



Hans-Peter Beck (Herausgeber)

Technische Mindestenerzeugung des Kraftwerksparks bis zum Jahr 2030 in Niedersachsen und Deutschland

Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen

efzn

Energie-Forschungszentrum
Niedersachsen

Technische Mindestenerzeugung des Kraftwerksparks bis zum Jahr 2030 in Niedersachsen und Deutschland

Lennart Beushausen, Bernd Engel, Julian Gollenstede,
Florian Rauscher, Julia Seidel, Dirk Turschner,
Daniel Unger, Hans-Peter Beck (Hrsg.)

Band 48



Cuvillier Verlag Göttingen

<https://cuvillier.de/de/shop/publications/7626>

Copyright:

Cuvillier Verlag, Inhaberin Annette Jentsch-Cuvillier, Nonnenstieg 8, 37075 Göttingen,
Germany

Telefon: +49 (0)551 54724-0, E-Mail: info@cuvillier.de, Website: <https://cuvillier.de>



1. Status Quo in Niedersachsen

Die systemsichernden Maßnahmen, wie etwa die Bereitstellung von Kurzschlussleistung oder Regelleistung, wurde bisher zu einem Großteil von konventionellen Kraftwerken übernommen. In Zeiten einer hohen Einspeisung aus regenerativen Erzeugern ist es teilweise notwendig, dass konventionelle Erzeuger rein zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen weiter betrieben werden müssen. Dies wird als konventionelle Mindesterzeugung bzw. Must-Run bezeichnet.

In dieser Metastudie wird der Fokus auf das Bundesland Niedersachsen und seinen Kraftwerkspark gelegt. Es wird herausgearbeitet, wie der Begriff Must-Run zu definieren und interpretieren ist, welche Aufgaben Must-Run Kraftwerke übernehmen und ob diese zukünftig auch von erneuerbaren Erzeugern oder Speicherkraftwerken zur Verfügung gestellt werden können. Der Schwerpunkt der Untersuchungen liegt hierbei in der Analyse historischer Fahrpläne von Kraftwerken und auf theoretischen Betrachtungen zur Bereitstellung von Momentanreserve.

1.1. Stand der Forschung und Definition

In der Literatur spielt die **konventionelle Mindesterzeugung**, *Must-Run* genannt, bislang lediglich eine kleine Rolle. Es existieren nur wenige Studien, die sich mit diesem Thema eingehend auseinandersetzen.

In [FGH 2012] ermittelte die Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH) e. V. im Auftrag der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber die zu diesem Zeitpunkt notwendige technische Mindesterzeugung zur Sicherung der Systemstabilität in Deutschland. Als *Mindesterzeugung* wird hier der aus Netz- und Systemsicht technisch notwendige, konventionelle Kraftwerksbetrieb bezeichnet, woraus die Systemdienstleistungen erbracht werden müssen. Die FGH kommt in dieser Studie zu einer Mindestwirkleistungserzeugung aus konventionellen Kraftwerken von bis zu 25 GW in Deutschland.

Zwei Jahre später veröffentlichte die Agora Energiewende die Analyse „Negative Strompreise – Ursachen und Wirkungen“ [Agora 2014]. Da negative Strompreise eine Übererzeugung implizieren, nimmt die konventionelle Mindesterzeugung hier ebenfalls eine wichtige Rolle ein. Auf Basis ausgewählter Tage mit negativen Strompreisen wurde der aktive Kraftwerkspark untersucht und die Gründe analysiert, weshalb die Kraftwerke Strom produziert haben. An diesen Tagen wurde eine konventionelle Kraftwerksleistung von bis zu 28 GW erzeugt. Darin enthalten sind sowohl die Leistung zur Sicherung der Systemstabilität als auch die Leistung wärmegeführter Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung (KWK).

Im Jahr 2016 wurde als Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber erneut eine Studie zur konventionellen Mindesterzeugung veröffentlicht [Consentec 2016]. Hier wird zwischen Mindesterzeugung aufgrund netz- oder systemtechnischer Anforderungen und einem Kraftwerkseinsatz durch dezentrale Einsatzentscheidung der Betreiber unterschieden, der ähnlich der Mindesterzeugung wirkt. An den drei untersuchten Beispieltagen konnte eine konventionelle Mindesterzeugung in Höhe von 25-30 GW ermittelt werden. An mehreren betrachteten Tagen wurde in der Studie häufig eine konventionelle Erzeugung von knapp 20 GW festgestellt. Eine Zuordnung zu den einzelnen Ursachen konnte nicht getroffen werden.



Im März 2017 hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) einen „Bericht über die Mindestenerzeugung“ [BNetzA 2017] herausgegeben. Mindestenerzeugung wird in diesem Bericht als „die aus netztechnischen Gründen von konventionellen Kraftwerken mindestens einzuspeisende Leistung“ bezeichnet. Dies umfasst die Leistung, welche zur Bereitstellung aller Systemdienstleistungen notwendig ist. Alle anderen Gründe für konventionelle Erzeugung, die auch bei negativen Preisen am Spotmarkt vorhanden ist, wird „konventioneller Erzeugungssockel“ genannt. Als Mindestenerzeugung werden an fünf Beispieltagen Werte von 3,2 - 4,6 GW herausgearbeitet. Diese umfassen jedoch nicht die Bereitstellung von Spannungshaltung und Kurzschlussleistung, die mit der aktuellen Datenlage nicht quantifiziert werden können. Daher ist der tatsächliche Wert höher als der angegebene. An den Beispieltagen ist insgesamt eine konventionelle Erzeugung i.H.v. 23,4 - 28,1 GW am Netz.

In dieser Studie bezeichnet **Must-Run** bzw. konventionelle Mindestenerzeugung die notwendige Kapazität an im Betrieb befindlichen konventionellen Kraftwerken (Must-Run Units), die zu einem bestimmten Zeitpunkt für einen sicheren und stabilen Netzbetrieb erforderlich ist. Diese Definition impliziert eine **aus netztechnischer Sicht notwendige Mindestenerzeugung** aus konventionellen Kraftwerken, um die Systemsicherheit zu gewährleisten. Aufgaben zur Systemsicherheit umfassen die Systemdienstleistungen, welche aktuell zum großen Teil von konventionellen Kraftwerken erbracht werden. Unter diesen Systemdienstleistungen werden die Frequenzhaltung, die Spannungshaltung, der Netzwiederaufbau und die Betriebsführung zusammengefasst. Eine betriebswirtschaftlich bedingte Erzeugung, wie z. B. Kostenoptimierungen durch Stromerzeugung, wird unter Must-Run nicht berücksichtigt.

Die systembedingte Notwendigkeit von Must-Run Kapazitäten begrenzt zurzeit den Ausbau von bzw. die Erzeugung aus erneuerbaren Energien. Solange konventionelle Kraftwerke benötigt werden, um die Sicherheit des Stromnetzes zu gewährleisten, kann bspw. aufgrund von Netzengpässen nur entsprechend weniger Energie aus erneuerbaren Erzeugungsanlagen eingespeist werden. Dies kann wiederum zu Abregelungen regenerativer Erzeuger führen. Weiterhin ist es möglich, dass eine Energieproduktion, die unabhängig von Energiepreisen geführt wird, den Markt verzerrt. Daher ist es unerlässlich, die Aufgaben der Must-Run Units auf die aktiven Erzeugungseinheiten, und somit auch erneuerbare Erzeuger, umzuverteilen. Nur so kann die konventionelle Mindestenerzeugung zukünftig reduziert und sowohl die energiepolitischen als auch die Klimaziele der Bundesregierung eingehalten werden.

1.2. Ursachen und Gründe für Must-Run

Die Ursachen für konventionelle Mindestenerzeugung können vielfältig sein. Sie tritt trotz negativer Preise am Spotmarkt auf. Für die weitere Betrachtung ist es an dieser Stelle notwendig, zwischen Kraftwerken zu unterscheiden, welche für den Erhalt der Systemstabilität zwingend erforderlich sind und Kraftwerken, die aus betriebsbedingten Gründen Leistung erzeugen [Consentec 2016].

Unter **technisch erforderlichem Must-Run** werden folgende Ursachen zusammengefasst:

- Bereitstellung von Systemdienstleistungen (z. B. Spannungshaltung, Frequenzhaltung)
- Vorhaltung von Besicherungsleistung für die Regelleistungsbereitstellung
- Redispatch (Hochfahren von Kraftwerken hinter dem Netzengpass)

Die **betriebsbedingte Erzeugung** umfasst:

- Technologisch bedingte Mindestenerzeugung
- Kein stromgeführter Kraftwerkseinsatz
- Optimierung der Strombezugskosten

- Bereitstellung von Systemdienstleistungen
- Vorhaltung von Besicherungsleistung für die Regelleistungsbereitstellung

Die betriebsbedingte Erzeugung kann darüber hinaus in prozessbedingte und betriebswirtschaftliche Fahrweisen unterteilt werden (vgl. Abbildung 2). Prozessbedingt müssen insbesondere kleinere Erzeugungsanlagen laufen, wenn ein nachgelagerter Industrieprozess den erzeugten Dampf für Industrieprozesse benötigt.

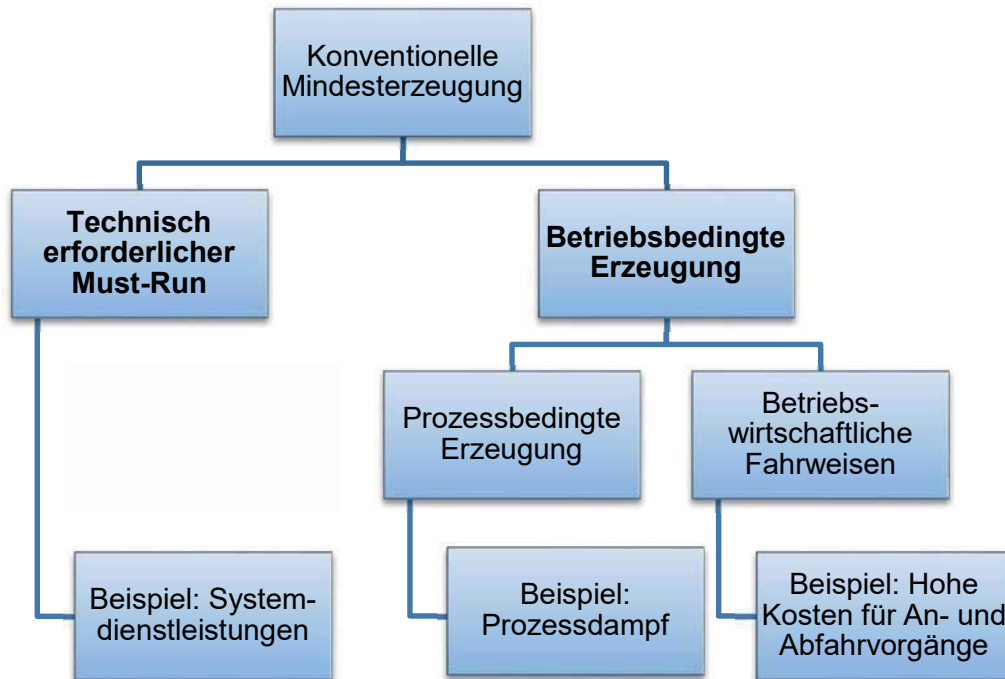


Abbildung 2: Technisch erforderlicher Must-Run verglichen mit der betriebsbedingten Erzeugung

Weiterhin können zusätzliche, unternehmensinterne Ursachen eine konventionelle Erzeugung bedingen. Hierunter fallen z. B. die Personalstruktur, ein hoher zeitlicher und/ oder finanzieller Aufwand oder Spekulationen auf höhere Börsenpreise. Diese Faktoren können jedoch nicht quantifiziert werden. Sie nehmen in den nachfolgenden Untersuchungen keine Rolle ein, da diese sich auftragsgemäß auf den technisch erforderlichen Must-Run fokussiert.

1.3. Konventioneller Kraftwerkspark Niedersachsens

Der konventionelle Kraftwerkspark in Niedersachsen besteht hauptsächlich aus Kernkraftwerken, Steinkohle- und Gaskraftwerken. Abbildung 3 zeigt eine Übersicht über den Kraftwerkspark unter Berücksichtigung von KWK-Anlagen.

In Niedersachsen findet keine Stromerzeugung aus Braunkohle mehr statt. Das Braunkohlekraftwerk im Helmstedter Revier, das Kraftwerk Buschhaus mit einer Erzeugungsleistung von 352 MW, stellte zum vierten Quartal 2016 seinen Betrieb ein und befindet sich aktuell in der Sicherheitsbereitschaft nach §13g EnWG.

Im Jahr 2016 sind zwei Kernkraftwerke in Niedersachsen am Netz. Das Kernkraftwerk Grohnde mit einer Erzeugungsleistung von 1360 MW wird spätestens zum Ende 2021 abgeschaltet. Als zweites existiert das Kernkraftwerk Emsland mit einer Erzeugungsleistung von 1335 MW, welches spätestens Ende 2022 abgeschaltet werden soll.

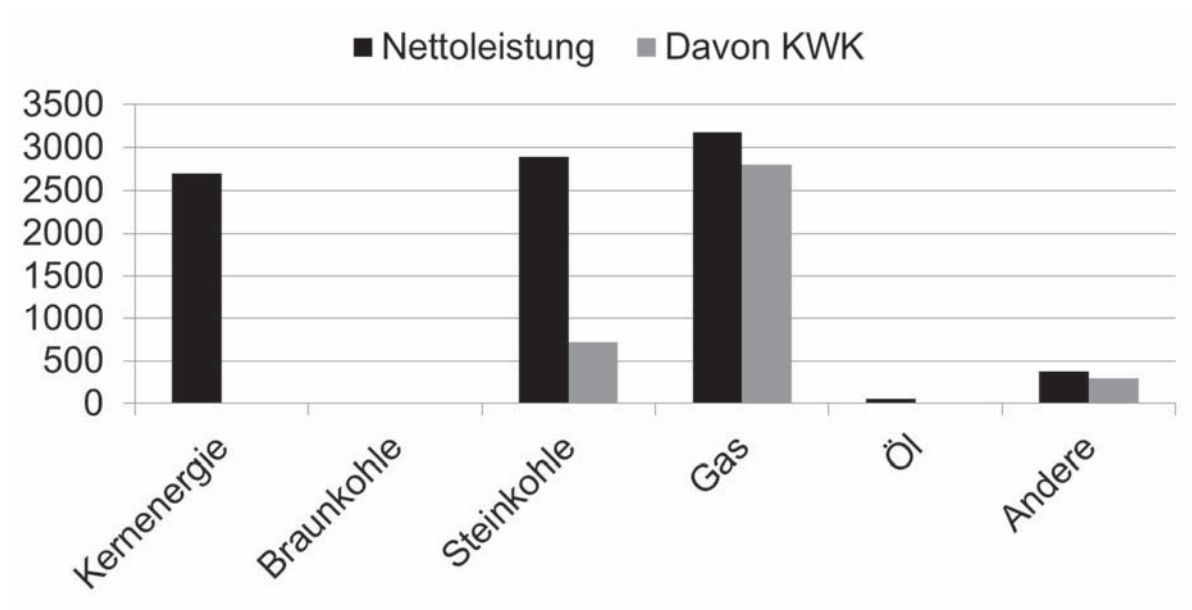


Abbildung 3: Niedersächsischer, konventioneller Kraftwerkspark mit Anteil an KWK-fähigen Kraftwerken über 100 MW (Datenquelle: [BNetzA 2016])

Der Großteil der niedersächsischen Erzeugungsleistung besteht somit aus Steinkohle und Gaskraftwerken. Ein Neubau neuer Großkraftwerke findet momentan nicht statt. Inwiefern eine Realisierung für das geplante Steinkohlekraftwerk in Stade mit einer Erzeugungsleistung von 900 MW durchgeführt wird, ist fraglich.

KWK-Anlagen erzeugen Wärme für Heizzwecke (Fernwärme oder Nahwärme) oder für Produktionsprozesse (Prozesswärme bzw. Dampf). Kraftwerken an Erzeugungsstandorten, welche keine weitere Möglichkeit der Wärmeerzeugung bieten und/oder nicht über Wärmespeicher verfügen, werden wärmegeführt gefahren. Die Stromerzeugung ist dabei sekundär und dient der Wirkungsgraderhöhung. Dies führt dazu, dass der erzeugte Strom auch zu jeder Zeit verkauft werden muss. Während negativer Strompreise kann ein wärmegeführtes Kraftwerk je nach Wärmebedarf und Regelbarkeit seine Erzeugungsleistung reduzieren, muss aber dennoch seine Mindestleistung an den Energiemärkten handeln.

Unter den Punkt „Kein stromgeführter Kraftwerkseinsatz“ aus Abschnitt 1.2 fallen demnach auch Kraftwerke, welche wärmegeführt betrieben werden. Durch die Kraft-Wärme-Kopplung kann der Gesamtwirkungsgrad von Kraftwerken erhöht werden.



2. Zukunftsszenario 2030 aufbauend auf historischen Datensätzen 2012-2015

2.1. Methodik und Zusammenfassung grundlegender Ergebnisse der zugrundeliegenden Studien: „Szenarien zur Energieversorgung in Niedersachsen im Jahr 2050“ und „Zusatzgutachten zeitlich höher aufgelöste Szenarien“

Das im Auftrag des Niedersächsischen Ministeriums für Umwelt, Energie und Klimaschutz erstellte Gutachten „Szenarien zur Energieversorgung in Niedersachsen im Jahr 2050“ [Faulstich 2016-1] stellt zwei Energieszenarien für Niedersachsen im Jahr 2050 vor. Das erste Szenario beschreibt eine zu 100 Prozent auf erneuerbaren Energien (EE) basierende Energieversorgung. Es beinhaltet neben dem Stromsektor auch die Bereiche Wärme, Verkehr und stoffliche Erzeugung (z.B. synthetische Kunststoffe). Dieses Szenario führt zu minimalen Treibhausgasemissionen, lediglich Verrottung (z.B. pflanzliche Bestandteile, Moore) trägt zu Treibhausgasemissionen bei.

Das zweite Szenario bezieht sich auf im Vergleich zu 1990 um 80 Prozent verringerte Treibhausgasemission in Niedersachsen. Der Anteil der EE an der sektor-übergreifenden Energieversorgung liegt in diesem Szenario bei 79,5 Prozent. Da allerdings vorwiegend die stoffliche Nutzung fossiler Energieträger z.B. für Prozesswärme und nicht deren Verstromung berechnet wurde, wird die elektrische Energie in diesem Szenario noch zu 94 Prozent aus EE zur Verfügung gestellt.

Dies zeigt eindeutig, dass zu einer Verringerung der Treibhausgasemission der elektrische Sektor vorrangig vor dem stofflichen Sektor zu betrachten ist.

Um einen Ausbaupfad aufzuzeigen wird zunächst der jeweilige Energiesystemaufbau in 2050 postuliert und mit Hilfe linearer Erzeugerzuwächse Zwischenschritte in 10-Jahres-Schritten über sog. Backcasting ermittelt.

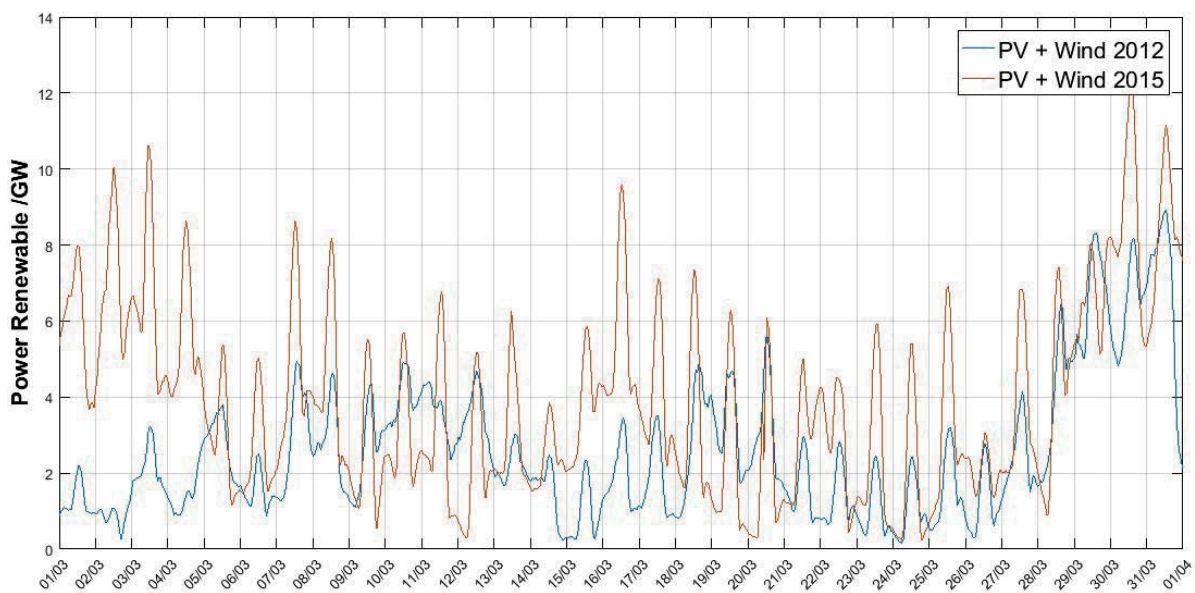


Abbildung 4: Leistungsbereitstellung durch Wind- und Solarenergie im März 2012 im Vergleich zu 2015 bei angewandtem Solidaransatz



Um eine höhere Auflösung zu gewährleisten, wird in einem Zusatzgutachten eine stündliche Berechnung vorgenommen [Faulstich 2016-2]. Außerdem wurden die Wetterdaten über einen Zeitraum von fünf Jahren (2011-2015) in das Modell übernommen um Fluktuationen der solaren Einstrahlungsverhältnisse und Windbedingungen zu erfassen. Durch wetterbedingte Leistungsschwankungen ergibt sich ein veränderter Bedarf an Speicherkapazität, der fast 80 Prozent höher liegt und rund 11 Prozent des durchschnittlichen jährlichen Verbrauchs 2050 ausmacht.

Das kostengünstigste Szenario verwendet keine elektrischen Kurzzeitspeicher und kaum Solarthermieanlagen. Die Betrachtung der Systemstabilität aus Sicht der Systemdienstleistungen und der Momentanreserve, die Themenschwerpunkt dieser Ausarbeitung ist, ist allerdings in diesem rein energetischen Szenario ausgeblendet. Der Speicherbedarf wird hier allein durch Langzeitspeicher gedeckt und als dezentralisierte Wasserstoffspeicher ausgeführt.

Von Bedeutung ist das Verhalten eines zu 100 Prozent auf EE basierenden Energiesystems in Hinblick auf Netzstabilität und Erbringung von Systemdienstleistungen. Systemdienstleistungen sichern Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau und Betriebsführung, wobei der Fokus im Zusatzgutachten auf ersteren beiden liegt. Die Momentanreservebereitstellung, als Teilgebiet der Frequenzhaltung, wird heute durch die rotierenden Massen der konventionellen Kraftwerke gestellt. In einem zu 100 Prozent auf EE basierenden Szenario kann die Bereitstellung von Momentanreserve theoretisch durch eine Kombination anderer Technologien gewährleistet werden (z.B. Pumpspeicher, Windkraft, PV-Anlagen und Lithium-Ionen-Batterien). Bei vielen Komponenten besteht allerdings noch Forschungsbedarf. Im Gegensatz zur Frequenzhaltung kann die Spannungshaltung nur lokal erfolgen und ist Lastabhängig. Sowohl im Übertragungsnetz als auch im Verteilnetz wird diese über Blindleistungseinspeisung gesichert, wobei in letzterem schon heute dezentrale Energieanlagen einen Beitrag zur Spannungshaltung leisten. Auf Übertragungsebene erfordert der Wegfall konventioneller Kraftwerke alternative Ansätze, wie beispielsweise die Befähigung stillgelegter Kraftwerke oder neuer Wasserstoffkraftwerke zum Betrieb als Phasenschieber oder den Einsatz von HGÜ-Konvertern für die Spannungshaltung. [Faulstich 2016-2].

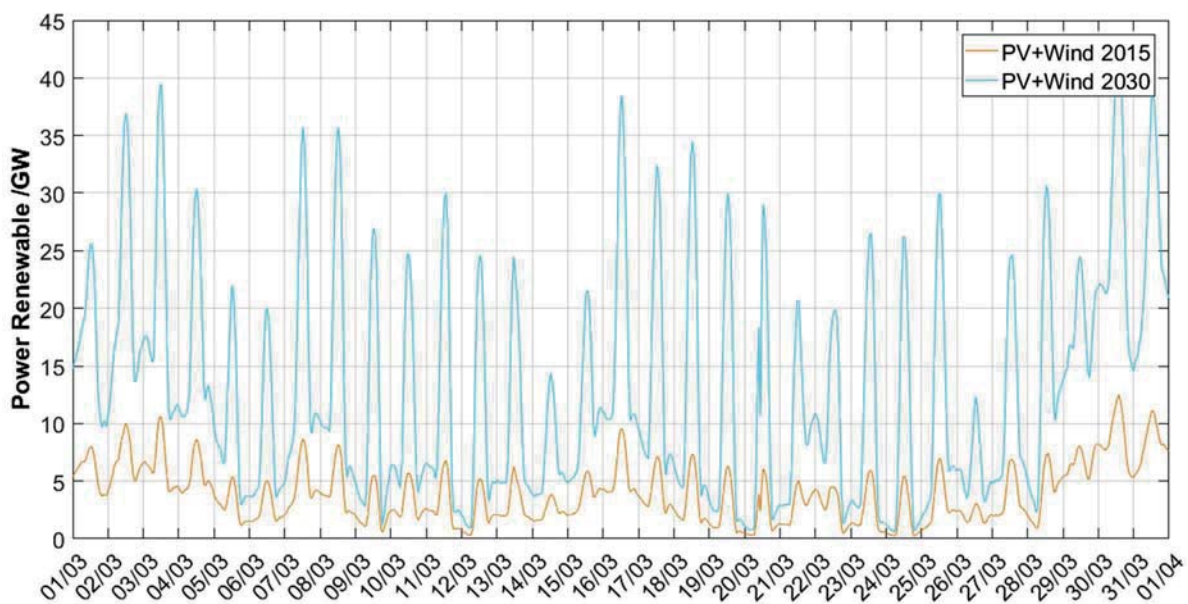


Abbildung 5: Exemplarische Leistungseinspeisung durch Wind- und Solarenergie im März 2015 gegenüber postulierten Werten für 2030 bei linearem EE-Zubau in Niedersachsen unter gleichen Umweltbedingungen (Quelle Datensätze: [Faulstich 2016-2])