effects and Balancing Needs, Kassel university press, Kassel
- [13] Bundesverband Erneuerbare Energien – Agentur für Erneuerbare Energien (2009): Strom-Ausbauprognose der Erneuerbare-Energien-Branche: Stromversorgung 2020 - Wege in eine moderne Energiewirtschaft, Berlin

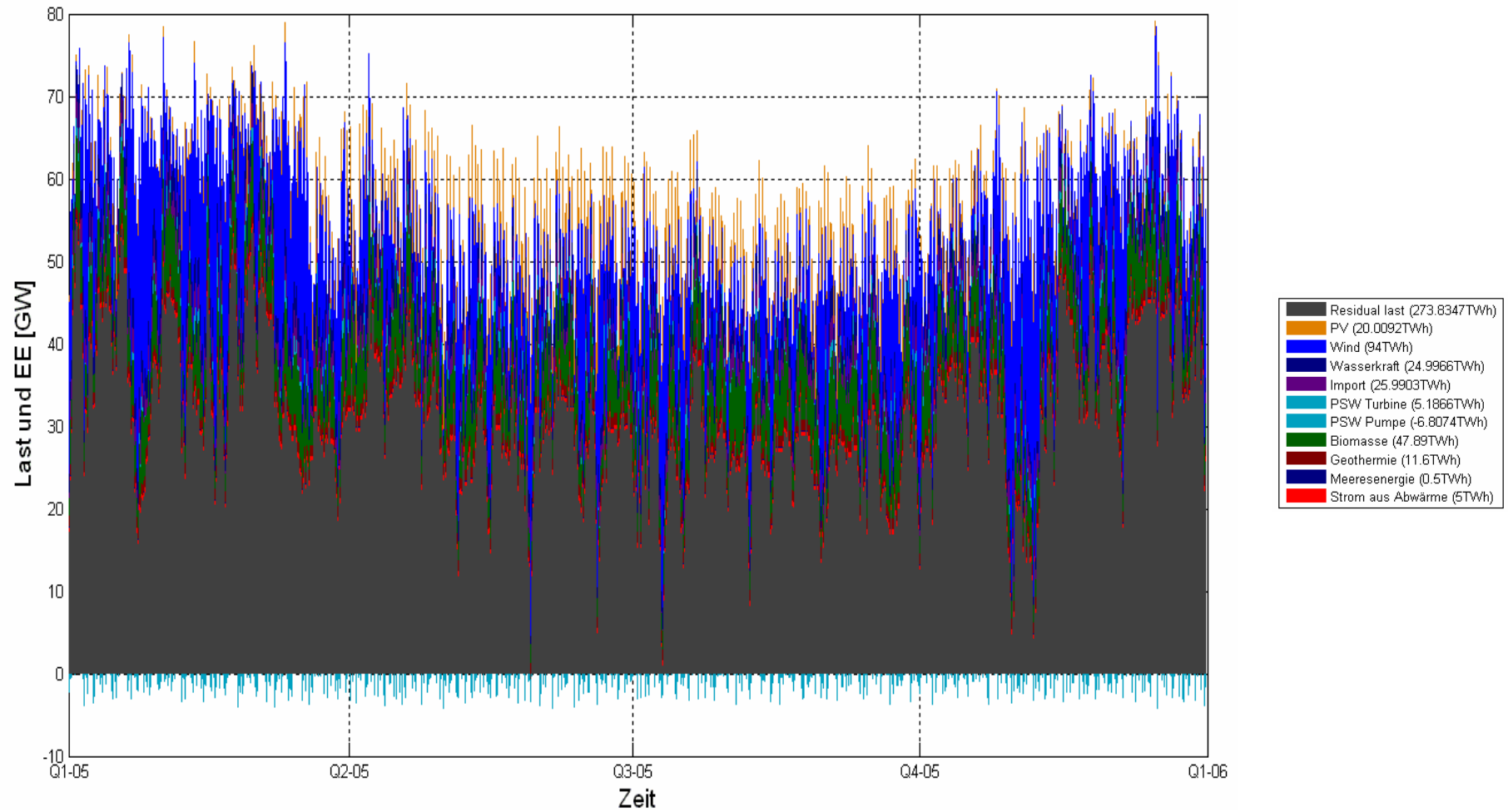
- [14] Thrän, D et al (2007): Möglichkeiten einer europäischen Biogasein-
speisungsstrategie, Studie im Auftrag der Bundestagsfraktion Bünd-
nis 90 / Die Grünen
- [15] Schufft, W (2007): Taschenbuch der Elektrischen Energietechnik.
Carl Hanser Verlag, Leipzig.

10 Anhang

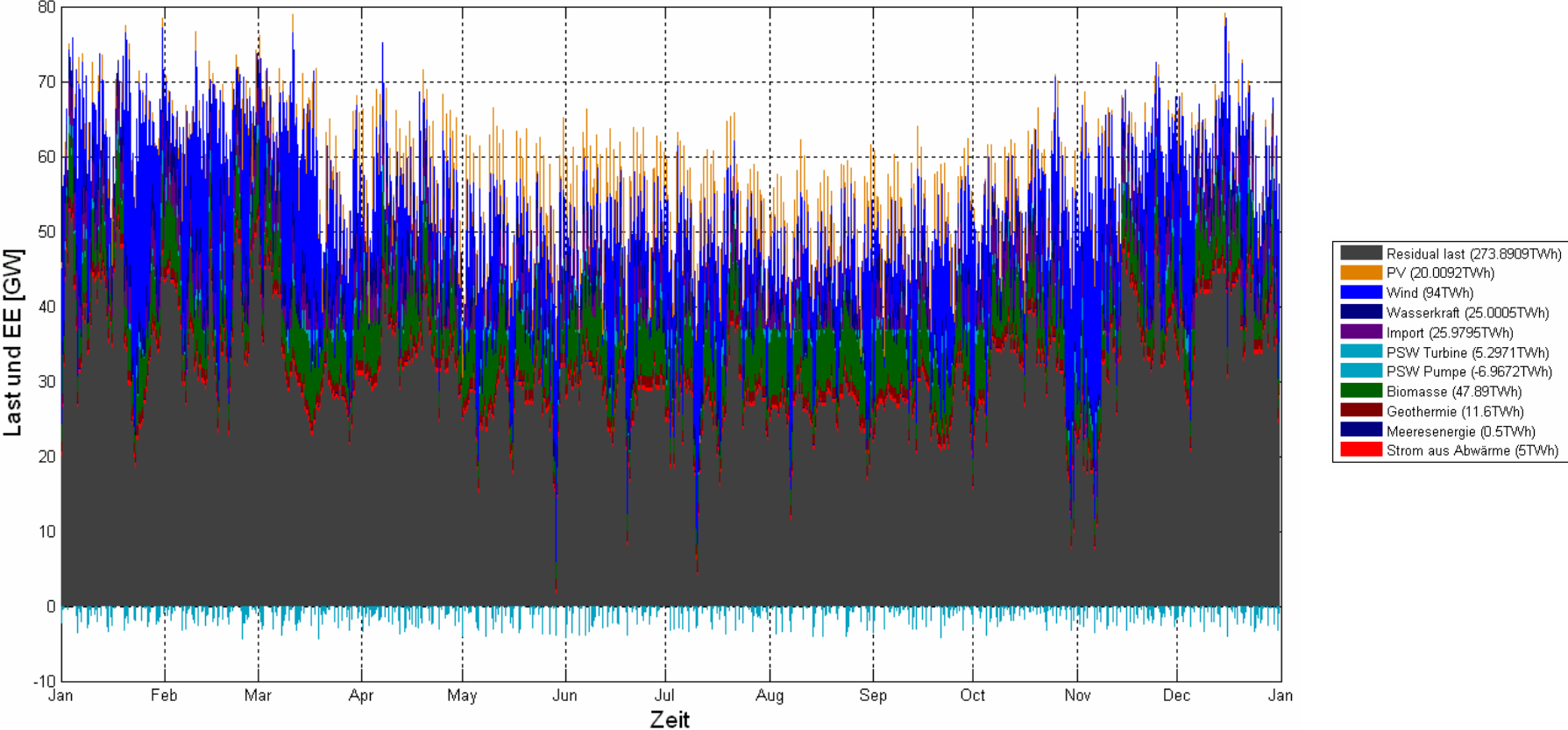
10.1 Jahressummenganglinien der Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien nach dem Szenario „Energie 2.0“ und der angewandten Modellierung



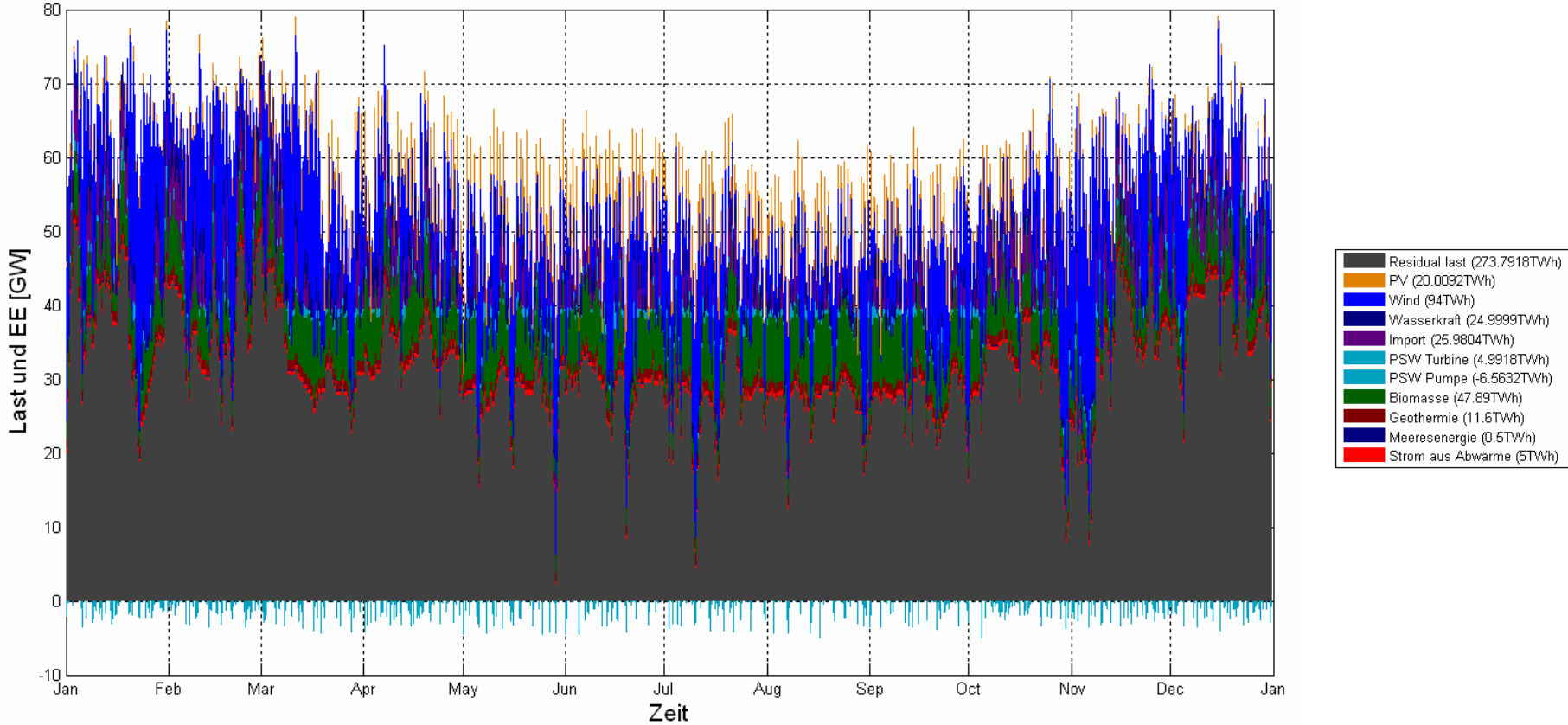
Szenario 1:



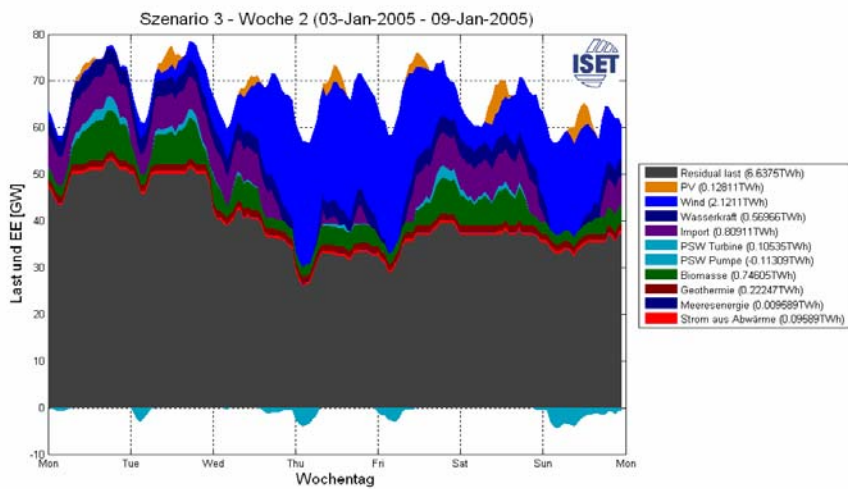
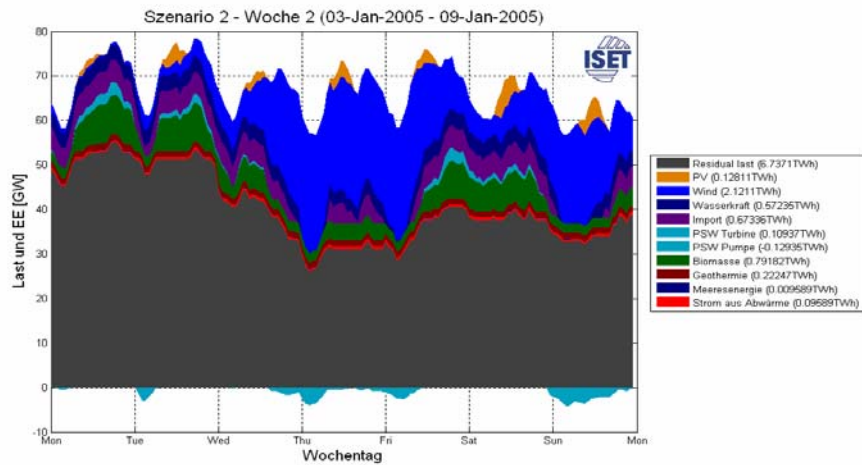
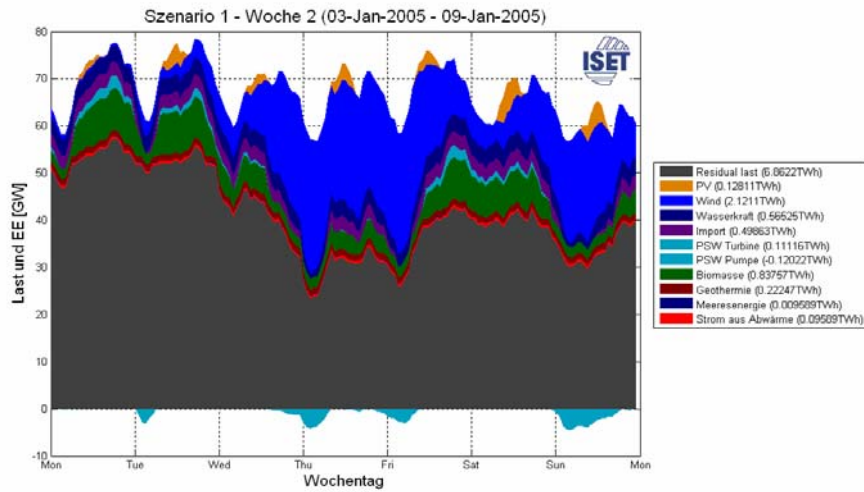
Szenario 2



Szenario 3



10.2 Residuale Last für jede Woche des Jahres²



² Da die meteorologische Daten für 2005 für die Berechnungen zu Grunde gelegt wurden, ist dieses Datum in den Grafiken genannt. Die Szenarien betreffen jedoch das Jahr 2020². In der Datum das Jahr 2005 entspricht das Jahr, aus dem die meteorologische Daten verwendet wurden

