

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Working Paper

Abbildung von flexiblen Industrieprozessen in der
Strommarktmodellierung: Methodik im Modell PowerFlex und
Parametrisierung für Szenarien im Projekt IND-E

Öko-Institut Working Paper 1/2026

Christoph Heinemann | Dr. Matthias Koch



Öko-Institut e.V. / Oeko-Institut e.V.

info@oeko.de

www.oeko.de

Geschäftsstelle Freiburg / Freiburg Head Office

Postfach / P.O. Box 17 71

79017 Freiburg. Deutschland / Germany

Tel.: +49 761 45295-0

Büro Darmstadt / Darmstadt Office

Rheinstraße 95

64295 Darmstadt. Deutschland / Germany

Tel.: +49 6151 8191-0

Büro Berlin / Berlin Office

Borkumstraße 2

13189 Berlin. Deutschland / Germany

Tel.: +49 30 405085-0

Working Paper

Abbildung von flexiblen Industrieprozessen in der Strommarktmodellierung: Methodik im Modell
PowerFlex und Parametrisierung für Szenarien im Projekt IND-E

Christoph Heinemann, Dr. Matthias Koch

Working Paper 1/2026 Öko-Institut e.V. / Oeko-Institut e.V.

Februar 2026

Download:

www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/WP-Methodik-Parameter-Flexibilisierung-Industrie.pdf



Dieses Werk bzw. Inhalt steht unter einer Creative Commons Namensnennung, Weitergabe unter gleichen Bedingungen 4.0 Lizenz. Öko-Institut e.V. 2026

This work is licensed under Creative Commons Attribution-Share Alike 4.0. Oeko-Institut e.V. 2026

Die Working Paper Series des Öko-Instituts ist eine Sammlung wissenschaftlicher Beiträge aus der Forschungsarbeit des Öko-Instituts e.V. Sie präsentieren und diskutieren innovative Ansätze und Positionen der aktuellen Nachhaltigkeitsforschung. Die Serie ist offen für Arbeiten von Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftlern aus anderen Forschungseinrichtungen. Die einzelnen Working Paper entstehen in einem sorgfältigen wissenschaftlichen Prozess ohne externes Peer Review.

Oeko-Institut's Working Paper Series is a collection of research articles written within the scope of the institute's research activities. The articles present and discuss innovative approaches and positions of current sustainability research. The series is open to work from researchers of other institutions. The Working Papers are produced in a scrupulous scientific process without external peer reviews.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	6
Tabellenverzeichnis	6
1 Ausgangslage und Zielstellung	8
2 Szenarien und Modellkopplung	9
3 Flexibilitätsoptionen in der Industrie	10
3.1 Lastverschiebung	10
3.2 Hybridisierung der Prozesswärmeerzeugung	11
3.3 Lastverzicht	12
4 Angewendete Methodik zur Abbildung der Flexibilitätsoptionen im Strommarktmodell PowerFlex	13
4.1 Strommarktmodell PowerFlex	13
4.2 Lastverschiebung	14
4.3 Hybridisierung der Prozesswärmeerzeugung	15
4.4 Lastverzicht	16
5 Definition der Inputparameter für die in der Szenarienanalyse betrachteten Flexibilitätsoptionen	17
5.1 Lastverschiebung	17
5.1.1 Methodik zur Definition der Flexibilitätsparameter	17
5.1.2 Energieintensive Industrie	18
5.1.3 Querschnittstechnologien	19
5.1.4 Gewerbe	22
5.1.5 Neue Großverbraucher	23
5.1.6 Zusammenfassung	24
5.2 Hybride Prozesswärmebereitstellung in der Industrie	25
5.2.1 Modellkopplung und berücksichtigte Branchen	25
5.2.2 Methodik zur Definition der Flexibilitätsparameter	27
5.2.3 Hybride Erzeugung von industrieller Niedertemperaturwärme	28
5.2.4 Hybride Erzeugung von Hochtemperaturwärme	30
5.2.5 Zusammenfassung	32
5.3 Lastverzicht	33

6	Fazit und Zusammenfassung	34
7	Literatur	35

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1:	Lastverschiebung – schematische Darstellung	10
Abbildung 2-2:	Überkapazität der Wärmeerzeugungstechnologien bei der hybriden Prozesswärmebereitstellung – schematische Darstellung	11
Abbildung 2-3:	Lastverzicht – schematische Darstellung	12
Abbildung 3-1:	Inputdaten, Modellierung und Ergebnisse für das Strommarktmodell PowerFlex	14
Abbildung 5-1:	Zeitabhängiges Profil für Lasterhöhung und Lastreduktion für die elektrische Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser im Szenariojahr 2045	21
Abbildung 5-2:	Zeitabhängiges Profil für Lasterhöhung und Lastreduktion für die elektrische Erzeugung von Klimakälte im Szenariojahr 2045	22
Abbildung 3-2:	In der Strommarktmodellierung verwendete Potenziale zur Lastreduktion in der Industrie, im Sektor Gewerbe sowie von Querschnittstechnologien und neuen Großverbrauchern	25
Abbildung 3-3:	Prozesswärmebedarf nach Branche und Temperaturniveau im Szenariojahr 2035 für die Szenarien zur „Ökologischen Modernisierung“	26
Abbildung 3-5:	Exemplarische Darstellung der Methodik zur Überbauung der Wärmebereitstellungskapazitäten im Hochtemperaturbereich für den Industriesektor Ernährung & Tabak im Szenario „Ökologische Modernisierung (Fokus Strom)“	28
Abbildung 3-4:	Installierte thermische Leistung und maximale Last für Prozesswärme bis maximal 200 °C je Industriesektor im Szenario „Ökologische Modernisierung (Fokus Strom)“ und Szenariojahr 2035	30
Abbildung 3-6:	Installierte thermische Leistung und maximale Last für Hochtemperaturwärme je Industriesektor im Szenario „Ökologische Modernisierung (Fokus Strom)“ und Szenariojahr 2035	32

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1:	Flexibilitätsparameter für Lastverschiebung bei der energieintensiven Industrie	19
Tabelle 3-2:	Flexibilitätsparameter für Lastverschiebung bei Querschnittstechnologien	20
Tabelle 3-3:	Flexibilitätsparameter für Lastverschiebung bei Gewerbe	22
Tabelle 3-4:	Flexibilitätsparameter für Lastverschiebung bei neuen Großverbrauchern	23
Tabelle 3-6:	Annahmen zur Hybridisierung der Prozesswärmeerzeugung im Temperaturbereich bis maximal 200 °C im Szenariojahr 2035	29

Tabelle 3-7: Annahmen zur Hybridisierung der Prozesswärmeerzeugung im Hochtemperaturbereich im Szenariojahr 2035	31
Tabelle 6-1: Inputparameter für Flexibilitätsoptionen in der Industrie in der Szenarienanalyse im Szenariojahr 2035	34

1 Ausgangslage und Zielstellung

Um Klimaneutralität zu erreichen, müssen fossile Brennstoffe durch erneuerbare Energien ersetzt werden. Im Sektor Industrie betrifft dies im Wesentlichen die Umstellung der Produktionsprozesse auf erneuerbaren Strom und grünen Wasserstoff. Neben dem Energieträgerwechsel sind auch Effizienzsteigerungen und ein geringerer Energieverbrauch wichtige Strategien für das Erreichen von Klimaneutralität.

In dem vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) geförderten Forschungsprojekt IND-E „Dekarbonisierungs- und Elektrifizierungspotenziale in der deutschen Industrie – Daten, Akteure und Modelle“ wurden von einem Forschungskonsortium, bestehend aus dem Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (Fraunhofer ISE), dem Öko-Institut, dem Institut für Nachhaltige Technische Systeme (INATECH) der Universität Freiburg und der Hochschule Offenburg, die Transformation von einzelnen Industriebranchen in Hinblick auf Klimaneutralität sowie ihre Elektrifizierungs- und Flexibilisierungspotentiale untersucht. Dafür wurde neben einer qualitativen und quantitativen Akteursanalyse auch eine umfangreiche modellgestützte Szenarienanalyse durchgeführt, bei der die Modelle REMod, DISTRICT, PowerFlex und flexAble eingesetzt wurden (Fraunhofer ISE, et al. 2025, S. 13).

Das Öko-Institut hat im Rahmen der Szenarienanalyse mit dem Strommarktmodell PowerFlex eine Einsatzoptimierung für Kraftwerke, Speicher und nachfrageseitige Flexibilitätsoptionen im europäischen Stromsystem vorgenommen. Dabei wurden im Rahmen einer Sensitivitätsbetrachtung die Effekte, die sich durch den Einsatz von Flexibilitätsoptionen in der deutschen Industrie ergeben, für ausgewählte Szenarien und Stützjahre bestimmt.

Der vorliegende Bericht erläutert die angewendete Methodik zur Abbildung von flexiblen Industrieprozessen in der Strommarktmodellierung und dokumentiert die ermittelten Flexibilitätsparameter für die Szenarienanalyse. Dafür werden zunächst die im Projekt definierten Szenarien und die durchgeführte Modellkopplung (Kapitel 2) sowie die für die Szenarienanalyse ausgewählten Flexibilitätsoptionen in der Industrie (Kapitel 3) erläutert. Darauf aufbauend werden das Strommarktmodell PowerFlex und die darin verwendete Methodik zur Abbildung von Lastverschiebung, hybrider Prozesswärmeerzeugung und Lastverzicht näher beschrieben (Kapitel 4). Im Anschluss daran werden die Flexibilitätsparameter, die in der Szenarienanalyse verwendet werden, definiert. Neben den Flexibilitätsoptionen aus der Industrie werden die benötigten Flexibilitätsparameter auch für nachfrageseitige Flexibilitätsoptionen von Querschnittstechnologien, im Sektor Gewerbe sowie von neuen Großverbrauchern bestimmt (Kapitel 5).

2 Szenarien und Modellkopplung

Die der Strommarktmodellierung zugrundeliegenden **Szenarien** wurden im Projekt IND-E im Rahmen einer Cross-Impact Bilanzanalyse entwickelt und innerhalb des Konsortiums gemeinsam definiert (Fraunhofer ISE, et al. 2025, S. 14):

- Ökologische Modernisierung „Fokus Strom“: Umstellung der industriellen Produktionsprozesse von fossilen Energieträgern auf CO₂-neutrale Energieträger mit dem Fokus auf strombasierte Technologien (kurz: Kons_{elek}).
- Ökologische Modernisierung „Fokus PtX“: Umstellung der industriellen Produktionsprozesse von fossilen Energieträgern auf CO₂-neutrale Energieträger mit dem Fokus auf Wasserstoff und andere Power-to-X Produkte (kurz: Kons_{PtX}).
- Nachfragerückgang aber technologische Verzögerung: Im Fokus steht hier ein Rückgang der Energienachfrage durch suffizientes Verhalten (kurz: Suf). Im Vergleich zu den Szenarien der ökologischen Modernisierung sind neue Infrastrukturen und Dekarbonisierungstechnologien später verfügbar.
- All Hands on deck: In diesem Szenario werden die vorherigen drei Szenarien kombiniert. Es findet eine ökologische Modernisierung statt und die Energienachfrage geht durch suffizientes Verhalten zurück (kurz: Suf_{Inno}).

Die Szenarienanalyse findet im Rahmen einer **Modellkopplung** mit Energiesystemmodell REMod des Fraunhofer ISE statt. Das Modell REMod bestimmt unter anderem die optimalen Transformationspfade in der Industrie und weiteren Verbrauchssektoren als Teil der klimaneutralen Transformation des deutschen Energiesystems (Fraunhofer ISE, et al. 2025, S. 69).

Einzelne Ergebnisse, die mit dem Energiesystemmodell REMod bestimmt wurden, fließen in die Definition der Inputparameter für die in der Szenarienanalyse betrachteten Flexibilitätsoptionen ein. Dies betrifft beispielsweise die Prozesswärmenachfrage und die dazugehörige Leistung der Erzeugungstechnologien (vgl. Kapitel 5.2.1) für einzelne Industriebranchen oder die installierte Leistung der Wasserstoffelektrolyseure (vgl. Kapitel 5.1.5).

3 Flexibilitätsoptionen in der Industrie

In der Szenarienanalyse mit dem Strommarktmodell PowerFlex werden drei Möglichkeiten zur Bereitstellung von nachfrageseitiger Flexibilität durch industrielle Verbraucher näher untersucht:

- Lastverschiebung
- Hybridisierung der Prozesswärmeerzeugung
- Lastverzicht (Lastabwurf)

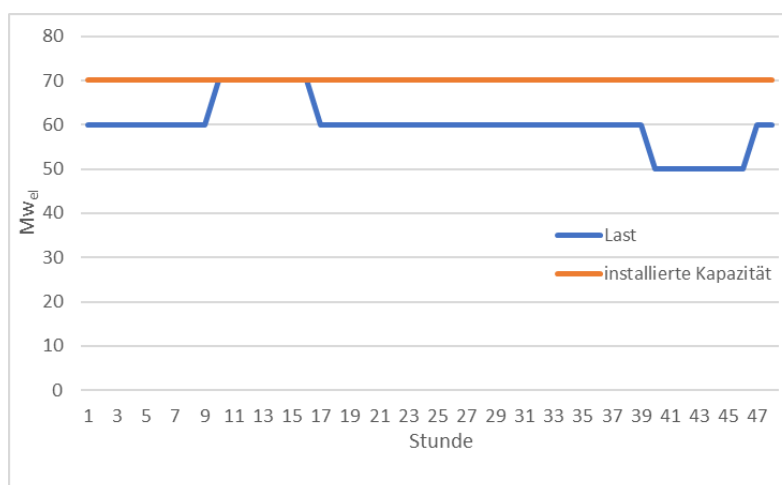
Darüber hinaus ist auch die Installation von Batteriespeichern eine mögliche Flexibilitätsoption. In der hier durchgeführten Szenarienanalyse werden Batteriespeicher als PV-Heimspeicher und als Großbatteriespeicher berücksichtigt. Zudem werden Elektrolyseure flexibel betrieben sowie DSM in Haushalten und bei der Beladung von Elektroautos ermöglicht.

3.1 Lastverschiebung

Die Option der Lastverschiebung setzt sich aus Lasterhöhung und Lastreduktion zusammen. Die jährliche Stromnachfrage und auch die jährliche Produktionsmenge des Industrieprozesses bleiben dabei gleich und es ändert sich lediglich der Zeitpunkt des Strombezugs. Eine notwendige Voraussetzung für Lastverschiebung ist eine Überkapazität der Anlage, d.h. sie darf nicht kontinuierlich bei maximaler Leistung betrieben werden. Lasterhöhung ist in Zeiträumen möglich, in denen die momentane Last unterhalb der installierten Leistung liegt. Umgekehrt besteht die Möglichkeit zur Lastreduktion in Zeiträumen, in denen sich die momentane Last über der Mindestlast befindet. Die geringere Produktion wird in einer späteren Periode nachgeholt (oder bereits in einer früheren Periode produziert).

Die Potenziale für Lasterhöhung und Lastreduktion sind häufig asymmetrisch und das Potenzial für Lasterhöhung ist meist kleiner als für Lastreduktion. Dies ist insbesondere für hoch ausgelastete Anlagen der Fall. Für Lastverschiebung benötigt man zudem Speicher, die eine Lastverschiebung ohne Produktionsausfälle ermöglichen. Dies können Produktzwischenspeicher oder Endproduktspeicher sein. Auch Anlagen im Intervallbetrieb (häufig Querschnittstechnologien) sind für Lastverschiebung geeignet. Das Prinzip der Lastverschiebung ist schematisch in Abbildung 3-1 dargestellt.

Abbildung 3-1: Lastverschiebung – schematische Darstellung



Quelle: Eigene Darstellung

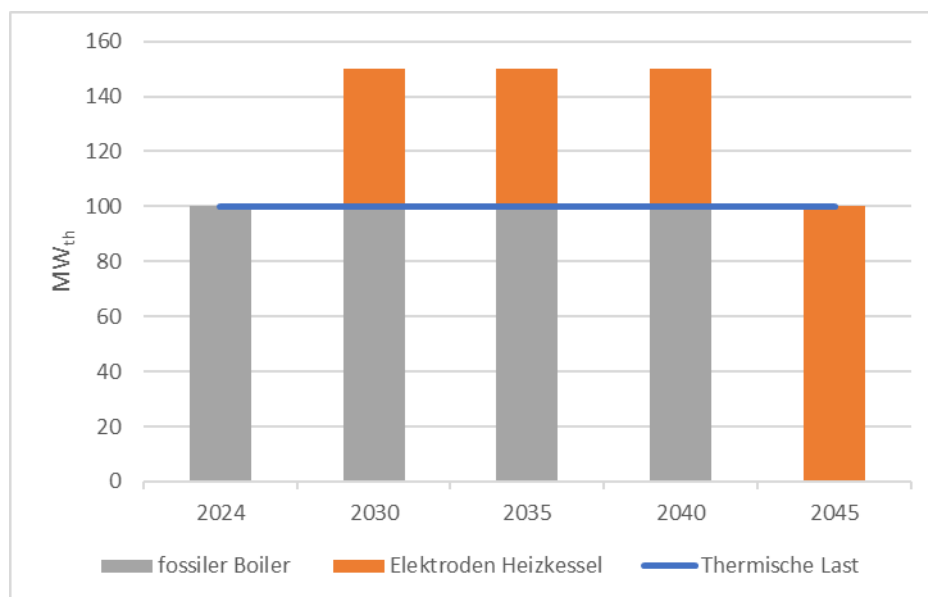
3.2 Hybridisierung der Prozesswärmeerzeugung

Unter einer Hybridisierung verstehen wir, dass zu jedem Zeitpunkt verschiedene Energieträger oder Technologien für die Prozesswärmeerzeugung zur Verfügung stehen. Wie auch bei der Flexibilitätsoption Lastverschiebung setzt dies eine gewisse Überkapazität des Anlagenparks voraus. Um als Flexibilitätsoption im Strommarkt fungieren zu können, muss mindestens einer der verfügbaren Energieträger Strom sein (Abbildung 3-2). Wir betrachten die hybride Bereitstellung von Prozessdampf durch gasbasierte und strombasierte Erzeugungstechnologien (d.h. Gaskessel, gasbasierte KWK-Anlagen sowie Elektrodenheizkessel und Hochtemperaturwärmepumpen).

Durch den parallelen Aufbau von brennstoffbasierten und elektrischen Erzeugungsanlagen entsteht die Möglichkeit, den Strombezug der elektrischen Erzeugungsanlage hinsichtlich des Zeitpunkts und der Strommenge zu flexibilisieren. Ausschlaggebend für die Einsatzentscheidung sind dafür die jeweiligen Grenzkosten der elektrischen Wärmeerzeugungsanlage in Abhängigkeit des jeweiligen Strompreises im Vergleich zur brennstoffbasierten Erzeugungsanlage.

Im Zeitverlauf reduziert sich das Flexibilitätspotenzial durch Hybridisierung, weil die älteren, Erdgasbasierten Technologien im Zeitverlauf das Ende ihrer Lebensdauer erreichen und ggf. abgebaut werden.

Abbildung 3-2: Überkapazität der Wärmeerzeugungstechnologien bei der hybriden Prozesswärmebereitstellung – schematische Darstellung



Quelle: Eigene Darstellung

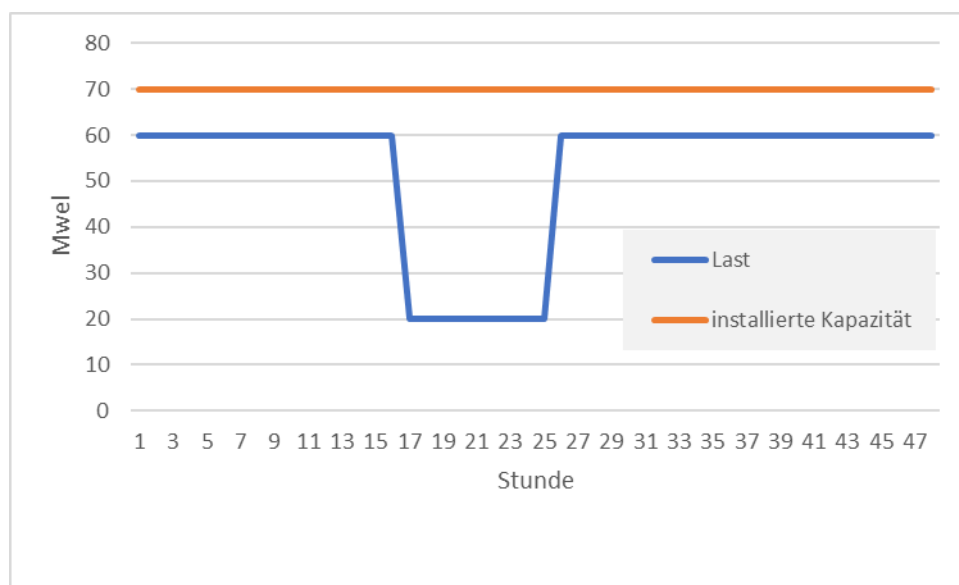
Darüber hinaus gibt es noch die Möglichkeit, zwei unterschiedliche Energieträger für unterschiedliche Temperaturniveaus in einem Prozess zu nutzen. Hierbei wird beispielsweise ein Metall auf eine bestimmte Temperatur mittels einer strombasierten Technologie vorgeheizt und im Anschluss mit einem Gasbrenner auf die Zieltemperatur gebracht. Dieser Prozess kann zwar die Energieeffizienz im gesamten Prozess erhöhen, es besteht jedoch keine Möglichkeit, den Zeitpunkt des Stromverbrauchs zu verändern (vgl. UBA 2023, S. 96), so dass diese Form der Hybridisierung nicht als Flexibilitätsoption für das Stromsystem genutzt werden kann.

3.3 Lastverzicht

Unter Lastverzicht verstehen wir eine Reduktion der Last, ohne dass zu einem späteren Zeitpunkt eine Lasterhöhung als Ausgleich folgt (Abbildung 3-3). Die jährliche Stromnachfrage und auch die jährliche Produktionsmenge des Industrieprozesses gehen durch Lastverzicht zurück. Dadurch unterscheidet sich die Flexibilitätsoption Lastverzicht von der Lastverschiebung.

Da das Unternehmen beim Lastverzicht auf einen Teil der jährlichen Produktionsmenge zumindest an diesem Standort verzichtet, stellt diese Möglichkeit nur einen Extremfall dar, der bei sehr hohen Strompreisen (bzw. bei sehr hohen Kompensationszahlungen) und meist nur für sehr kurze Zeiträume in Anspruch genommen wird. Die Höhe des Lastverzicht kann dabei der gesamten momentanen Last entsprechen oder durch eine Mindestlast begrenzt sein.

Abbildung 3-3: Lastverzicht – schematische Darstellung



Quelle: Eigene Darstellung

4 Angewendete Methodik zur Abbildung der Flexibilitätsoptionen im Strommarktmodell PowerFlex

4.1 Strommarktmodell PowerFlex

Das Strommarktmodell PowerFlex des Öko-Instituts berechnet den optimalen Einsatz von Kraftwerken, Speichern und Flexibilitätsoptionen, um die Stromnachfrage in Deutschland und in Europa zu decken (Bauknecht et al. 2024). Das Modell ist als lineares Optimierungsproblem formuliert (Koch et al. 2015). Der Optimierungszeitraum beträgt ein Jahr bei einer perfekten Voraussicht und einer stündlichen Auflösung. Als Zielgröße dient die Minimierung der Grenzkosten aller Anlagen über alle Zeitschritte. Die räumliche Auflösung im europäischen Netzverbund erstreckt sich über 26 Länder¹ im europäischen Netzverbund, die über Austauschkapazitäten² miteinander verbunden sind (Ruhnau et al. 2022).

Als Inputdaten fließen unter anderem der thermische Kraftwerkspark, Pumpspeicherkraftwerke, Batteriespeicher, Lastmanagement, die Angebotsprofile erneuerbarer Energien und die Nachfrageprofile in den jeweiligen Ländern sowie die Stromaustauschkapazitäten zwischen den Ländern in die Modellierung ein. Typische Ergebnisse sind die Einsatzprofile der Strom- und Wärmeerzeugungstechnologien sowie von Speichern und Flexibilitätsoptionen. Aus den Brennstoffeinsätzen in Kraftwerken und Heizkesseln ergeben sich die energiebedingten CO₂-Emissionen der Strom- und Wärmeerzeugung (Abbildung 4-1).

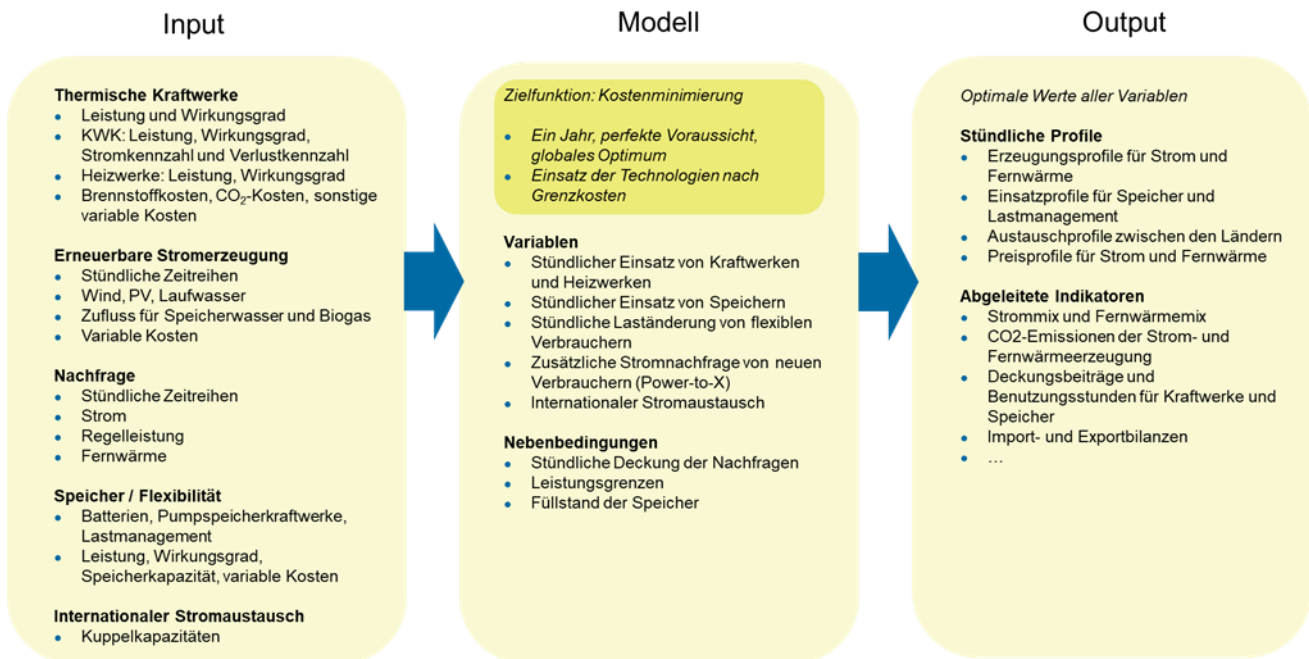
Für Deutschland wird zusätzlich zur Stromnachfrage auch die Nachfrage nach Fernwärme und industrieller Prozesswärme betrachtet. KWK-Anlagen, Heizwerke sowie erneuerbare und elektrische Wärmeerzeuger werden verschiedenen Wärmebilanzräumen zugewiesen, innerhalb derer sie im Rahmen einer Merit Order kostenminimierend eingesetzt werden. Bei KWK-Anlagen werden dabei die Wirkungsgradverluste bei der Auskopplung von Wärme berücksichtigt (Koch et al. 2017, S. 90–92). Durch die Kopplung von Strom- und Wärmeerzeugung ergeben sich direkte Wechselwirkungen zwischen den modellendogenen Strompreisen und dem Einsatz von elektrischen Wärmeerzeugern bzw. KWK-Anlagen.

Im Rahmen des Projekts IND-E wurde die Abbildung von industriellem Lastmanagement detaillierter aufgelöst und die hybride Prozesswärmebereitstellung erstmalig untersucht.

¹ Neben Deutschland sind dies Österreich, Schweiz, Frankreich, Belgien, Niederlande, Dänemark, Norwegen, Schweden, Finnland, Estland, Lettland, Litauen, Polen, Tschechien, Slowakei, Slowenien, Ungarn, Bulgarien, Rumänien, Italien, Griechenland, Spanien, Portugal, Irland und das Vereinigte Königreich

² Net Transfer Capacities (NTC)

Abbildung 4-1: Inputdaten, Modellierung und Ergebnisse für das Strommarktmodell PowerFlex



Quelle: Eigene Darstellung

4.2 Lastverschiebung

Die Flexibilitätsoption „Lastmanagement“ wird im Strommarktmodell PowerFlex als virtueller Speicher modelliert. Die Lasterhöhung einer Flexibilitätsoption f zum Zeitpunkt t ($P_{in_{f,t}}$) entspricht dabei einer Speicherbeladung und die Lastreduktion ($P_{out_{f,t}}$) einer Speicherentladung. Während die Möglichkeit zur Lasterhöhung durch die installierte Leistung (P_{inst_f}) abzüglich der bestehenden Stromnachfrage ($Last_{f,t}$) noch oben begrenzt ist, wird die Möglichkeit für eine Lastreduktion durch die bestehende Stromnachfrage abzüglich einer Mindestlast (P_{min_f}) nach unten begrenzt (vgl. Kapitel 3.1).

- $0 \leq P_{in_{f,t}} \leq P_{inst_f} - Last_{f,t}$
- $0 \leq P_{out_{f,t}} \leq Last_{f,t} - P_{min_f}$

Im Vergleich zu einer typischen Speichergleichung werden die Entscheidungsvariablen $P_{in_{f,t}}$ und $P_{out_{f,t}}$ durch ein zeitlich aufgelöstes Profil begrenzt und nicht durch einen einzelnen Parameter (Knöttner 2024, S. 15–16).

Die obere und untere Begrenzung des virtuellen Speicherfüllstands ($S_{f,t}$) ergibt sich aus dem Produkt von Lasterhöhung ($P_{in_{f,t}}$) bzw. Lastreduktion ($P_{out_{f,t}}$) und Verschiebedauer (v_f). Entsprechend folgen auch diese Begrenzungen einem zeitlich aufgelösten Profil.

- $-P_{out_{f,t}} * v_f \leq S_{f,t} \leq P_{in_{f,t}} * v_f$

Im Gegensatz zu Pumpspeicherkraftwerken oder Batteriespeichern kann bei der Flexibilitätsoption Lastverschiebung auch bei einem leeren virtuellen Speicher zunächst die Lastreduktion und danach die Lasterhöhung durchgeführt werden. In der Modellierung wird dies dadurch ermöglicht, dass der virtuelle Speicherfüllstand negativ werden kann.

Darüber hinaus gilt noch die intertemporale Nebenbedingung zum virtuellen Speicherfüllstand ($S_{f,t}$). Für Lasterhöhung und Lastreduktion können spezifische Wirkungsgrade (η_{in} bzw. η_{out}) unterstellt werden.

$$S_{f,t} = S_{f,t-1} + P_{in,t} * \eta_{in} - P_{out,t} / \eta_{out}$$

Diese Möglichkeit zur Abbildung von Lastverschiebung in der Strommarktmodellierung als virtuellen Speicher ist auch in der Literatur beschrieben (Heitkoetter et al. 2021).

Für jede Technologie werden folgende Inputparameter benötigt, um die Flexibilitätsoption Lastverschiebung in der Strommarktmodellierung zu spezifizieren:

- Lastprofil in stündlicher Auflösung
- Installierte Leistung
- Mindestlast
- Verschiebedauer
- Spezifische Wirkungsgrade für Lasterhöhung oder Lastreduktion
- Variable Kosten

Eine wichtige Einflussgröße für den Einsatz der Flexibilitätsoptionen ist zudem der Strompreis. Bei einem niedrigen Strompreis lohnt es sich, die Stromnachfrage zu erhöhen, um davor oder danach bei einem hohen Strompreis die Stromnachfrage entsprechend zu reduzieren. Die durch den Preisunterschied erzielte Einsparung bei den Strombezugskosten muss dabei die mit dem Einsatz der Flexibilitätsoption einhergehenden Effizienz- und Speicherverluste sowie die variablen Kosten der Flexibilitätsbereitstellung mit beinhalten (Fraunhofer ISE, et al. 2025).

4.3 Hybridisierung der Prozesswärmeerzeugung

Im Strommarktmodell PowerFlex werden verschiedene Wärmebilanzräume unterschieden. Ein Wärmebilanzraum kann dabei beispielsweise ein konkretes oder typisiertes Fernwärmenetz oder ein prozessdampfbasierter Industrieprozess mit einem bestimmten Temperaturniveau sein. Innerhalb eines Wärmebilanzraums wird die hybride Wärmebereitstellung folgendermaßen modelliert:

- Für jeden Wärmebilanzraum werden als Inputparameter ein Anlagenpark zur Wärmeerzeugung sowie ein Wärmenachfrageprofil benötigt.
- Die Möglichkeit zur Hybridisierung entsteht, wenn sich der Anlagenpark aus verschiedenen Technologien zusammensetzt und wenn die Gesamtleistung des Anlagenparks die zu deckende Nachfrage übersteigt.
- Je nach Grenzkosten der einzelnen Technologien werden diejenigen Technologien eingesetzt, die die nachgefragte Prozesswärme zu den geringsten Kosten erzeugen können.
- Wechselwirkungen mit dem Stromsystem weisen dabei elektrische Wärmeerzeuger, wie Hochtemperaturwärmepumpen oder Elektrodenheizkessel, und KWK-Anlagen auf. Bei niedrigen Strompreisen sind elektrische Wärmeerzeuger und bei hohen Strompreisen KWK-Anlagen ökonomisch vorteilhaft. Die Grenzkosten von brennstoffbasierten Kesseln sind unabhängig vom Strompreis.

Die durch Hybridisierung bereitgestellte Flexibilität setzt somit mindestens eine elektrische und eine brennstoffbasierte Wärmeerzeugungstechnologie voraus und steigt mit dem Grad der Überbauung des

Anlagenparks an. Die Überbauung ist maximal, wenn jede Technologie für sich genommen die Wärmenachfrage zu jedem Zeitpunkt decken kann.

4.4 Lastverzicht

Die Möglichkeit für Lastverzicht wird im Strommarktmodell PowerFlex nicht explizit als Flexibilitätsoption abgebildet, da es sich bei Lastverzicht um einen Ausnahmefall bei fehlenden Erzeugungskapazitäten handelt. In diesem Fall stehen in der Strommarktmodellierung sogenannte virtuelle Backup-Kraftwerke als letzte und teuerste Option zur Verfügung, um die noch verbleibende Stromnachfrage zu decken.

Der Einsatz dieser virtuellen Backup-Kraftwerke ist ein Indikator dafür, dass in dem der Berechnung zugrunde liegenden Szenariorahmen Kraftwerkskapazitäten oder Flexibilitätsoptionen fehlen. Die aus der Strommarktmodellierung resultierenden Einsatzprofile für virtuelle Backup-Kraftwerke werden ex-post ausgewertet und mit dem zur Verfügung stehenden Potenzial für Lastverzicht hinsichtlich der Höhe der Last sowie der maximalen Bereitstellungsdauer verglichen. Im Ergebnis ergibt sich eine Teilmenge des ursprünglichen Einsatzprofils für virtuelle Backup-Kraftwerke, welches durch Lastverzicht gedeckt werden kann.

5 Definition der Inputparameter für die in der Szenarienanalyse betrachteten Flexibilitätsoptionen

5.1 Lastverschiebung

5.1.1 Methodik zur Definition der Flexibilitätsparameter

Die Methodik zur Definition der in Abschnitt 4.2 beschriebenen Flexibilitätsparameter basiert im Wesentlichen auf einer Literaturrecherche. Dafür wurden folgende Studien ausgewertet:

- Regionale Lastmanagementpotenziale (FfE; Guidehouse 2021)
- Energieflexibilität in der deutschen Industrie (Sauer et al. 2019)
- Flexibilitätsoptionen in der Grundstoffindustrie II (Ausfelder; Roon; Seitz 2019)
- Flexibilitätssteckbrief der Grundstoffchemie (Fichtner und Creutzburg 2019)
- Flexibilitätssteckbrief der Papierindustrie (Godin 2019)
- Flexibilitätssteckbrief der Zementindustrie (Hübner et al. 2019)
- Kopernikus-Projekt SynErgie: Stellungnahme zur Konsultation des Eckpunktepapiers zur Fortentwicklung der Industrienetzentgelte im Elektrizitätsbereich (Buhl et al. 2024)
- Zeitlich und regional aufgelöstes industrielles Lastflexibilisierungspotenzial als Beitrag zur Integration Erneuerbarer Energien (Gruber 2017)
- Balancing of Intermittent Renewable Power Generation by Demand Response and Thermal Energy Storage (Gils 2015)
- Flexibilitätsoptionen im industriellen Umfeld an verschiedenen Energiehandelsmarktplätzen im Smart Grid (Scheven 2015)
- Möglichkeiten und Grenzen des Lastausgleichs durch Energiespeicher, verschiebbare Lasten und stromgeführte KWK bei hohem Anteil fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung (BMW 2014)
- CO₂-neutrale Prozesswärmeerzeugung (UBA 2023)

Darüber hinaus fließen auch synthetische Lastprofile, die beispielsweise von der Hochschule Offenburg im Rahmen des IND-E Projekt abgeleitet wurden, sowie die mit dem Modell REMod ermittelte Leistung der Wasserstoffelektrolyseure in die Definition der Flexibilitätsparameter ein.

Das technische Potenzial für nachfrageseitige Flexibilität hängt von verschiedenen Einflussfaktoren ab. Dabei gilt, je länger die Vorlaufzeit bis zur Aktivierung der Flexibilität und je kürzer die anschließende Bereitstellungsdauer, desto höher ist das Flexibilitätspotenzial (und umgekehrt). Darüber hinaus ist auch die Auslastung der Anlage entscheidend. Für die Bereitstellung von Lastmanagement ist eine gewisse Überkapazität erforderlich, damit die Stromnachfrage zu einem anderen Zeitpunkt auch erhöht werden kann. Bei hoch ausgelasteten Anlagen ist das Lastmanagementpotenzial deshalb asymmetrisch: das Potenzial für Lastreduktion ist größer als für Lasterhöhung (Kopernikus-Projekt ENSURE 2024).

Da die zeitliche Auflösung im Strommarktmodell PowerFlex bei einer Stunde liegt, können für die Parameterdefinition nur nachfrageseitige Flexibilitätsoptionen verwendet werden, die für mindestens

eine Stunde die Last reduzieren bzw. erhöhen können. Als Flexibilitätsparameter werden die Leistung zur Lastreduktion bzw. Lasterhöhung, die Verschiebedauer sowie die variablen Kosten erfasst.

5.1.2 Energieintensive Industrie

Im Bereich der **energieintensiven Industrie** betrachten wir die folgenden Technologien mit ihrem Potenzial zur Lastverschiebung:

- **Chlor-Alkali-Elektrolyse:** Bei der Chlor-Alkali-Elektrolyse wird eine Kochsalzlösung zu Chlor, Wasserstoff und Natronlauge umgewandelt (FfE; Guidehouse 2021). Durch integrierte Prozesse werden diese Stoffe sofort weiterverwendet und das Flexibilitätspotenzial ist entsprechend gering. Bei der Herstellung von Polyvinylchlorid (PVC) wird jedoch an einzelnen Standorten der Chemieindustrie das leicht speicherbare Zwischenprodukt Ethylenhydrochlorid (EDC) hergestellt und somit ein Flexibilitätspotenzial geschaffen (Fichtner und Creutzburg 2019).
- **Roh- und Zementmühlen in der Zementherstellung:** Lastverschiebepotenziale bestehen in der Zementindustrie bei elektrisch betriebenen Mahlprozessen. Die Möglichkeit den Zement in Silos zu speichern, macht die zeitliche Verlagerung der Last möglich (Sauer et al. 2019).
- **Aluminiumelektrolyse:** Mittels der strombasierten Aluminiumelektrolyse wird Primäraluminium hergestellt. Um eine Lastverschiebung zu ermöglichen, muss der heutige Prozess angepasst werden. Die Elektrolysebecken werden dazu unter anderem mit einer Magnetfeldkompensation ausgestattet (Sauer et al. 2019).
- **Papierindustrie:** Lastverschiebepotenziale sind in der Papierindustrie bei der Holzstoffherstellung, bei der Zellstoff- und Altpapieraufbereitung und teilweise auch bei der Herstellung von Papier in der Papiermaschine zu erwarten (Godin 2019). Bei der Holzstoffherstellung (Schleifer) und der Altpapieraufbereitung (Pulper) werden die Aggregate für die Zerfaserung elektrisch betrieben (Godin 2019). Nachgelagerte Silos und Büten für Holzstoff oder Fasern ermöglichen die Lastverschiebung (Godin 2019). Bei den Papiermaschinen wird für die Pressenpartie Strom benötigt und diese Last kann teilweise verschoben werden (FfE; Guidehouse 2021).

In diesen Branchen der energieintensiven Industrie ergibt sich ein Potenzial zur Lastreduktion in Höhe von rund 1.100 MW sowie ein Potenzial zur Lasterhöhung von rund 320 MW (Tabelle 5-1). Das Potenzial zur Lastreduktion wird mit 740 MW von der Papierindustrie dominiert, gefolgt von der Zementherstellung mit 170 MW und der Aluminiumelektrolyse mit 150 MW. Auf die Chlor-Alkali-Elektrolyse entfallen nur 15 MW. Die Möglichkeit zur Lasterhöhung wird vor allem von der Aluminiumelektrolyse (150 MW) und der Papierindustrie (130 MW) bereitgestellt.

Das Kopernikus-Projekt SynErgie weist für Industrieprozesse bei einer Bereitstellungsdauer von einer Stunde ein Potenzial zur Lastreduktion in Höhe von 1.400 MW und ein Potenzial zur Lasterhöhung von 1.100 MW aus (Buhl et al. 2024, S. 9).

Die maximale Verschiebedauer variiert in einem Bereich zwischen zwei Stunden (Papiermaschine) und 24 Stunden (Aluminiumelektrolyse), wobei die Mehrzahl der Prozesse eine Verschiebedauer von zwei bis fünf Stunden aufweist. Die variablen Kosten befinden sich in einer Spannweite von 115 €/MWh (Aluminiumelektrolyse) bis 200 €/MWh (Papier- und Zementindustrie).

Für die zeitliche Verfügbarkeit der Flexibilitätsparameter wird unterstellt, dass diese kontinuierlich zur Verfügung stehen und nicht profilabhängig sind. Die der Flexibilität zugrunde liegenden Lastprofile sind überwiegend konstant (Buhl et al. 2024, S. 11). In der Szenarienanalyse unterstellen wir diese Flexibilitätsparameter für die energieintensive Industrie sowohl für das Szenariojahr 2035 als auch für 2045. Wir gehen dabei insbesondere in der Aluminiumindustrie und in der Papierindustrie von

Flexibilisierungspotenzialen aus, die auf Basis der heutigen Technologien möglich sind und in Demonstrationsvorhaben getestet wurden.

Tabelle 5-1: Flexibilitätsparameter für Lastverschiebung bei der energieintensiven Industrie

Prozess	Parameter	Einheit	Wert	Quelle / Berechnung
Chlor-Alkali-Elektrolyse (EDC Herstellung)	Lastreduktion	MW	15	6% Verschiebepotenzial bezogen auf instl. Leistung nach (FfE; Guidehouse 2021, Tabelle 2-5)
	Lasterhöhung	MW	15	Annahme auf Basis der Differenz instl. Leistung und durchschnittliche Auslastung
	variable Kosten	€/MWh	150	(FfE; Guidehouse 2021, Tabelle 2-5)
	Verschiebedauer	h	4	(Fichtner und Creutzburg 2019)
Zementherstellung (Roh- und Zement-mühlen)	Lastreduktion	MW	170	(Hübner et al. 2019)
	Lasterhöhung	MW	25	Annahme auf Basis der Differenz instl. Leistung und durchschnittliche Auslastung
	variable Kosten	€/MWh	200	FfE; Guidehouse (2021)
	Verschiebedauer	h	12	FfE; Guidehouse (2021)
Aluminiumelektrolyse	Lastreduktion	MW	150	Eigene Berechnung auf Basis von (Sauer et al. 2019)
	Lasterhöhung	MW	150	Eigene Berechnung auf Basis von (Sauer et al. 2019)
	variable Kosten	€/MWh	115	FfE; Guidehouse (2021)
	Verschiebedauer	h	24	Eigene Annahme auf Basis von (Sauer et al. 2019)
Holzstoffherstellung (Papierindustrie)	Lastreduktion	MW	240	Godin (2019)
	Lasterhöhung	MW	70	Godin (2019)
	variable Kosten	€/MWh	200	FfE; Guidehouse (2021)
	Verschiebedauer	h	5	FfE; Guidehouse (2021)
Zellstoff und Altpapier (Papierindustrie)	Lastreduktion	MW	360	Godin (2019)
	Lasterhöhung	MW	40	Godin (2019)
	variable Kosten	€/MWh	200	FfE; Guidehouse (2021)
	Verschiebedauer	h	2	Godin (2019)
Papiermaschine (Papierindustrie)	Lastreduktion	MW	140	FfE; Guidehouse (2021)
	Lasterhöhung	MW	20	Annahme auf Basis der Differenz von installierter Leistung und durchschnittlicher Auslastung
	variable Kosten	€/MWh	200	FfE; Guidehouse (2021)
	Verschiebedauer	h	2	FfE; Guidehouse (2021)

Quelle: Eigene Zusammenstellung. In der Tabelle sind für jeden Parameter Quellen ausgewiesen.

5.1.3 Querschnittstechnologien

Im Bereich der **Querschnittstechnologien** betrachten wir die Prozesse Klimakälte, Prozesskälte sowie Raumwärme und Warmwasser. Dabei bilden Wärme- bzw. Kältespeicher oder auch die Gebäudehülle das Speicherpotenzial, um eine Lastverschiebung zu ermöglichen (Gruber 2017, S. 43). Bei Querschnittstechnologien steigt das Lastverschiebepotenzial von 2035 nach 2045 an, da die Anzahl, installierte Leistung und Stromnachfrage von elektrischen Wärmeerzeugungsanlagen und Klimaanlagen zu nimmt.

In Summe ergibt sich für das Szenariojahr 2035 ein Potenzial zur Lastreduktion in Höhe von rund 870 MW sowie ein Potenzial zur Lasterhöhung von rund 400 MW. Im Szenariojahr 2045 steigen das Potenzial zur Lastreduktion auf rund 3.100 MW und das Potenzial zur Lasterhöhung auf rund 920 MW

an (Tabelle 5-2). Das Lastverschiebepotenzial wird bei Querschnittstechnologien von den Prozessen Raumwärme und Warmwasser sowie Klimakälte dominiert.

Tabelle 5-2: Flexibilitätsparameter für Lastverschiebung bei Querschnittstechnologien

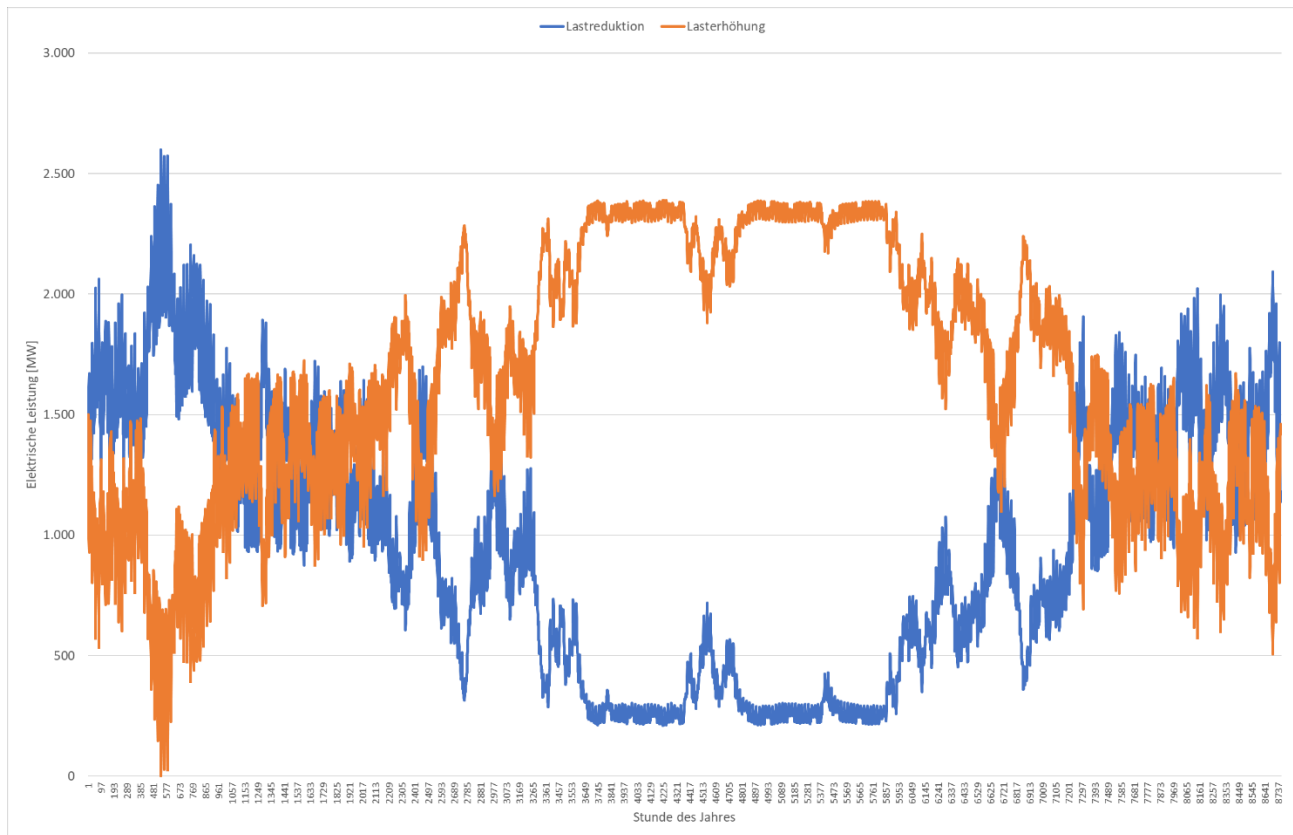
Prozess	Parameter	Einheit	Jahr	Wert	Quelle / Berechnung
Klimakälte	Lastreduktion	MW	2035	240	FfE; Guidehouse (2021, S. 67)
	Lasterhöhung	MW		240	Differenz von maximaler Lastreduktion und dem Profil zur Lastreduktion
	Lastreduktion	MW	2045	400	Eigene Berechnung auf Basis FfE; Guidehouse (2021, Tabelle 2-10)
	Lasterhöhung	MW		400	Differenz von maximaler Lastreduktion und dem Profil zur Lastreduktion
	variable Kosten	€/MWh	2035 & 2045	20	FfE; Guidehouse (2021, Tabelle 2-10)
	Verschiebedauer	h		1	FfE; Guidehouse (2021, Tabelle 2-10)
Prozesskälte	Lastreduktion	MW	2035	70	FfE; Guidehouse (2021, S. 67)
	Lasterhöhung	MW		70	Eigene Annahme auf Basis der installierten Leistung und Auslastungsfaktor des Prozesses
	Lastreduktion	MW	2045	110	Eigene Berechnung auf Basis FfE; Guidehouse (2021, Tabelle 2-10)
	Lasterhöhung	MW		110	Eigene Annahme auf Basis der installierten Leistung und Auslastungsfaktor des Prozesses
	variable Kosten	€/MWh	2035 & 2045	20	FfE; Guidehouse (2021, Tabelle 2-10)
	Verschiebedauer	h		1	FfE; Guidehouse (2021, Tabelle 2-10)
Raumwärme & Warmwasser	Lastreduktion	MW	2035	560	FfE; Guidehouse (2021, S. 67)
	Lasterhöhung	MW		510	Differenz von maximaler Lastreduktion und dem Profil zur Lastreduktion
	Lastreduktion	MW	2045	2.600	FfE; Guidehouse (2021, S. 67)
	Lasterhöhung	MW		2.400	Differenz von maximaler Lastreduktion und dem Profil zur Lastreduktion
	variable Kosten	€/MWh	2035 & 2045	5	FfE; Guidehouse (2021, Tabelle 2-10)
	Verschiebedauer	h		7	FfE; Guidehouse (2021, Tabelle 2-10)

Quelle: Eigene Zusammenstellung. In der Tabelle sind für jeden Parameter Quellen ausgewiesen.

Die Flexibilitätsparameter Lasterhöhung und Lastreduktion sind zudem für Raumwärme und Warmwasser bzw. für Klimakälte profilabhängig und die Profile zeigen einen saisonalen Verlauf. Bei Raumwärme und Warmwasser ist die Möglichkeit zur Lastreduktion in der Heizperiode größer (da die elektrischen Heizsysteme in Betrieb sind) und im Sommer entsprechend geringer (Abbildung 5-1).

Als Profil für Lastreduktion verwenden wir ein synthetisches Wärmelastprofil, welches auf dem Temperaturprofil der Stadt Potsdam im Jahr 2019 und dem in (Gils 2015, S. 55) beschriebenen Vorgehen basiert. Bei der Möglichkeit zur Lasterhöhung ist es umgekehrt: während der Heizperiode ist das Potenzial zur Lasterhöhung kleiner als außerhalb der Heizperiode. Das Profil für Lasterhöhung wird als Differenz von maximaler Lastreduktion und dem Profil zur Lastreduktion gebildet.

Abbildung 5-1: Zeitabhängiges Profil für Lasterhöhung und Lastreduktion für die elektrische Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser im Szenariojahr 2045



Quelle: Eigene Darstellung

Bei Klimakälte ist das Potenzial zur Lastreduktion im Sommer größer (da die Klimaanlage verstärkt in Betrieb sind) als im Winter. Für die Profilbildung wurde das synthetische Lastprofil für Klimakälte, welches die Produktionszeiten innerhalb einer Woche beinhaltet³ und von der Hochschule im Rahmen des Projekts IND-E erstellt wurde (Fraunhofer ISE, et al. 2025, S. 17–19), mit dem saisonalen Temperaturprofil des Jahres 2019 kombiniert. Das Profil für Lasterhöhung wird als Differenz von maximaler Lastreduktion zum Profil der Lastreduktion gebildet. Das Potenzial zur Lasterhöhung ist dann im Winter größer als im Sommer. Das zeitabhängige Profil für Lasterhöhung und Lastreduktion für die elektrische Erzeugung von Klimakälte im Szenariojahr 2045 zeigt Abbildung 5-2.

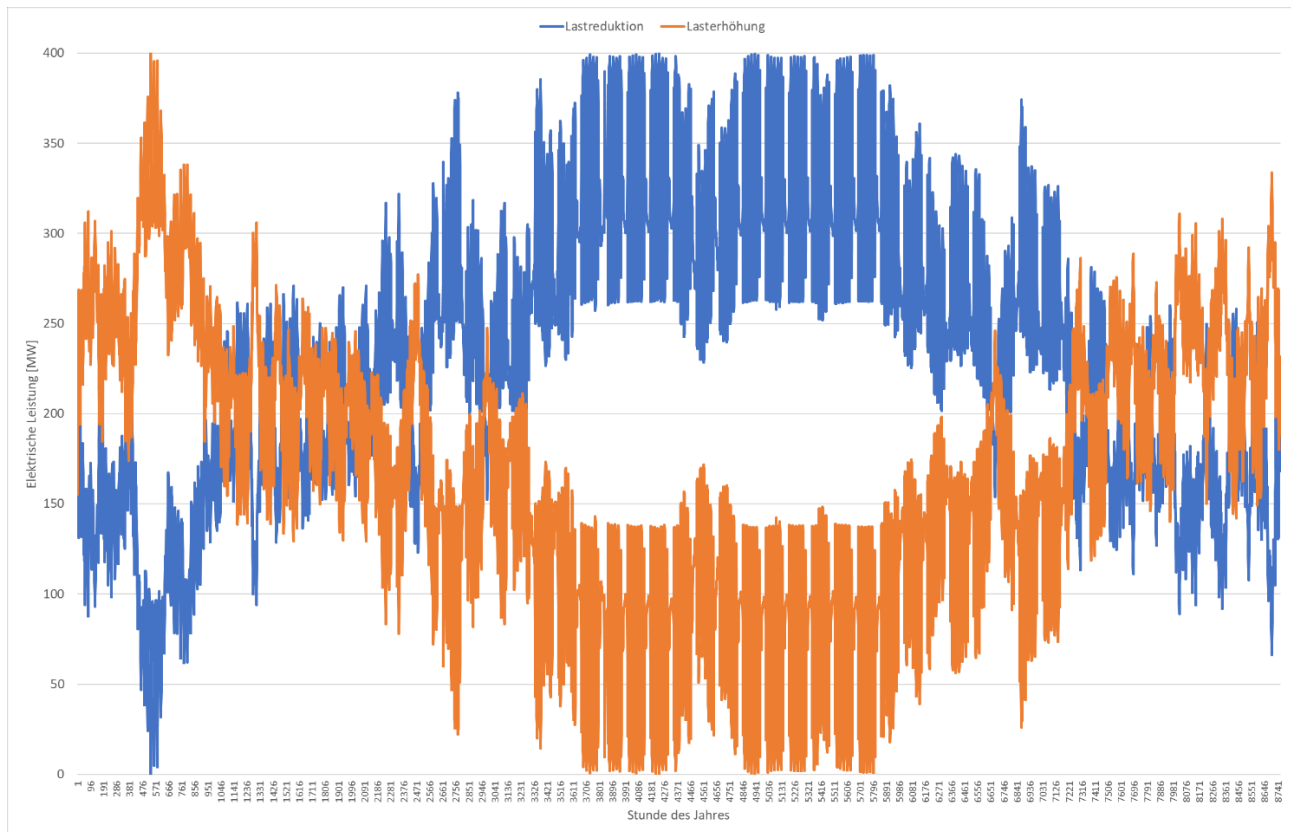
Bei Prozesskälte sind die Flexibilitätsparameter nicht profilabhängig und stehen kontinuierlich zur Verfügung.

Die variablen Kosten der Lastverschiebung sind bei den Querschnittstechnologien etwa um den Faktor 10 günstiger als bei der energieintensiven Industrie und liegen bei 5 €/MWh (Raumwärme und Warmwasser) bzw. 20 €/MWh (Klimakälte und Prozesskälte).

Die Verschiebedauer beträgt für Klimakälte und Prozesskälte eine Stunde liegt damit beim Minimum dessen, was aufgrund der zeitlichen Auflösung des Strommarktmodells in der Szenarienanalyse abgebildet werden. Aufgrund der Möglichkeit zur Wärmespeicherung, wird für die elektrische Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser eine Verschiebedauer von sieben Stunden unterstellt.

³ Das Lastprofil unterscheidet zwischen Werktagen, Samstagen und Sonn- und Feiertagen und folgt zudem einem Tag- und Nachtrhythmus.

Abbildung 5-2: Zeitabhängiges Profil für Lasterhöhung und Lastreduktion für die elektrische Erzeugung von Klimakälte im Szenariojahr 2045



Quelle: Eigene Darstellung

5.1.4 Gewerbe

Aus dem Sektor **Gewerbe** berücksichtigen wir als flexible Prozesse die Abwasseraufbereitung, die Trinkwasserversorgung und die Lebensmittelkühlung (BMW i 2014, Tabelle 3-10). Die Rührwerke der Abwasseraufbereitung können aufgrund des Intervallbetriebs ihre Last zeitlich verlagern. Große Wasserspeicher ermöglichen eine Lastverschiebung des Pumpbetriebs bei der Trinkwasserversorgung. Bei der Lebensmittelkühlung kann durch leichte Temperaturschwankungen in den Kühllhäusern die Stromnachfrage der Kältemaschinen zeitlich verlagert werden.

Auch im Sektor Gewerbe steigt das Lastverschiebepotenzial von 2035 nach 2045 an, da der Erschließungsgrad für Lastmanagement zunimmt. Da das Lastverschiebepotenzial im Sektor Gewerbe aufgrund des Intervallbetriebs symmetrisch ist, ergibt sich in Summe ein Potenzial zur Lastreduktion als auch zur Lasterhöhung in Höhe von rund 590 MW für das Szenariojahr 2035. Im Szenariojahr 2045 erhöht sich das Potenzial zur Lastreduktion bzw. Lasterhöhung auf rund 1.250 MW (Tabelle 5-3).

Aufgrund des Intervallbetriebs sind die Flexibilitätsparameter nicht profilabhängig und stehen bei einer deutschlandweiten Betrachtung kontinuierlich zur Verfügung (vgl. Abschnitt 5.1.1). Die variablen Kosten der Lastverschiebung sind bei den gewerblichen Prozessen mit Intervallbetrieb sehr gering und werden auf 1 €/MWh festgesetzt. Die Verschiebedauer beträgt zwei Stunden.

Tabelle 5-3: Flexibilitätsparameter für Lastverschiebung bei Gewerbe

Prozess	Parameter	Einheit	Jahr	Wert	Quelle / Berechnung
---------	-----------	---------	------	------	---------------------

Abwasser-aufbereitung	Lastreduktion	MW	2035	40	FfE; Guidehouse (2021, S. 67)
	Lasterhöhung	MW		40	Eigene Annahme auf Basis der installierten Leistung und Auslastungsfaktor des Prozesses
	Lastreduktion	MW	2045	160	Eigene Berechnung auf Basis FfE; Guidehouse (2021, Tabelle 2-10)
	Lasterhöhung	MW		160	Eigene Annahme auf Basis der installierten Leistung und Auslastungsfaktor des Prozesses
	variable Kosten	€/MWh	2035 & 2045	1	Eigene Annahme auf Basis von Steuerer (2017)
	Verschiebedauer	h		2	FfE; Guidehouse (2021, Tabelle 2-10)
Trinkwasser-versorgung	Lastreduktion	MW	2035	240	FfE; Guidehouse (2021, S. 67)
	Lasterhöhung	MW		240	Eigene Annahme auf Basis der installierten Leistung und Auslastungsfaktor des Prozesses
	Lastreduktion	MW	2045	480	FfE; Guidehouse (2021, S. 67)
	Lasterhöhung	MW		480	Eigene Annahme auf Basis der installierten Leistung und Auslastungsfaktor des Prozesses
	variable Kosten	€/MWh	2035 & 2045	1	Eigene Annahme auf Basis von Steuerer (2017)
	Verschiebedauer	h		2	FfE; Guidehouse (2021, Tabelle 2-10)
Lebensmittel-kühlung	Lastreduktion	MW	2035	310	FfE; Guidehouse (2021, S. 67)
	Lasterhöhung	MW		310	Eigene Annahme auf Basis der installierten Leistung und Auslastungsfaktor des Prozesses
	Lastreduktion	MW	2045	610	FfE; Guidehouse (2021, S. 67)
	Lasterhöhung	MW		610	Eigene Annahme auf Basis der installierten Leistung und Auslastungsfaktor des Prozesses
	variable Kosten	€/MWh	2035 & 2045	1	Eigene Annahme auf Basis von Steuerer (2017)
	Verschiebedauer	h		2	FfE; Guidehouse (2021, Tabelle 2-10)

Quelle: Eigene Zusammenstellung. In der Tabelle sind für jeden Parameter Quellen ausgewiesen.

5.1.5 Neue Großverbraucher

Als **neue Großverbraucher** betrachten wir zudem Lastverschiebung bei Rechenzentren und Wasserstoffelektrolyseuren sowie smart charging bei Elektromobilität.

Rechenzentren und Elektrolyseure weisen ein symmetrisches Lastverschiebepotenzial auf, welches von 2035 bis 2045 aufgrund des unterstellten Zubaus deutlich zunimmt. Rechenzentren stellen, im Vergleich zu den bislang vorgestellten lastflexiblen Prozessen, ein großes Lastverschiebepotenzial bereit (1.400 MW im Szenariojahr 2035 und 4.000 MW im Szenariojahr 2045). Das Lastverschiebepotenzial ist für Elektrolyseure noch einmal deutlich größer und auch die Verschiebedauer erreicht aufgrund der unterstellten Speicherkapazität in geologischen Speichern im Vergleich zu den anderen Lastverschiebeoptionen einen Höchstwert.

Für Elektrolyseure ist das Lastverschiebepotenzial zudem szenarienabhängig und wird aus der installierten Leistung der Wasserstoffelektrolyseure, wie sie sich im Rahmen der optimalen Transformationspfade mit dem Modell REMod ergeben, abgeleitet. In Summe beträgt das Lastverschiebepotenzial für neue Großverbraucher im Szenario „Ökologische Modernisierung (Fokus Strom)“ rund 9 GW für das Szenariojahr 2035 und verdoppelt sich bis 2045 auf 18 GW. Im Szenario „Ökologische Modernisierung (Fokus PtX)“ liegt das Lastverschiebepotenzial aufgrund der höheren Elektrolyseurleistung bei 15 GW im Szenariojahr 2035 und bei 34 GW im Szenariojahr 2045 (Tabelle 5-4).

Tabelle 5-4: Flexibilitätsparameter für Lastverschiebung bei neuen Großverbrauchern

Prozess	Parameter	Einheit	Jahr	Wert	Quelle / Berechnung
---------	-----------	---------	------	------	---------------------

Rechenzentren	Lastreduktion	MW	2035	1.400	FfE; Guidehouse (2021, S. 67)
	Lasterhöhung	MW		1.400	Eigene Annahme auf Basis der installierten Leistung und Auslastungsfaktor des Prozesses
	Lastreduktion	MW	2045	4.000	FfE; Guidehouse (2021, S. 67)
	Lasterhöhung	MW		4.000	Eigene Annahme auf Basis der installierten Leistung und Auslastungsfaktor des Prozesses
	variable Kosten	€/MWh	2035 & 2045	1	Eigene Annahme auf Basis von Steuerer (2017)
	Verschiebedauer	h		5	FfE; Guidehouse (2021, Tabelle 2-10)
Elektrolyseure	Lastreduktion	MW	2035	9.400	Kopplung mit REMod Ergebnis: 50 % der installierten Leistung für Wasserstoffelektrolyseure im Szenario „Ökologische Modernisierung (Fokus Strom)“
	Lasterhöhung	MW		9.400	
	Lastreduktion	MW	2045	18.000	
	Lasterhöhung	MW		18.000	
	Lastreduktion	MW	2035	15.000	Kopplung mit REMod Ergebnis: 50 % der installierten Leistung für Wasserstoffelektrolyseure im Szenario „Ökologische Modernisierung (Fokus PtX)“
	Lasterhöhung	MW		15.000	
	Lastreduktion	MW	2045	34.000	
	Lasterhöhung	MW		34.000	
	variable Kosten	€/MWh	2035 & 2045	1	Annahme
	Verschiebedauer	h		1.000	Annahme

Quelle: Eigene Zusammenstellung. In der Tabelle sind für jeden Parameter Quellen ausgewiesen.

Die Stromnachfrage von Elektrofahrzeugen ist ebenfalls in Teilen flexibel. Es wird für die Szenarienanalyse angenommen, dass die Hälfte der batterieelektrisch betriebenen Pkw-Flotte flexibel beladen werden kann. Dies entspricht einer flexiblen Stromnachfrage von 26 TWh im Szenariojahr 2035 und 51 TWh im Szenariojahr 2045 (UBA 2025, S. 98) Die flexible Beladung von Elektrofahrzeugen zählt damit auch zu den nachfrageseitigen Flexibilitätsoptionen mit einem großen Flexibilitätspotenzial. Die möglichen Einsatzzeiträume der Beladung werden von den Fahrprofilen und den Anschlussprofilen der Fahrzeuge an die Ladestationen begrenzt. Die Flexibilität entsteht durch den Batteriespeicher und den Stillstandzeitraum des Fahrzeugs mit Anschluss an das Stromnetz.

5.1.6 Zusammenfassung

Die Potenziale für Lasterhöhung und Lastreduktion sind häufig asymmetrisch verteilt und das Potenzial für Lasterhöhung ist dabei meistens kleiner als für Lastreduktion. Dies ist insbesondere für hoch ausgelastete Anlagen der Fall. Für Lastverschiebung benötigt man zudem Speicheroptionen, die eine Lastverschiebung ohne Produktionsausfälle ermöglichen. Dies können Produktzwischenpeicher oder Endproduktspeicher sein. Auch Anlagen im Intervallbetrieb (häufig Querschnittstechnologien) sind für Lastverschiebung geeignet.

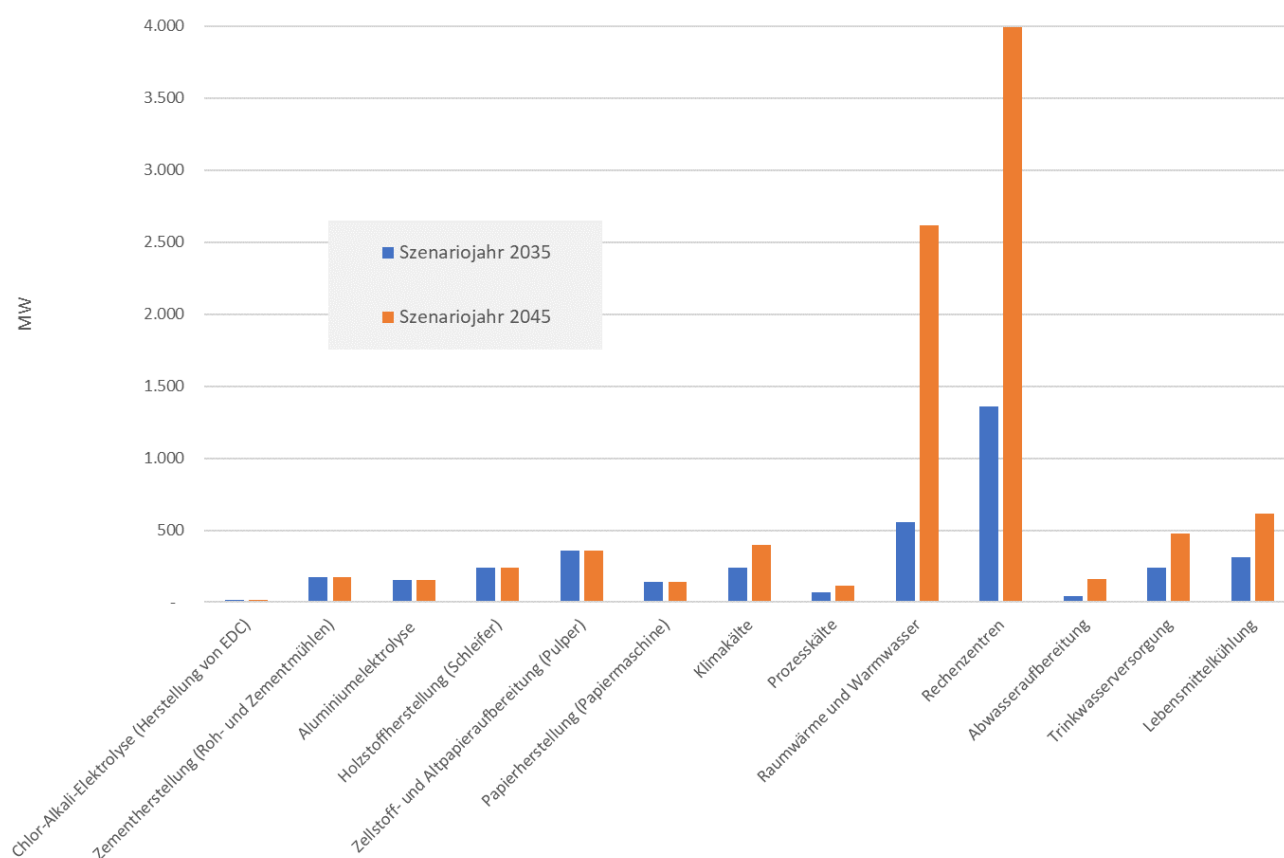
In Summe belaufen sich die in der Strommarktmodellierung verwendeten Potenziale zur Lastreduktion in der Industrie, im Sektor Gewerbe sowie von Querschnittstechnologien und Rechenzentren auf rund 4.000 MW im Szenariojahr 2035 sowie rund 9.500 MW im Szenariojahr 2045 (Abbildung 5-3). Die Lastreduktionspotenziale von Elektrolyseuren sind szenarienabhängig und liegen in einem Bereich von 9.400 MW bis 34.000 MW. Aufgrund der erforderlichen Bereitstellungsdauer von mindestens einer Stunde sind die für die Strommarktmodellierung verwendeten Potenzial zur Lastreduktion kleiner als in der Übersicht des Ergebnisberichts dargestellt (Fraunhofer ISE, et al. 2025, S. 50).

Vergleichsweise große Potenziale zur Lastreduktion weisen neben den Elektrolyseuren auch die elektrische Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser sowie Rechenzentren auf. Deren Flexibilitätspotenziale steigen mit dem Elektrifizierungsgrad in der Wärmeerzeugung und dem Zubau

von Rechenzentren an. Das Lastverlagerungspotenzial der energieintensiven Industrie in Höhe von 1.100 MW ist im Vergleich dazu gering.

Lastreduktion ist überwiegend nur für eine bzw. wenige Stunden möglich. Lediglich bei der Aluminiumelektrolyse und bei Zementmühlen liegt die Bereitstellungsdauer bei einem halben bzw. einem ganzen Tag. Lastmanagement kann somit nur bestimmte Anteile des Flexibilitätsbedarfes im zukünftigen Stromsystem abdecken (v.a. Lastreduktion für einen kurzen Zeitraum). Weitere Flexibilitätsoptionen wie Kraftwerke, Stromaustausch über den europäischen Netzverbund, Pumpspeicherwerke oder auch die Hybridisierung der Prozesswärme- oder Fernwärmeerzeugung sind notwendig, um auch länger andauernde Bedarfe zu decken (vgl. Kapitel 4.3).

Abbildung 5-3: In der Strommarktmodellierung verwendete Potenziale zur Lastreduktion in der Industrie, im Sektor Gewerbe sowie von Querschnittstechnologien und neuen Großverbrauchern



Quelle: eigene Darstellung basierend auf den Inputparametern aus Tabelle 5-1, Tabelle 5-2, Tabelle 5-3 und Tabelle 5-4. Das Potenzial zur Lastreduktion von Wasserstoffelektrolyseuren ist der besseren Darstellung wegen in der Abbildung nicht enthalten.

5.2 Hybride Prozesswärmebereitstellung in der Industrie

5.2.1 Modellkopplung und berücksichtigte Branchen

Für die hybride Prozesswärmebereitstellung in der Industrie betrachten wir insgesamt neun Branchen, wie sie auch im Energiesystemmodell ReMod abgebildet sind:

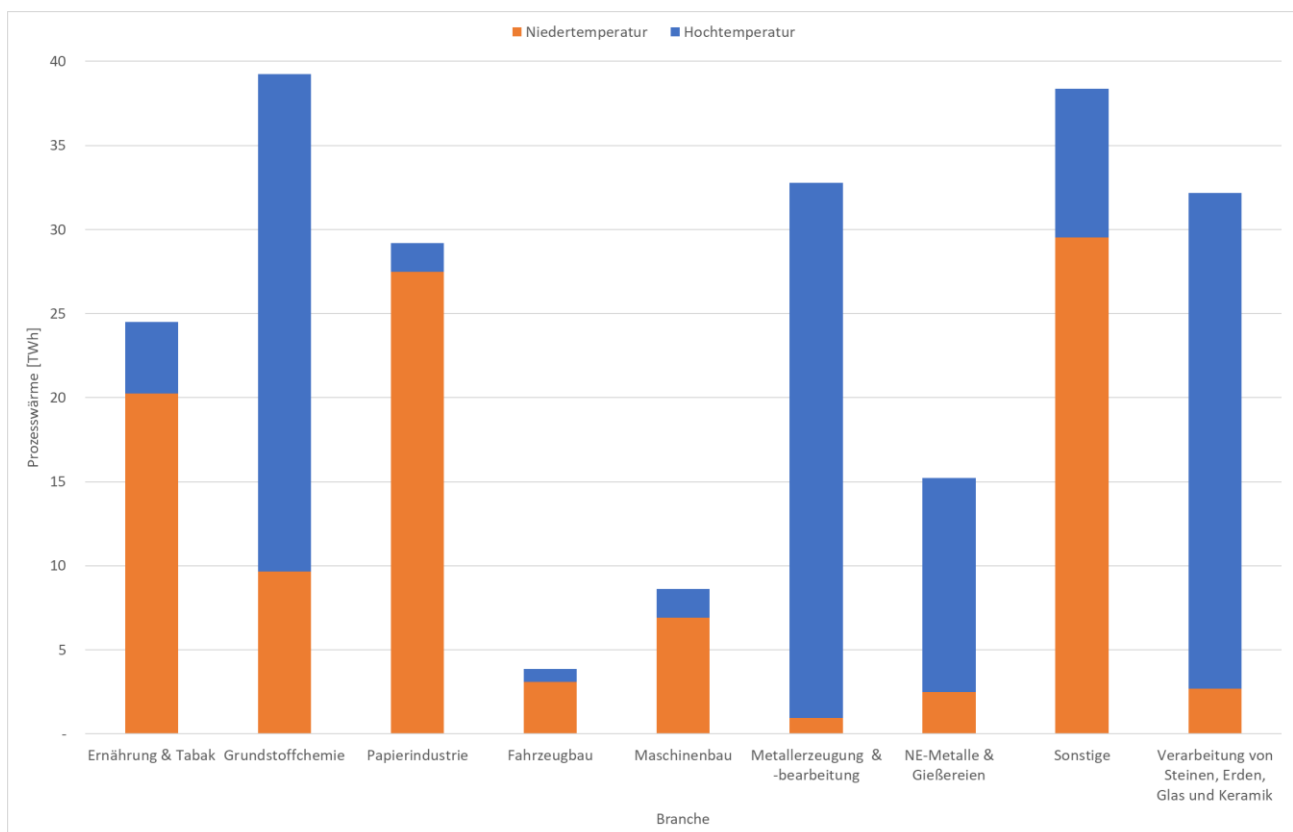
- Ernährung & Tabak
- Grundstoffchemie

- Papierindustrie
- Fahrzeugbau
- Maschinenbau
- Metallerzeugung & -bearbeitung
- NE-Metalle & Gießereien
- Sonstige
- Verarbeitung von Steinen, Erden, Glas und Keramik

Für diese Branchen stehen jeweils typisierte Transformationsrouten im industriellen Niedertemperaturbereich sowie im Hochtemperaturbereich zur Verfügung. Das Energiesystemmodell ReMod unterscheidet zudem noch die Hauptprozesse zur Herstellung der industriellen Grundstoffe Ammoniak, High Value Chemicals (HVC), Methanol, Rohstahl und Zement (Kaiser et al. 2024, S. 5). Für diese Hauptprozesse sind die technischen Optionen zur Hybridisierung der Prozesswärmebereitstellung jedoch begrenzt und werden deshalb in diesem Teil der Szenarienanalyse nicht näher betrachtet (Fraunhofer ISE, et al. 2025, S. 21–25).

Der Prozesswärmebedarf beläuft sich in den Szenarien zur „Ökologischen Modernisierung“ für die berücksichtigten Branchen auf rund 120 TWh im Bereich der Hochtemperaturwärme größer 200 °C sowie rund 105 TWh im Temperaturbereich bis maximal 200 °C. Die größte Nachfrage nach Hochtemperaturwärme besteht in den Branchen Grundstoffchemie, Metallerzeugung & -bearbeitung sowie Verarbeitung von Steinen, Erden, Glas und Keramik. Im Temperaturbereich bis maximal 200 °C weisen die Branchen Ernährung & Tabak, Papierindustrie und Sonstige jeweils eine hohe Nachfrage auf (Abbildung 5-4).

Abbildung 5-4: Prozesswärmebedarf nach Branche und Temperaturniveau im Szenariojahr 2035 für die Szenarien zur „Ökologischen Modernisierung“



Quelle: Ergebnisse aus der Modellierung der Transformationspfade mit dem Energiesystemmodell ReMod

In der Szenarienmodellierung können die folgenden Technologien die erforderliche Prozesswärme im Hochtemperatur- bzw. Niedertemperatur-Bereich bereitstellen.

- Brennstoffbasierte Kessel
 - Erdgas
 - Feste Biomasse
 - Wasserstoff
- KWK-Kraftwerke
 - Erdgas
 - Biomethan oder synthetisches Methan
 - Wasserstoff
- Elektrische Wärmeerzeuger
 - Hochtemperatur-Bereich: Elektrodenheizkessel
 - Niedertemperatur-Bereich: Großwärmepumpe
- Solarthermie (nur Niedertemperatur-Bereich)

5.2.2 Methodik zur Definition der Flexibilitätsparameter

Startpunkt für die Parametrisierung der hybriden Prozesswärmeerzeugung sind die Ergebnisse aus der Modellierung der Transformationspfade im Energiesektor und in allen Verbrauchssektoren (Gebäude, Industrie, Verkehr) für Deutschland mit dem Energiesystemmodell REMod des Fraunhofer ISE. Die berechneten Transformationspfade halten dabei Vorgaben zur Reduktion der THG-Emissionen ein (Fraunhofer ISE, et al. 2025, S. 69).

Das Modell REMod trifft seine Investitionsentscheidung so, dass die Wärmenachfrage in allen Stunden gedeckt wird. Die berechneten Transformationspfade beinhalten jedoch keine **Überkapazitäten** im Bereich der Prozesswärmeerzeugung, die für eine hybride und damit flexible Betriebsweise des Anlagenparks nötig wäre. Dementsprechend treffen wir Annahmen zur Überbauung und zum Technologiemix des Anlagenparks, um in der Strommarktmodellierung einen Technologiewechsel zwischen elektrischen und brennstoffbasierten Erzeugungstechnologien zu ermöglichen.

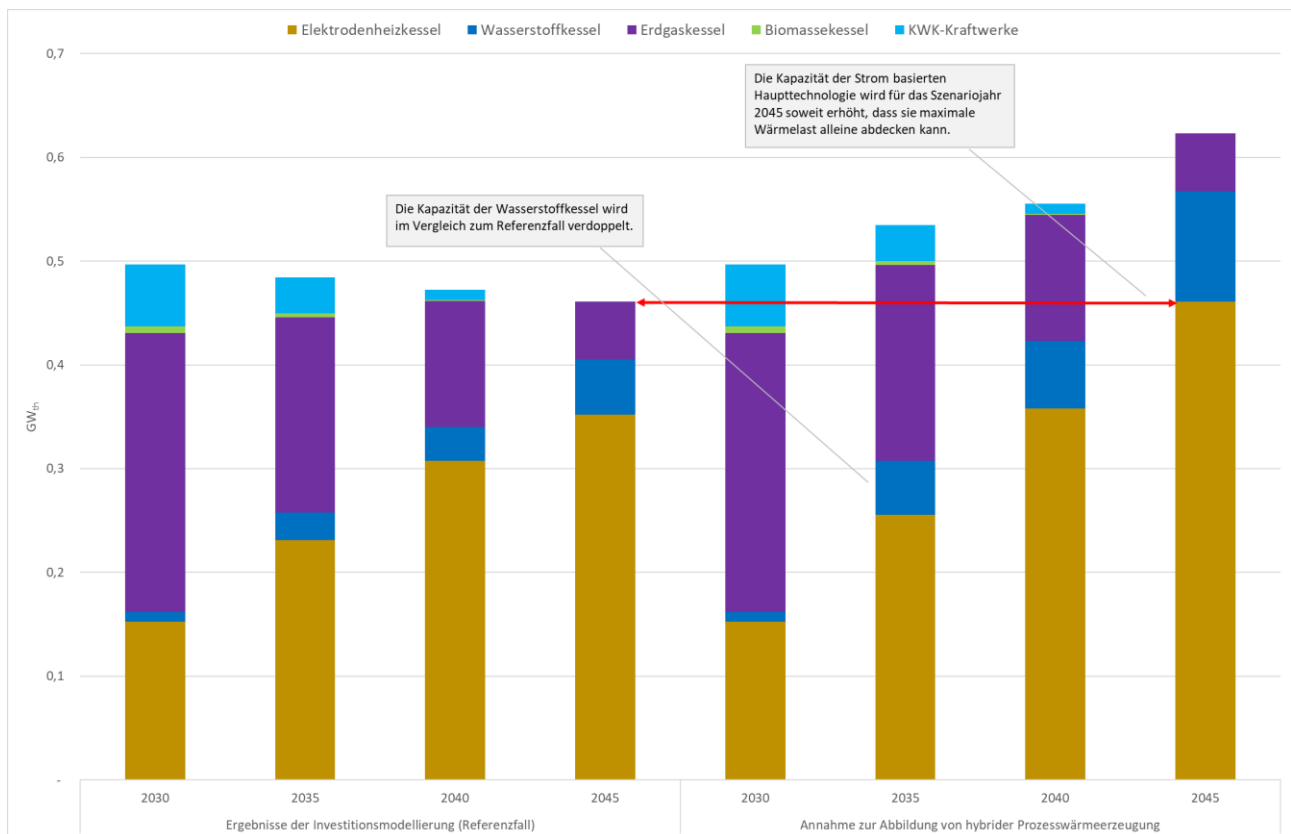
Im Bereich der industriellen **Niedertemperaturwärme** bis maximal 200 °C wird die Hybridisierung durch zusätzliche Wärmepumpen und Erdgaskessel bereitgestellt. Für das Szenariojahr 2035 wird unterstellt, dass die Wärmepumpen fünf Jahre früher in Betrieb genommen werden (d.h. der Zubaupfad ist steiler) und gleichzeitig die Erdgaskessel fünf Jahre länger in Betrieb bleiben (d.h. der Ausstiegspfad ist flacher). Im Szenariojahr 2045 basiert der Anlagenpark zur Erzeugung von industrieller Niedertemperaturwärme weitestgehend auf Wärmepumpen. Die Erzeugung von Niedertemperaturwärme aus grünem Wasserstoff, als klimaneutralem Nachfolgebrennstoff von Erdgas, im Vergleich zu einer Wärmepumpe wesentlich teurer, weist der Niedertemperaturbereich im Szenariojahr 2045 kein Potenzial zur Hybridisierung auf.

Im **Hochtemperaturbereich** größer 200 °C entsteht die Möglichkeit zur Hybridisierung durch zusätzliche Elektrodenheizkessel und Wasserstoffkessel. Die Kapazität der Wasserstoffkessel wird für die Sensitivität „mit Hybridisierung“ im Vergleich zum Referenzfall verdoppelt. Die installierte Leistung der Elektrodenheizkessel wird für das Szenariojahr 2045 auf die Höhe der maximalen thermischen Last

festgelegt. Die Prozessdampfversorgung kann im Szenariojahr 2045 dann ausschließlich von Elektrodenheizkesseln übernommen werden. Für das Szenariojahr 2035 wird zwischen den Szenariojahren 2030 und 2045 linear interpoliert.

In Abbildung 5-5 ist die angewendete Methodik zur Überbauung der Wärmebereitstellungskapazitäten im Hochtemperaturbereich exemplarisch für den Industriesektor „Ernährung & Tabak“ im Szenario „Ökologische Modernisierung (Fokus Strom)“ dargestellt.

Abbildung 5-5: Exemplarische Darstellung der Methodik zur Überbauung der Wärmebereitstellungskapazitäten im Hochtemperaturbereich für den Industriesektor Ernährung & Tabak im Szenario „Ökologische Modernisierung (Fokus Strom)“



Quelle: Ergebnisse der Investitionsmodellierung und eigene Annahmen zur Hybridisierung (eigene Darstellung)

Um auch im Referenzfall eine gewisse Flexibilität des Anlagenparks zu gewährleisten, unterstellen wir dort eine Überbauung von 5 % bis 10 %.

5.2.3 Hybride Erzeugung von industrieller Niedertemperaturwärme

Im Vergleich zum Referenzfall steigt die thermische Leistung im Szenario „Ökologische Modernisierung (Fokus Strom)“ für Wärmepumpen und Erdgaskessel durch die vorgenommene Überbauung in der Sensitivität „mit Hybridisierung“ um jeweils 3,6 GW_{th} an. Damit entsteht im Stromsystem ein Potenzial zur Lastreduktion bzw. Lasterhöhung von 1,8 GW_{el}.

Im Szenario „Ökologische Modernisierung (Fokus PtX)“ beträgt der Anstieg bei Wärmepumpen 3,0 GW_{th} und bei Erdgaskesseln 3,8 GW_{th}. Dadurch ergibt sich im Stromsystem ein Potenzial zur Lastreduktion bzw. Lasterhöhung von 1,5 GW_{el} (Tabelle 5-5).

Tabelle 5-5: Annahmen zur Hybridisierung der Prozesswärmeerzeugung im Temperaturbereich bis maximal 200 °C im Szenariojahr 2035

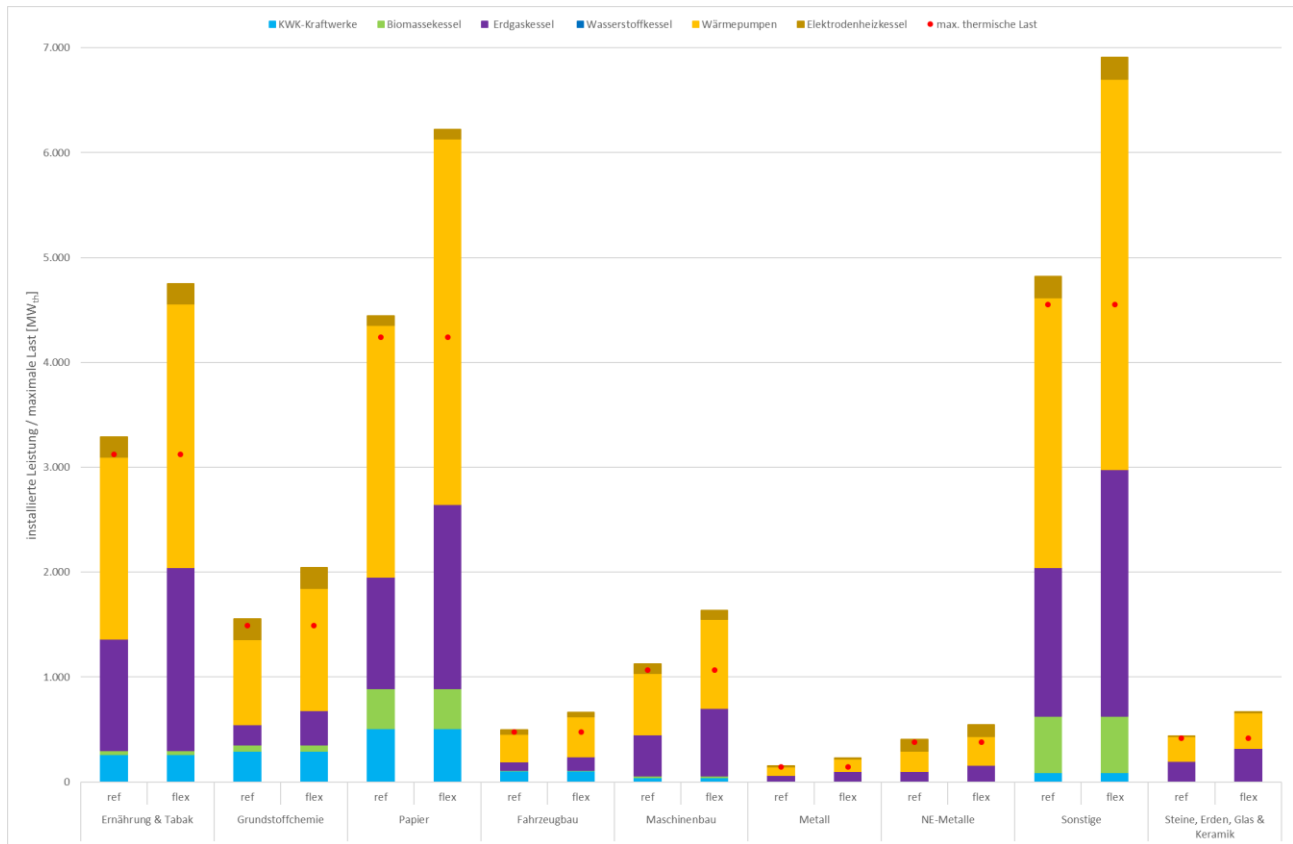
Szenario / Erzeugungstechnologie		Referenzfall	Sensitivität „mit Hybridisierung“	Zunahme Leistung
Ökologische Modernisierung (Fokus Strom)				
	Wärmepumpen	8,1 GW _{th}	11,7 GW _{th}	+3,6 GW _{th} (bzw. +1,8 GW _{el})
	Erdgaskessel	3,2 GW _{th}	6,8 GW _{th}	+3,6 GW _{th}
Ökologische Modernisierung (Fokus PtX)				
	Wärmepumpen	5,3 GW _{th}	8,3 GW _{th}	+3,0 GW _{th} (bzw. +1,5 GW _{el})
	Erdgaskessel	3,9 GW _{th}	7,7 GW _{th}	+3,8 GW _{th}

Quelle: Eigene Annahmen in Kombination mit den Ergebnissen der Investitionsmodellierung (Fraunhofer ISE, et al. 2025)

Die Industriebranchen mit der höchsten installierten thermischen Leistung bzw. maximalen Last für Niedertemperaturwärme sind Sonstige, Papier, Ernährung & Tabak, Grundstoffchemie und Maschinenbau (Abbildung 5-7). Die relative Überbauung der maximalen Last nimmt von etwa 5 % im Referenzfall auf rund 50 % in der Sensitivität „mit Hybridisierung“ zu.

Bis zum Szenariojahr 2045 geht das Potenzial zur Hybridisierung der Prozesswärmeerzeugung im Temperaturbereich bis maximal 200 °C auf Null zurück, da sich der Anlagenpark dann größtenteils aus elektrischen Wärmeerzeugern zusammensetzt und grüner Wasserstoff für den Einsatz im Niedertemperaturbereich zu teuer ist.

Abbildung 5-6: Installierte thermische Leistung und maximale Last für Prozesswärme bis maximal 200 °C je Industriesektor im Szenario „Ökologische Modernisierung (Fokus Strom)“ und Szenariojahr 2035



Quelle: Inputdaten für die Strommarktmodellierung (eigene Darstellung)

5.2.4 Hybride Erzeugung von Hochtemperaturwärme

Im Vergleich zum Referenzfall steigt in der Sensitivität „mit Hybridisierung“ und im Szenario „Ökologische Modernisierung (Fokus Strom)“ die thermische Leistung für Elektrodenheizkessel um 0,5 GW_{th} und für Wasserstoffkessel um 0,8 GW_{th} an. Dadurch ergibt sich im Stromsystem ein Potenzial zur Lastreduktion bzw. Lasterhöhung von 0,5 GW_{el}.

Im Szenario „Ökologische Modernisierung (Fokus PtX)“ beträgt der Anstieg bei Elektrodenheizkesseln 1,0 GW_{th} und bei Wasserstoffkesseln 1,4 GW_{th}. Dadurch ergibt sich im Stromsystem ein Potenzial zur Lastreduktion bzw. Lasterhöhung von 1,0 GW_{el} (Tabelle 5-6).

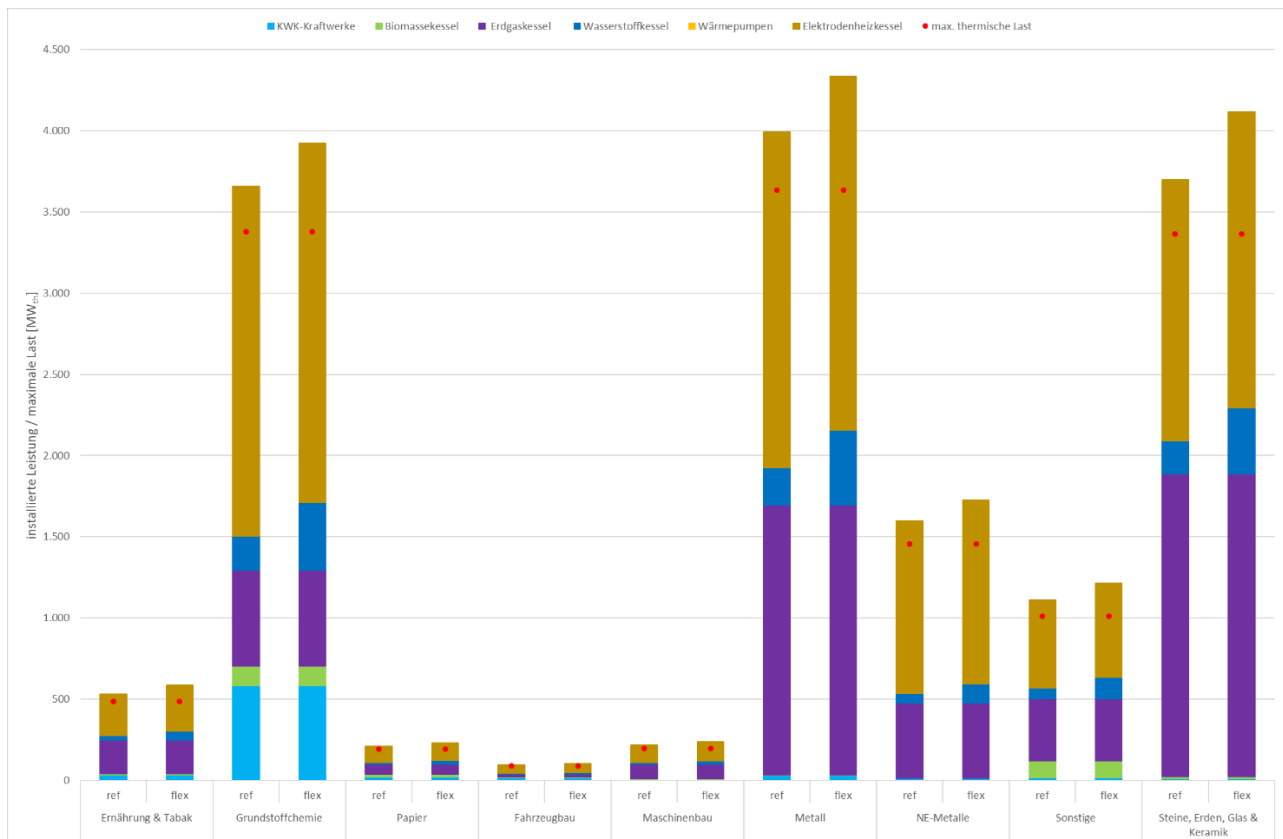
Tabelle 5-6: Annahmen zur Hybridisierung der Prozesswärmeerzeugung im Hochtemperaturbereich im Szenariojahr 2035

Szenario / Erzeugungstechnologie	Referenzfall	Sensitivität „mit Hybridisierung“	Zunahme Leistung
„Fokus Strom“			
Elektrodenheizkessel	8,0 GW	8,5 GW	+0,5 GW _{th} (bzw. +0,5 GW _{el})
Wasserstoffkessel	0,8 GW	1,6 GW	+0,8 GW _{th}
„Fokus PtX“			
Elektrodenheizkessel	8,1 GW	9,1 GW	+1,0 GW _{th} (bzw. +1,0 GW _{el})
Wasserstoffkessel	1,4 GW	2,7 GW	+1,4 GW _{th}

Quelle: Eigene Annahmen in Kombination mit den Ergebnissen der Investitionsmodellierung (Fraunhofer ISE, et al. 2025)

Die Industriebranchen mit der höchsten installierten thermischen Leistung bzw. maximalen Last für Hochtemperaturwärme sind Grundstoffchemie, Metallindustrie sowie Steine, Erden, Glas und Keramik (Abbildung 5-7). Die relative Überbauung der maximalen Last nimmt von etwa 10 % im Referenzfall auf rund 20 % in der Sensitivität „mit Hybridisierung“ zu.

Abbildung 5-7: Installierte thermische Leistung und maximale Last für Hochtemperaturwärme je Industriesektor im Szenario „Ökologische Modernisierung (Fokus Strom)“ und Szenariojahr 2035



Quelle: Inputdaten für die Strommarktmodellierung (eigene Darstellung)

Bis zum Szenariojahr 2045 steigt das Potenzial zur Hybridisierung der Prozesswärmeerzeugung im Hochtemperaturbereich deutlich an und erreicht 4 GW_{th} im Szenario „Ökologische Modernisierung (Fokus Strom)“ und 7 GW_{th} im Szenario „Ökologische Modernisierung (Fokus PtX)“. Aufgrund des unterstellten Wirkungsgrades von 1 für Elektrodenheizkessel ergibt sich auch im Stromsystem ein Potenzial zur Laständerung von 4 GW_{el} bzw. 7 GW_{el} (Fraunhofer ISE, et al. 2025, S. 51).

5.2.5 Zusammenfassung

Durch den Zubau von elektrischen und brennstoffbasierten Kapazitäten zur Prozesswärmebereitstellung entsteht auch ein Flexibilitätspotenzial im Stromsystem. Während die Grenzkosten der Wärmeerzeugung bei elektrischen Erzeugungstechnologien vom Strompreis abhängen, werden die Grenzkosten von brennstoffbasierten Kesseln davon nicht beeinflusst. Innerhalb der Einsatzreihenfolge (Merit Order) der Wärmeerzeugungstechnologien ergibt sich somit ein strompreisabhängiger Schnittpunkt der Grenzkosten (Fraunhofer ISE, et al. 2025, S. 56). Bei Strompreisen oberhalb des Schnittpunkts übernehmen brennstoffbasierte Kessel die Wärmeerzeugung und ersetzen die elektrischen Technologien. Dies führt im Stromsystem zu einer Lastreduktion. Bei Strompreisen unterhalb des Schnittpunkts ersetzen die elektrischen Wärmeerzeuger die brennstoffbasierten Kessel und erhöhen so die Last im Stromsystem.

Im Szenariojahr 2035 liegt das Potenzial zur Lastreduktion bzw. Lasterhöhung im Stromsystem, welches durch die hybride Prozesswärmebereitstellung in der Industrie bereitgestellt werden kann, bei rund 2,5 GW_{el}. Dies geschieht überwiegend durch Großwärmepumpen im Niedertemperaturbereich. Im

Szenariojahr 2045 stammt das Potenzial zur Lastreduktion bzw. Lasterhöhung ausschließlich aus dem Hochtemperaturbereich und liegt zwischen von 4 GW_{el} im Szenario „Ökologische Modernisierung (Fokus Strom)“ bzw. 7 GW_{el} im Szenario „Ökologische Modernisierung (Fokus PtX)“. Durch die Redundanz von elektrischen und brennstoffbasierten Technologien zur Prozesswärmeerzeugung ist die Bereitstellungsdauer zeitlich unbegrenzt.

5.3 Lastverzicht

In der Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV), welche am 01.01.2013 in Kraft getreten und am 30.06.2022 außer Kraft getreten ist, wurde erstmalig der Anwendungsfall der Stromverbrauchsreduktion aufgegriffen.⁴ Abschaltbare Lasten sind dabei große Verbrauchseinheiten, die am Hoch- und Höchstspannungsnetz angeschlossen sind und aufgrund der Besonderheiten ihres Produktionsprozesses kurzfristig ihre Verbrauchsleistung reduzieren können.⁵ Dabei wurde zwischen sofort abschaltbaren Lasten (SOL, Abschaltleistung innerhalb einer Sekunde ferngesteuert aktivierbar) und schnell abschaltbaren Lasten (SNL, Abschaltleistung innerhalb von 15 Minuten ferngesteuert aktivierbar) unterschieden.

Während zu Beginn jeweils 1.500 MW ausgeschrieben waren, wurde die ausgeschriebene Leistung ab dem Jahr 2016 auf jeweils 750 MW reduziert. Im Zeitraum 2017 bis 2020 fanden insgesamt 259 Einzelabrufe an 42 Tagen statt, davon 253 Abrufe zur Stützung der Systembilanz als Ergänzung zur Regelleistung und 6 Abrufe aufgrund von Netzengpässen.⁶ Die geringe Anzahl an Redispatch-Abrufen begründen die Übertragungsnetzbetreiber damit, dass Redispatch-Maßnahmen üblicherweise über mehrere Stunden ergriffen werden und abschaltbare Lasten diesen Erbringungszeitraum nicht erfüllen können. Zudem weisen die Laststandorte nicht immer die passende Engpasswirkung auf.⁷

Die derzeit gültige Nachfolgeregelung zur AbLaV ist die freiwillige Selbstverpflichtung (FSV) für das Systemdienstleistungsprodukt im Echtzeitbereich aus abschaltbaren Lasten (SEAL).⁸ Die FSV SEAL wird über die Internetplattform der Übertragungsnetzbetreiber zur Beschaffung von Regelleistung koordiniert und startete am 13.05.2024⁹. Der Bedarf in Höhe von 750 MW wurde durch die Übertragungsnetzbetreiber unter Berücksichtigung der Einsatzmöglichkeiten, der verfügbaren Angebotsleistung und der historischen Abrufe abgeschätzt¹⁰.

Für die ex-post Auswertung der Einsatzprofile von virtuellen Backup-Kraftwerken unterstellen wir ein Potenzial für Lastverzicht in Höhe von 1.500 MW (bei einer Bereitstellungsdauer von einer Stunde) sowie von 750 MW (bei einer Bereitstellungsdauer von zwei Stunden).

⁴ Verordnung zu abschaltbaren Lasten – AbLaV (2016),

https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/text.xav?SID=&tf=xaver.component.Text_0&toctf=&qmf=&hlf=xaver.component.Hitlist_0&bk=bgbl&start=%2F%2F%5B%40node_id%3D%27943742%27%5D&skin=pdf&tlevel=-2&nohist=1&sinst=7D1A6705

⁵ Bericht zur Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten vom 22.09.(2015,), Deutscher Bundestag, Drucksache 18/6096, <https://dserver.bundestag.de/btd/18/060/1806096.pdf> (S. 3)

⁶ Zweiter Bericht zur Verordnung zu abschaltbaren Lasten vom 04.11.(2021,), Deutscher Bundestag, Drucksache 20/44, <https://dserver.bundestag.de/btd/20/000/2000044.pdf> (S. 26)

⁷ Zweiter Bericht zur Verordnung zu abschaltbaren Lasten vom 04.11.(2021,), Deutscher Bundestag, Drucksache 20/44, <https://dserver.bundestag.de/btd/20/000/2000044.pdf> (S. 35)

⁸ https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK8-GZ/2022/2022_4-Steller/BK8-22-0002/bk8220002a_festlegung_dl.pdf (letzter Zugriff: 09.07.2024)

⁹ <https://www.regelleistung.net/de-de/News/Detail/14522/bestaetigung-starttermin-zur-einfuehrung-der-fsv-seal> (letzter Zugriff am 09.07.2024)

¹⁰ https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK8-GZ/2022/2022_4-Steller/BK8-22-0002/bk8220002a_festlegung_dl.pdf (S. 15)

6 Fazit und Zusammenfassung

Der Industriesektor kann für das Stromsystem Flexibilität bereitstellen. Als Flexibilitätsoptionen stehen sowohl Lastverschiebung als auch die hybride Prozesswärmeerzeugung zur Verfügung. Im Extremfall kann zudem durch Lastverzicht auf einen drohenden Kapazitätsengpass reagiert werden.

Die in der Szenarienanalyse verwendeten Flexibilitätsparameter belaufen sich im Szenariojahr 2035 und bei einer Bereitstellungsdauer von einer Stunde auf 5.100 MW für Lastreduktion und 2.800 MW für Lasterhöhung (Tabelle 6-1).

Tabelle 6-1: Inputparameter für Flexibilitätsoptionen in der Industrie in der Szenarienanalyse im Szenariojahr 2035

Flexibilitätsoption	Lastreduktion	Lasterhöhung
Lastverschiebung	1.100 MW	330 MW
Hybride Prozesswärmeerzeugung	2.500 MW	2.500 MW
Lastverzicht	1.500 MW	
gesamt	5.100 MW	2.800 MW

Quelle: Öko-Institut e.V.

Während die Potenziale für Lastverschiebung nur für eine kurze Bereitstellungsdauer von wenigen Stunden zur Verfügung stehen, ist die redundant verfügbare Leistung von elektrischen Wärmeerzeugern und brennstoffbasierten Kesseln (Hybride Wärmeerzeugung) zeitlich unbegrenzt flexibel einsetzbar. Der Einsatzzeitpunkt bzw. Einsatzzeitraum der Flexibilitätsoptionen hängt dabei vom jeweiligen Strompreis ab.

Die variablen Kosten sind für Lastverschiebung in der Industrie im Vergleich zu anderen Flexibilitätsoptionen hoch, so dass sie nur dann zum Einsatz kommen werden, wenn die konkurrierenden Flexibilitätsoptionen bereits eingesetzt wurden und darüber hinaus noch Flexibilitätsbedarf besteht. Daher ist zu erwarten, dass sich für Lastverschiebung in der Industrie nur geringe Einsatzzeiten in der Strommarktmodellierung ergeben werden (Fraunhofer ISE, et al. 2025, S. 54).

Anders sieht es bei der hybriden Prozesswärmeerzeugung aus. Der limitierende Faktor für das nutzbare Flexibilisierungspotenzial ist einzig die Höhe der Überbauung des Anlagenparks. Daher ist zu erwarten, dass sich für diese Flexibilitätsoption größere Einsatzzeiten in der Strommarktmodellierung ergeben werden. Die Einsatzprofile können sich dabei auch über einen längeren Zeitraum erstrecken und beispielsweise die Stromnachfrage in einer „Dunkelflaute“ dauerhaft reduzieren. Infolgedessen erwarten wir sichtbare Effekte im Stromsektor.

Lastverzicht steht als letzte Option am Ende der Einsatzreihenfolge aller Flexibilitätsoptionen und wird deshalb nur im Extremfall bei einer Kapazitätslücke auf der Erzeugungsseite eingesetzt (Fraunhofer ISE, et al. 2025, S. 56).

7 Literatur

- Ausfelder, F.; Roon, S. von; Seitz, A. (Hg.) (2019). Flexibilitätsoptionen in der Grundstoffindustrie II, Analysen | Technologien | Beispiele. Kopernikus Projekt SynErgie, zuletzt geprüft am 30.11.2023.
- Bauknecht, D.; Flachsbarth, F.; Koch, M.; Vogel, M. (2024): The role of decentralised flexibility options for managing transmission grid congestions in Germany. In: *The Electricity Journal* 37 (1), S. 107363. DOI: 10.1016/j.tej.2023.107363.
- BMWi - Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hg.) (2014): Scholz, Y.; Gils, H. C.; Pregger, T.; Heide, D.; Cebulla, F.; Cao, K.-K.; Hess, D.; Borggrefe, F. Möglichkeiten und Grenzen des Lastausgleichs durch Energiespeicher, verschiebbare Lasten und stromgeführte KWK bei hohem Anteil fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt. Berlin.
- Buhl, H. U.; Pichlmaier, M.; Eble, D.; Förster, R.; Sauer, A.; Kaymakci, C. (2024): Stellungnahme zur Konsultation des Eckpunktepapiers zur Fortentwicklung der Industrienetzentgelte im Elektrizitätsbereich, Kopernikus-Projekt SynErgie, zuletzt geprüft am 26.11.2024.
- FfE - Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft; Guidehouse (Hg.) (2021): Jetter, F.; Veitengruber, F.; Schmid, T.; Guminski, A.; Roon, S. von; Hübner, T. Regionale Lastmanagementpotenziale. München, Berlin. Online verfügbar unter https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2022/01/Regionale_Lastmanagementpotenziale_DE2.pdf, zuletzt geprüft am 31.07.2023.
- Fichtner, T.; Creutzburg, P. (2019): Flexibilitätssteckbrief der Grundstoffchemie, Energiewende in der Industrie. Bericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), zuletzt geprüft am 30.11.2023.
- Fraunhofer ISE - Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme; Öko-Institut; INATECH - Albert-Ludwigs-Universität Freiburg; Hochschule Offenburg (2025): Senkpiel, C.; Kaiser, M.; Berneiser, J.; Kucknat, J.; Reuther, T.; Thomsen, J.; Kost, C.; Heinemann, C.; Koch, M.; Vogel, M.; Haller, M.; Qussous, R.; Wulfert, H. et al. Transformationspfade der Industrie: Energiesysteme, Flexibilität und Akteure. Freiburg. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/publikation/transformationspfade-der-industrie-energiesysteme-flexibilitaet-und-akteure-1/>, zuletzt geprüft am 19.02.2025.
- Gils, H. C. (2015): Balancing of Intermittent Renewable Power Generation by Demand Response and Thermal Energy Storage. Dissertation, Universität Stuttgart. Stuttgart, 2015. Online verfügbar unter <https://elib.uni-stuttgart.de/bitstreams/94a67071-c732-480b-a2ce-1ab5004e6438/download>.
- Godin, H. (2019): Flexibilitätssteckbrief der Papierindustrie, Energiewende in der Industrie Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor. Bericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Stuttgart. Online verfügbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/energiewende-in-der-industrie-ap2b-flexibilitaetssteckbrief-papier.pdf?__blob=publicationFile&v=6, zuletzt geprüft am 28.09.2023.

- Gruber, A.-M. (2017): Zeitlich und regional aufgelöstes industrielles Lastflexibilisierungspotenzial als Beitrag zur Integration Erneuerbarer Energien. Dissertation, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, Technische Universität München. München, 2017. Online verfügbar unter <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/zeitlich-und-regional-aufgeloestes-industrielles-lastflexibilisierungspotenzial-als-beitrag-zur-integration-erneuerbarer-energien/>.
- Heitkoetter, W.; Schyska, B. U.; Schmidt, D.; Medjroubi, W.; Vogt, T.; Agert, C. (2021): Assessment of the regionalised demand response potential in Germany using an open source tool and dataset. In: *Advances in Applied Energy* (1). DOI: 10.1016/j.adapen.2020.100001.
- Hübner, T.; Guminski, A.; Roon, S. von; Rouyrre, E. (2019): Flexibilitätssteckbrief der Zementindustrie, Energiewende in der Industrie. Bericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), zuletzt geprüft am 30.11.2023.
- Kaiser, M.; Senkpiel, C.; Jürgens, P.; Kost, C. (2024): Pathways to a GHG-neutral German industry: Assessing the role of direct and indirect electrification and demand reduction, eceee 2024 Summer Study. 10. -15. Juni 2024. Online verfügbar unter <https://publica.fraunhofer.de/entities/publication/ca620703-75bc-4b4e-abc1-a0698188c1bd>, zuletzt geprüft am 14.05.2025.
- Knöttner, S. (2024): Development of methods and components for future industrial energy supply with flexibility. Dissertation, betreut von René Hofmann, Institut für Energietechnik und Thermodynamik, TU Wien. Wien, July 2024. Online verfügbar unter <https://repositum.tuwien.at/bitstream/20.500.12708/200548/1/Knoettner%20Sophie%20Beatrice%20-%202024%20-%20Development%20of%20methods%20and%20components%20for...pdf>, zuletzt geprüft am 13.05.2025.
- Koch, M.; Bauknecht, D.; Heinemann, C.; Ritter, D.; Vogel, M.; Tröster, E. (2015): Modellgestützte Bewertung von Netzausbau im europäischen Netzverbund und Flexibilitätsoptionen im deutschen Stromsystem im Zeitraum 2020–2050. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft (ZfE)* 39 (1), S. 1–17. DOI: 10.1007/s12398-015-0147-2.
- Koch, M.; Hesse, T.; Kenkmann, T.; Bürger, V.; Haller, M.; Heinemann, C.; Vogel, M.; Bauknecht, D.; Flachsbarth, F.; Winger, C.; Wimmer, D. O.; Rausch, L.; Hermann, H. et al. (2017): Einbindung des Wärme- und Kältesektors in das Strommarktmodell PowerFlex zur Analyse sektorübergreifender Effekte auf Klimaschutzziele und EE-Integration, Wissenschaftlicher Endbericht – aktualisierte Fassung, zuletzt geprüft am 12.07.2018.
- Kopernikus-Projekt ENSURE (Hg.) (2024). Konsultationsverfahren der BNetzA zur Flexibilität industrieller Netznutzer, ENSURE Stellungnahme. Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft (IAEW) – RWTH Aachen University. Online verfügbar unter https://www.kopernikus-projekte.de/lw_resource/datapool/systemfiles/elements/files/65c29f82-9d15-11ef-b44b-a0369fe1b534/live/document/Kopernikus_ENSURE_Stellungnahme_Konsultationsverfahren_BNetzA.pdf, zuletzt geprüft am 15.04.2025.

- Ruhnau, O.; Bucksteeg, M.; Ritter, D.; Schmitz, R.; Böttger, D.; Koch, M.; Pöstges, A.; Wiedmann, M.; Hirth, L. (2022): Why electricity market models yield different results: Carbon pricing in a model-comparison experiment. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* Volume 153. DOI: 10.1016/j.rser.2021.111701.
- Sauer, A.; Abele, E.; Buhl, H. U. (2019): *Energieflexibilität in der deutschen Industrie.*, Ergebnisse aus dem Kopernikus-Projekt - Synchronisierte und energieadaptive Produktionstechnik zur flexiblen Ausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende Energieversorgung (SynErgie). Stuttgart, zuletzt geprüft am 06.12.2021.
- Scheven, A. von (2015): *Flexibilitätsoptionen im industriellen Umfeld an verschiedenen Energiehandelsmarktplätzen im Smart Grid*, Dissertation. Darmstadt. Online verfügbar unter https://tuprints.ulb.tu-darmstadt.de/3913/1/2015-08-17_Dissertation_vonScheven_FINAL.pdf, zuletzt geprüft am 07.05.2025.
- Steurer, M. (2017): *Analyse von Demand Side Integration im Hinblick auf eine effiziente und umweltfreundliche Energieversorgung*. Dissertation, betreut von Hufendiek, Kai; Scheffknecht, Günter, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart. Stuttgart, 2017. Online verfügbar unter <https://elib.uni-stuttgart.de/handle/11682/9198>, zuletzt geprüft am 18.08.2021.
- UBA - Umweltbundesamt (Hg.) (2023): Fleiter, T.; Rehfeldt, M.; Hirzel, S.; Neusel, L.; Aydemir, A.; Schwotzer, C.; Kaiser, F.; Gondorf, C.; Hauch, J.; Hof, J.; Sankowski, L.; Langhorst, M. CO₂-neutrale Prozesswärmeerzeugung, Umbau des industriellen Anlagenparks im Rahmen der Energiewende: Ermittlung des aktuellen SdT und des weiteren Handlungsbedarfs zum Einsatz strombasierter Prozesswärmeanlagen (Texte, 161/2023). Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung; Institut für Industrieofenbau und Wärmetechnik der RWTH Aachen University. Dessau-Roßlau.
- UBA - Umweltbundesamt (Hg.) (2025): Förster, H.; Repenning, J.; Borkowski, K.; Braungardt, S.; Bürger, V.; Cook, V.; Emele, L.; Görz, W. K.; Haller, M.; Hennenberg, K.; Jörß, W.; Kasten, P.; Koch, M. et al. Treibhausgas-Projektionen 2025 für Deutschland (Projektionsbericht 2025). Dessau-Roßlau.