



Universität Stuttgart
IER Institut für Energiewirtschaft
und Rationelle Energieanwendung



Methodik

Modellierung gekoppelter Infrastrukturen in Energiesystemen

Markus Blesl, Peiwen Zhang,
Thomas Schöb, Patrick
Freitag, Felix Kullmann
Dominik Möst, Andreas
Büttner, Lucas De La Fuente
Munita

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

Juni 2025

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03EI1039A-C gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Inhaltsverzeichnis

1. Methodik zur Abbildung von Infrastrukturen in Energiesystemmodellen	1
1.1 Allgemeine Ermittlung der Kostenparameter beim Neu-/Zubau von Infrastrukturen...	1
1.2 Gasnetze	3
1.3 Wasserstoffnetze.....	7
1.4 Stromnetze.....	9
1.5 Wärmenetze.....	12
2 Referenzdatensatz	14
2.1 Erläuterung des Referenzdatensatzes	14
2.2 Netzintegrationskosten für erneuerbaren Energien.....	17
3. Literaturverzeichnis.....	20

Abbildungssverzeichnis

<i>Abbildung 1:</i>	<i>Schematische Darstellung der Ermittlung der spezifischen Investitionen für den Neubau im einstufigen Ansatz</i>	<i>1</i>
<i>Abbildung 2:</i>	<i>Schematische Darstellung des zweistufigen Ansatzes zur Ermittlung der spezifischen Neubaukosten für Netze.....</i>	<i>2</i>
<i>Abbildung 3:</i>	<i>Eingliederung des Gasnetzes in das Referenzenergiesystem</i>	<i>3</i>
<i>Abbildung 4:</i>	<i>Darstellung einer möglichen Transformation der Gasnetzkapazität aus dem Startjahr</i>	<i>5</i>
<i>Abbildung 5:</i>	<i>Struktur der Wasserstoffmodellierung</i>	<i>8</i>
<i>Abbildung 6:</i>	<i>Struktur der Stromnetz-Spannungsebenen und deren Treiberkopplung</i>	<i>9</i>
<i>Abbildung 7:</i>	<i>Struktur des Strominfrastruktur</i>	<i>10</i>
<i>Abbildung 8:</i>	<i>Spezifische Kostenfaktoren für den Stromnetzausbau durch Treiber.....</i>	<i>11</i>
<i>Abbildung 9:</i>	<i>Vereinfachte Darstellung der Abbildung der Fern-/Nahwärme in Energiesystemmodellen .</i>	<i>13</i>
<i>Abbildung 10:</i>	<i>Vergleich ELTRAMOD und ELMOD</i>	<i>17</i>

Tabellenverzeichnis

<i>Tabelle 1:</i>	<i>Treiberset der Stromnetze</i>	<i>10</i>
<i>Tabelle 2:</i>	<i>Referenzdatensatz</i>	<i>16</i>
<i>Tabelle 3:</i>	<i>Ergebnisse der Periode 2023 bis 2030</i>	<i>18</i>

1. Methodik zur Abbildung von Infrastrukturen in Energiesystemmodellen

Im Folgenden wird die Methodik zur Abbildung von Infrastrukturen in Energiesystemmodellen (ESM) und Schnittstellen und Referenzdatensatz (Kapitel 2) dargestellt. Der Kapitel gliedert sich in zwei Abschnitte: 1) Die allgemeine Beschreibung der Ableitung der für die Investitionsentscheidungen notwendigen Kostenparameter aus den Infrastrukturmodellen oder der Literatur sowie 2) anschließend die Infrastruktur-spezifische Abbildungsmethodik für die jeweiligen Netze.

1.1 Allgemeine Ermittlung der Kostenparameter beim Neu-/Zubau von Infrastrukturen

Zur Ermittlung der Kostenparameter für den Aus- bzw. Neubau von sowohl den Gasnetzen als auch den Wasserstoffnetzen, die die ESM in die Lage versetzen sollen, Investitionsentscheidungen in Infrastrukturen zu treffen, wird im Folgenden zwischen einem ein- und mehrstufigem Ansatz unterschieden.

Einstufiger Ansatz

Beim einstufigen Ansatz (siehe Abbildung 1) wird unterstellt, dass sich der Ausbau bzw. Neubau komplett linear verhält. Ausgehend von einer Ursprungskapazität $CAP_{\text{Netz}}(t-n)$ im Zeitpunkt $t-n$ wird eine Erhöhung der Kapazität bis zum Zeitpunkt t vorgenommen. Für diese Erhöhung ist eine Investitionssumme $I_{\text{Netz}}(t)$ erforderlich. Somit sind die spezifischen Kostenparameter für alle Stützjahre, die zwischen t und $t-n$ liegen gleich.

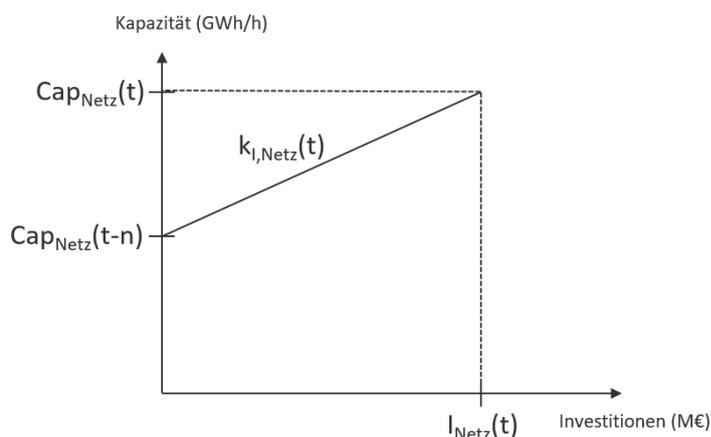


Abbildung 1: Schematische Darstellung der Ermittlung der spezifischen Investitionen für den Neubau im einstufigen Ansatz

Sämtliche in den Formeln enthaltenen Parameter stellen Ausgabe-Werte aus den Infrastrukturmodellen dar. Aus diesen Werten lässt sich dann anhand Gleichung 1 die spezifische Investitionssumme $k_{I,Netz}(t)$ bezogen auf die Kapazitätsdifferenz berechnen:

$$k_{I,Netz}(t) = \frac{I_{\text{Netz}}(t)}{CAP_{\text{Netz}}(t) - Cap_{\text{Netz}}(t-n)} \quad (1)$$

Analog werden dann auch die Fixkosten $k_{F,Netz}(t)$ im Zeitpunkt t anhand Gleichung 2 ermittelt:

$$k_{F,Netz}(t) = \frac{F_{Netz}(t)}{CAP_{Netz}(t)} \quad (2)$$

Die Kapazität $CAP_{Netz}(t-n)$ kann als Ausgangskapazität im Jahre 2020 definiert werden, und könnte im Falle neuer Infrastrukturen, wie Wasserstoff, bei 0, bzw. nahe 0 liegen. Die Zeitpunkte t beziehen sich dabei auf die in dem Modell abgebildeten Stützjahre, Start- und Endpunkt können ansonsten aber frei gewählt werden (z.B. 2020 & 2045).

Die spezifischen fixen und variablen Kosten, Wirkungsgrade (bzw. Verluste und Eigenverbrauch) und Auslastungen der Netze werden für den Bestand $CAP_{Netz}(t-n)$ und die neugebaute Kapazität als identisch angenommen. Die hier aufgezeigte Berechnung gilt so sowohl für Gas- und Wasserstoffnetze.

Mehrstufiger Ansatz

Da sich die Kosten für den Ausbau einer Infrastruktur zeitlich evtl. nicht immer linear verhalten, wird im Folgenden ein mehrstufiger Ansatz beschrieben. Wie Abbildung 2 zeigt, ist dieser Ansatz eine Erweiterung des oben beschriebenen einstufigen Vorgehens, indem keine konstante Steigung k_i unterstellt wird, sondern bei dem mehrere Zeitpunkte t betrachtet werden, zwischen denen unterschiedliche Steigungen (i.e. spezifischen Kosten) gelten.

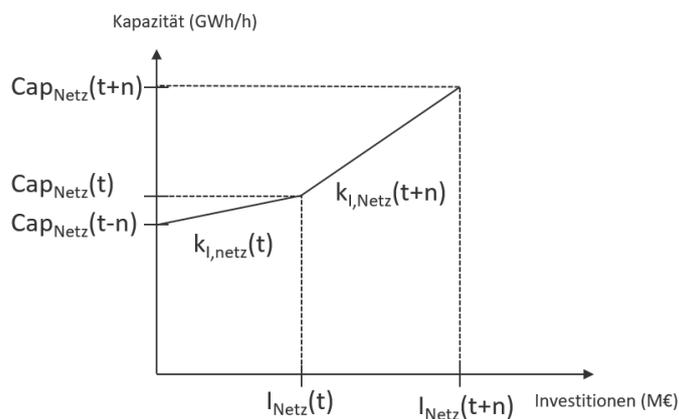


Abbildung 2: Schematische Darstellung des zweistufigen Ansatzes zur Ermittlung der spezifischen Neubaukosten für Netze

Mit diesem Vorgehen sollen unterschiedliche Erweiterungsstufen abgebildet werden, die zu unterschiedlichen Zeitpunkten im Modellhorizont gebaut werden. Dieser Ansatz kann problemlos auf mehr als zwei Stufen erweitert werden. Allerdings steigt bei diesem Ansatz naturgemäß der Bedarf an Daten, da Kapazitäten und Investitionen für zusätzliche Zeitpunkte benötigt werden.

Die Berechnung der Kostenparameter (spezifische Investitionen $k_i(t)$ und fixe Kosten $k_F(t)$) erfolgt dann, in Analogie zum einstufigen Ansatz, anhand der Gleichung 3 und Gleichung 4:

$$k_I(t) = \frac{I(t)}{Cap(t) - Cap(t-1)} \quad (3)$$

$$k_F(t) = \frac{F(t)}{Cap(t)} \quad (4)$$

1.2 Gasnetze

Die Struktur des modellierten Gasnetzes sowie seine Einordnung in das Referenzenergiesystem (RES) sind in Abbildung 3 dargestellt.

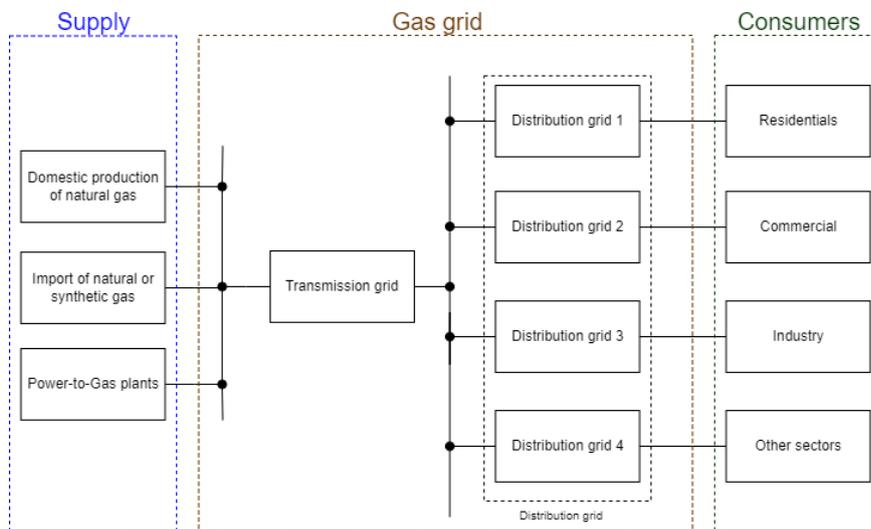


Abbildung 3: Eingliederung des Gasnetzes in das Referenzenergiesystem

Das Netz ist in zwei Ebenen aufgeteilt: Das überregionale Transportnetz und einzelne, nach Sektoren aufgeteilte Verteilnetze. Diese sektoralen Netze dienen zwei Zwecken, einerseits ermöglicht dies die Abbildung sektoraler Unterschiede bei den Kosten, Netze für Industrie bspw. sind so spezifisch gesehen günstiger als die der Gebäudeversorgung. Andererseits wird so ein „Pooling-Effekt“ unterbunden, Kapazitäten, die bspw. für die Gebäude-Versorgung aufgebaut wurden, können so nicht für die Industrie eingesetzt werden, sondern es müsste zusätzliche Netzkapazitäten ausgebaut werden. Der Rückgang der „nutzbaren“ Leitungskapazität der Gebäude aufgrund energetischer Sanierung kann so berücksichtigt werden.

Generelles Vorgehen

Notwendig für die Verknüpfung der Infrastrukturen mit Investitionen und fixen Kosten ist die modellendogene Berechnung der für den Transport notwendigen Kapazitäten. Die große Herausforderung bei der Modellierung von Infrastrukturen in Energiesystemmodellen besteht in der Bestimmung der notwendigen Kapazitäten in einem Punktmodell, das ohne geografische Differenzierung arbeitet. Die berechnete notwendige Kapazität orientiert sich daher an der maximalen Gasnachfrage in der betrachteten Netzebene. Die Definition von Kapazität in diesem Zusammenhang lautet wie folgt:

Es handelt sich um die maximale Gasmenge, die aus dem betrachteten Netz (z.B. Transportnetz) an Verbraucher (und ggf. nachgelagerte Verteilnetze) in einer Stunde abgegeben kann. (Einheit: GWh/h)

Dazu wird zur Berechnung der Gasnetzkapazität $CAP_{\text{Gas}}(t)$ der Gleichung 5, vereinfachte Ansatz in dem Modell implementiert:

$$CAP_{Gas}(t) = \max\left(\frac{\dot{Q}_{Gas}(t)}{AF_{Netz} \cdot CAP2ACT}\right) = \max\left(\frac{Q_{Gas}(t, TS)}{Share(TS) \cdot AF_{Netz} \cdot CAP2ACT}\right) \quad (5)$$

mit:

$CAP_{Gas}(t)$ = Notwendige Kapazität der betrachteten Gasnetzebene im Stützjahr t

$\dot{Q}_{Gas}(t)$ = Gas-Spitzenlast in dem betrachteten Jahr und Netz

$Q_{Gas}(t, TS)$ = Gas-Verbrauch im betrachteten Zeitsegment und Netz

$Share(TS)$ = Anteil des Zeitsegments am Jahr

AF_{Netz} = Verfügbarkeitsfaktor des betrachteten Gasnetzes

$CAP2ACT$ = Umwandlungskonstante von Kapazität zu Aktivität

Das Zeitsegment TS mit der höchsten Leistung ist setzend für die notwendige Kapazität und die Berechnung erfolgt für jedes Stützjahr t. Die Berechnung wird für jede Netzebene separat durchgeführt. Die obige Gleichung gilt dementsprechend sowohl für das Transportnetz als auch für die sektoralen Verteilnetze nach Gleichung 7. Die Formel ist für Wasserstoffnetze ähnlich, aber berücksichtigt zusätzlich die Möglichkeit dezentraler Erzeugung, siehe Kapitel 0.

Zusätzlich gilt für das Transportnetz die Gleichung 6, die die Kapazität $CAP_{Gas,Trans}(t)$ an die installierte elektrische Leistung von Spitzenlastturbinen koppelt:

$$CAP_{Gas,Trans}(t) \geq \frac{Cap_{GT}(t)}{\eta_{el}} \geq \frac{Cap_{GT}(t)}{0,4} \quad (6)$$

mit:

$CAP_{Gas,Trans}(t)$ = Notwendige Kapazität des Transportnetzes im betrachteten Jahr

$Cap_{GT}(t)$ = Installierte Leistung der Spitzenlastturbinen

$\eta_{GT,el}$ = Elektrischer Wirkungsgrad der Gasturbinen

Die soll sicherstellen, dass die Kapazität des Transportnetzes ausreichend dimensioniert ist, um im Spitzenlastfall sämtliche Turbinen mit ausreichend Gas versorgen zu können. Meist erfolgt aber kein umfangreicher Einsatz dieser Turbinen und damit auch kein Energieträgerfluss. Daher muss die reine Kopplung an den Verbrauch aus Kapitel 1.1 erweitert werden um diese Zusatzrestriktion zu berücksichtigen. So ist sichergestellt, dass die Netzkapazität auch für eine theoretische Spitzenlast durch die Gasturbinen ausreichend dimensioniert ist.

Wenn die so berechnete notwendige Gasnetzkapazität sich nun von der vorhandenen Kapazität unterscheidet, gibt es für das Modell folgende Optionen, und die wirtschaftlichste Option wird verwendet:

1. Wenn die vorhandene Kapazität kleiner als die notwendige Kapazität ist, das heißt, nicht ausreichend ist, um die Nachfrage in einem (oder mehreren) Zeitsegmenten bereitzustellen, muss in Infrastruktur investiert werden um das Netz auszubauen.
2. Wenn die vorhandene Kapazität größer ist als die notwendige Kapazität ist, hat das Modell drei Optionen (auch in Kombination möglich):
 - a. Unterauslastung der Kapazität, also keine Investition in eine Änderung der Kapazität
 - b. Rückbau der Kapazität gegen eine Investitionssumme, um die Unterhaltskosten der unterausgelasteten Kapazität zu reduzieren
 - c. Umwidmung (von Teilen) der Gasnetzkapazität in reine Wasserstoffnetze

Rückbau und Umwidmung

Um dem Modell nun die Möglichkeit zur Investitionsentscheidung in entweder Umbau oder Rückbau zu geben, werden diese Optionen mit der im Folgenden beschriebenen Methodik implementiert. Das Vorgehen ist schematisch in Abbildung 4 dargestellt.

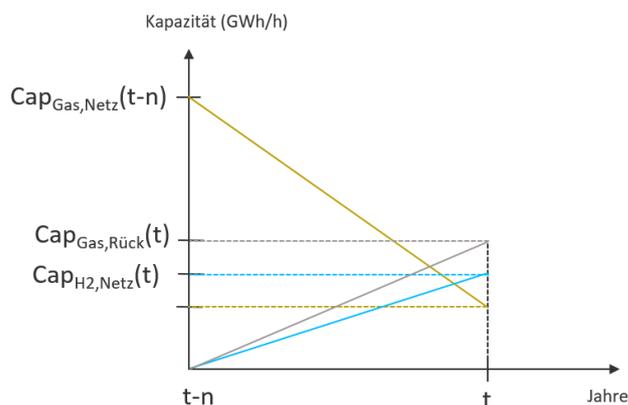


Abbildung 4: Darstellung einer möglichen Transformation der Gasnetzkapazität aus dem Startjahr

Die Kapazitäten der einzelnen Gasnetze im Startjahr $Cap_{Gas}(2020)$, werden entweder anhand von Literaturwerten vorgegeben oder für das Transportnetz aus dem Infrastrukturmodell (z.B. GAMMAMOD, vgl. Referenzdatensatz) abgeleitet.

Dieser Bestand verursacht fixe und variable Kosten für das System und das Modell kann sich entscheiden, die fixen Kosten zu reduzieren, in dem es die Kapazitäten der Netze entweder zurückbaut oder in reine Wasserstoffnetze umwandelt.

Dafür kommt eine spezifische Funktion zum Einsatz, das „Early Retirement“ [1]. Mit dieser linearen Funktion ist es dem Modell möglich Technologien, die noch nicht am Ende ihrer Lebensdauer angelangt sind, frühzeitig außer Betrieb zu nehmen. In Kombination mit der „Retrofit“ Option [1], die das Nachrüsten eines Prozesses ermöglicht, können so auch bestehende Gasnetze in reine Wasserstoffnetze umgewandelt werden. Hierbei werden die Kosten wie in Kapitel 0 beschrieben, berücksichtigt.

Damit steht die Kapazität endgültig nicht mehr zum Gastransport zur Verfügung, kann aber für Wasserstoff eingesetzt werden. Die dafür verfügbare Kapazität wird aber reduziert (i.e. notwendige Kapazität erhöht), da für Wasserstoffnetze nach Kapitel 0 eine niedrigere Verfügbarkeit AF_{Netz} gilt.

Für die die tatsächlich zur Verfügung stehende Gasnetzkapazität $CAP_{\text{Gas}}(t)$ gilt die Gleichung 7:

$$CAP_{\text{Gas}}(t) = CAP_{\text{Gas}}(2020) + \sum_{p=2020}^t CAP_{\text{Gas},\text{neu}}(p) - \sum_{p=2020}^t CAP_{\text{Gas},\text{Rück}}(p) - \sum_{p=2020}^t CAP_{\text{H}_2,\text{Umwid}}(p) - \sum_{p=2020}^t CAP_{\text{Gas},\text{EOL}}(p) \quad (7)$$

mit:

$CAP_{\text{Gas}}(t)$ = Zur Verfügung stehende Kapazität des betrachteten Gasnetzes im Zeitpunkt t

$CAP_{\text{Gas}}(2020)$ = Verfügbare Gasnetzkapazität im Jahr 2020

$CAP_{\text{Gas},\text{neu}}$ = Neubau an Gasnetzkapazitäten

$CAP_{\text{Gas},\text{Rück}}$ = Rückgebaute Kapazität des Gasnetzes

$CAP_{\text{H}_2,\text{Umwid}}$ = In reine Wasserstoffnetze umgewandelte Kapazität des Gasnetzes

$CAP_{\text{Gas},\text{EOL}}$ = Gasnetzkapazitäten, die den Betriebsdauer erreicht (End-of-Life)

t = Betrachtetes Stützjahr

Es erfolgt eine periodenweise Berechnung der tatsächlichen Gasnetzkapazität. In jedem Stützjahr muss sichergestellt werden, dass die Gasnetzkapazität gleich oder größer als null sein muss. Diese Beschränkung wird durch die Gleichung 8 beschrieben:

$$CAP_{\text{Gas}}(2020) + \sum_{p=2020}^t CAP_{\text{Gas},\text{neu}}(p) \geq \sum_{p=2020}^t CAP_{\text{Gas},\text{Rück}}(p) + \sum_{p=2020}^t CAP_{\text{H}_2,\text{Umwid}}(p) + \sum_{p=2020}^t CAP_{\text{Gas},\text{EOL}}(p) \quad (8)$$

Ermittlung der Kostenparameter bei Rückbau bzw. Umwidmung von Gasnetzen

Wie in dem obigen Kapitel geschrieben wird, ermöglicht das „Early Retirement“ den frühzeitigen Rückbau der Gasnetzkapazität und es ist wie in der Gleichung 9 modelliert:

$$F_{\text{Gas},\text{bestehend}}(t) = \left[CAP_{\text{Gas}}(2020) + \sum_{p=2020}^t CAP_{\text{Gas},\text{neu}}(p) - \sum_{p=2020}^t CAP_{\text{Gas},\text{Rück}}(p) - \sum_{p=2020}^t CAP_{\text{H}_2,\text{Umwid}}(p) - \sum_{p=2020}^t CAP_{\text{Gas},\text{EOL}}(p) \right] \times k_{F,\text{Gas}} \quad (9)$$

mit:

$F_{Gas,bestehend}(t)$ = Absolute fixe Kosten im Stützjahr t für den bestehenden Gasnetz

$k_{F,Gas}$ = Fixe Kosten Koeffizient für den bestehenden Gasnetz

Um den Rückbau konkret zu beschreiben, muss das „Early Retirement“ mit der „Retrofit“ kombiniert werden. Die Rückbaukosten $F_{Rück}(t)$ und die Umwidmungskosten $F_{Umwid}(t)$ zum Zeitpunkt t werden in Gleichung 10 und 11 dargestellt:

$$F_{Rück}(t) = \sum_{p=2020}^t CAP_{Gas,Rück}(p) \cdot k_{Rück} \quad (10)$$

$$F_{Umwid}(t) = \sum_{p=2020}^t CAP_{H2,Umwid}(p) \cdot k_{Umwid} \quad (11)$$

mit:

$F_{Rück}(t)$ = Absolute Rückbaukosten

$k_{Rück}$ = Rückbau Kosten Koeffizient

$F_{Umwid}(t)$ = Absolute Umwidmungskosten

k_{Umwid} = Umwidmungskosten Koeffizient

Darüber hinaus berechnet man die gesamten Kosten für den Rückbau $F_{ges,Gas}(t)$ wie folgt:

$$F_{ges, Gas}(t) = F_{Gas,bestehend}(t) + F_{Rück}(t) + F_{Umwid}(t) \quad (12)$$

mit:

$F_{ges, Gas}(t)$ = gesamte Fixkosten für den Gasnetz

1.3 Wasserstoffnetze

Der Hauptunterschied zur Modellierung der Gasnetze ist die Möglichkeit zur dezentralen Produktion des Wasserstoffs durch z.B. Elektrolyseur, Biomassevergasung und Dampfreformierung. Dies ist insbesondere in der Industrie eine relevante Option, namentlich zu nennen wären hier die Methanol-Produktion oder die Branche der Aromate und Olefine. Des Weiteren ist ein Rückbau der H2-Netze nicht vorgesehen, dafür ist neben dem Neubau von Wasserstoffnetzen die Umwidmung von Gasnetzen möglich. Das bedeutet, dass die umgewidmeten Gasnetze nach der Modifikation aus Sicherheitsgründen weiter als Wasserstoffnetze verwendet werden können. Die Struktur der Wasserstoffnetzmodellierung ist in Abbildung 5 dargestellt. Zusätzlich zur der o.g. Produktionsmöglichkeiten von Wasserstoff sind auch der Wasserstoffhandel zwischen EU und Non-EU modelliert.

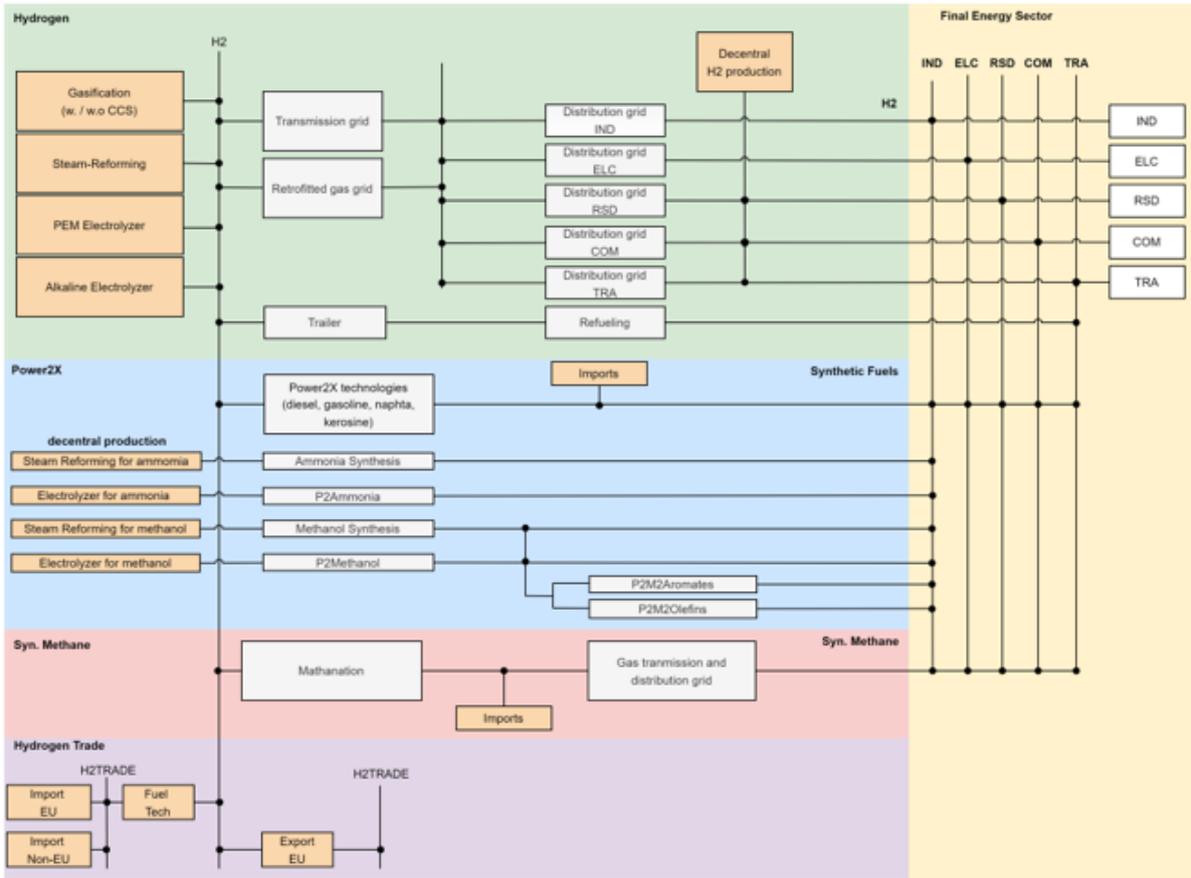


Abbildung 5: Struktur der Wasserstoffmodellierung

Zusätzlich zur leitungsbasierten Bereitstellung ist auch der Transport über LKW möglich, als Ersatz sowohl für Transportnetze (Langstrecken-Transport) oder Verteilnetze (Kurzstrecke).

Die notwendige Kapazitätsgleichung 13 wird für Wasserstoffnetzkapazität $CAP_{H_2,Netz}(t)$ aufgrund der möglichen dezentralen Produktion erweitert:

$$CAP_{H_2,Netz}(t) = \max \left(\frac{\dot{Q}_{H_2,Netz}(t) - \dot{Q}_{H_2,Netz,dez}(t)}{AF_{Netz} \cdot CAP2ACT} \right) = \max \left(\frac{Q_{H_2,Netz}(t,TS) - Q_{H_2,Netz,dez}(t,TS)}{Share(TS) \cdot AF_{Netz} \cdot CAP2ACT} \right) \quad (13)$$

mit:

$CAP_{H_2,Netz}(t)$ = Notwendige Kapazität der betrachteten Wasserstoffnetzebene

$\dot{Q}_{H_2,Netz}(t)$ = H₂-Spitzenlast in dem betrachteten Jahr und Netz

$\dot{Q}_{H_2,Netz,dez}(t)$ = H₂-Spitzenlast in dem betrachteten Jahr und Netz, die aus dezentraler Produktion kommt

$Q_{H_2,Netz}(t,TS)$ = H₂-Verbrauch im betrachteten Zeitsegment und Netz

$Q_{H_2,Netz,dez}(t,TS)$ = H₂-Verbrauch im betrachteten Zeitsegment und Netz aus dezentraler Produktion

$Share(TS)$ = Anteil des Zeitsegments am Jahr

AF_{Netz} = Verfügbarkeitsfaktor des betrachteten Netzes

$CAP2ACT$ = Umwandlungskonstante von Kapazität zu Aktivität

Zusätzlich gilt für das Transportnetz die Gleichung 14, die die Kapazität $CAP_{H_2,Netz}(t)$ an die installierte elektrische Leistung von Spitzenlastturbinen koppelt:

$$CAP_{H_2,Trans}(t) \geq \frac{Cap_{HT}(t)}{\eta_{HT,el}} \geq \frac{Cap_{HT}(t)}{0,4} \quad (14)$$

mit:

$CAP_{H_2,Trans}(t)$ = Notwendige Kapazität des Transportnetzes im betrachteten Jahr

$Cap_{HT}(t)$ = Installierte Leistung der Spitzenlastturbinen

$\eta_{HT,el}$ = Elektrischer Wirkungsgrad der Wasserstoffturbinen

Der Neubau von H₂-Netzen an die Umwidmung wird fix gekoppelt (Verhältnis 1:9 aus der Literatur[2]). Der lineare Kostenoptimierer würde ansonsten zu 100% auf umgewidmete Gasnetze setzen, da diese Option günstiger ist.

1.4 Stromnetze

Für Stromnetze gilt eine etwas andere Abbildungsmethodik als für Gas und Wasserstoff, die im Folgenden beschrieben wird.

Generelles Vorgehen

Die Modellierung basiert auf der monetären Kopplung der einzelnen Netzebenen an vorher definierte Sets von Treibern. Erfolgt der Ausbau dieser Technologien, werden zusätzliche Investitionen für den Netzausbau fällig. Die Struktur der Spannungsebenen sowie der Strominfrastruktur ist in Abbildung 6 und Abbildung 7 schematisch dargestellt.

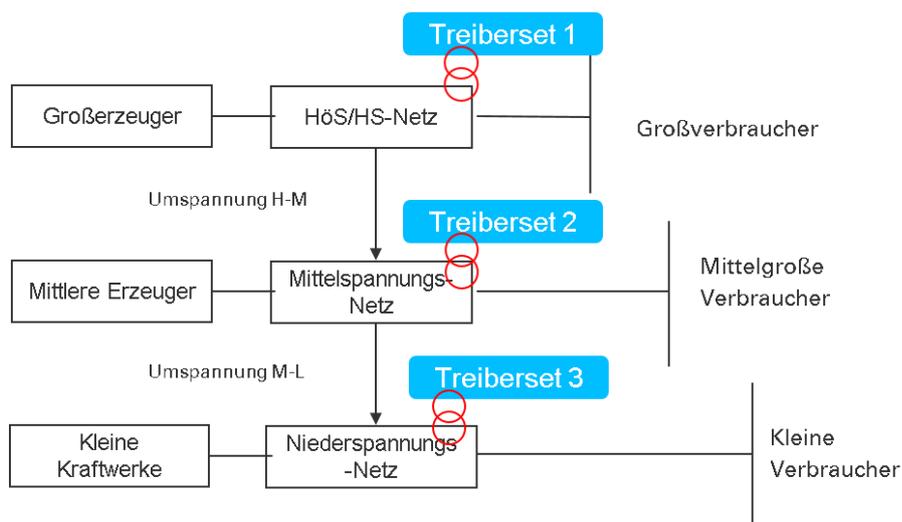


Abbildung 6: Struktur der Stromnetz-Spannungsebenen und deren Treiberkopplung

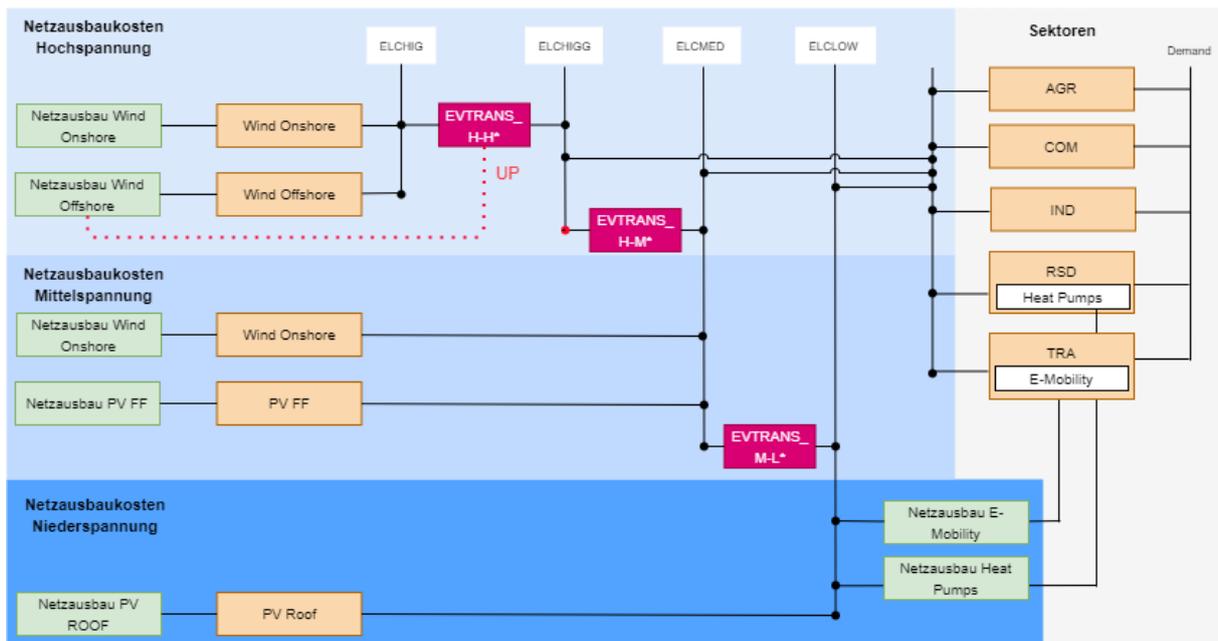


Abbildung 7: Struktur des Strominfrastruktur

Stromerzeugungstechnologien sind nach Größe differenziert und entsprechend an die einzelnen Spannungsebenen angeschlossen. Offshore-Windparks hängen dementsprechend bspw. am HS/HöS-Netz, kleine Dach-PV-Anlagen erzeugen Niederspannungsstrom. Jeder Spannungsebene werden auf Basis einer Literaturrecherche sogenannte Treiber zugeordnet, bei deren Ausbau Kosten in der entsprechenden Netzebene anfallen. Die Treiber sind:

Übertragungsnetz & Hochspannung	Mittelspannung	Niederspannung
Wind Onshore	Wind Onshore	Photovoltaik
Wind Offshore	Photovoltaik	E-Mobilität
Elektrolyseure	Elektrolyseure	Elektrische Heizungen (z.B. Wärmepumpen)

Tabelle 1: Treiberset der Stromnetze

Wird die installierte Leistung von einer dieser Technologien durch das Modell erhöht, fallen auch entsprechende Investitionen in die zugeordneten Netzebenen an, welcher als Netzintegrationskosten beschrieben werden könnte. Netzintegrationskosten beziehen sich auf die zusätzlichen Kosten, die entstehen, wenn erneuerbare Energien in das bestehende Stromnetz integriert werden[3]. Die funktioniert auch als eine Maßnahme zur Erhöhung der Flexibilität des Netzes, wie zum Beispiel Energiespeicher oder Lastmanagement, um Angebot und Nachfrage in Einklang zu bringen. Wie oben schon geschrieben werden diese Kosten in ähnlicher Weise die Treiber zugeordnet, d.h., dass die Netzintegrationskosten jeweils mit Übertragungsnetz, Hochspannungsnetz, Mittelspannungsnetz und Niederspannungsnetz verbunden sind. In dem Referenzdatensatz im Kapitel 2 sind die genauen Werte zu finden.

Ermittlung der Kostenfaktoren

Um die beschriebene monetäre Kopplung durchzuführen, müssen für jeden einzelnen Treiber Kosten ermittelt werden, die als Investitionen in die Stromnetze anfallen. Als Beispiel zur Ermittlung der Kostenfaktoren sei im Folgenden eine Netzebene mit zwei zugeteilten Treibern beschrieben (vgl. Abbildung 8), wie es beispielsweise bei Höchst- und Hochspannungsnetz der Fall ist.

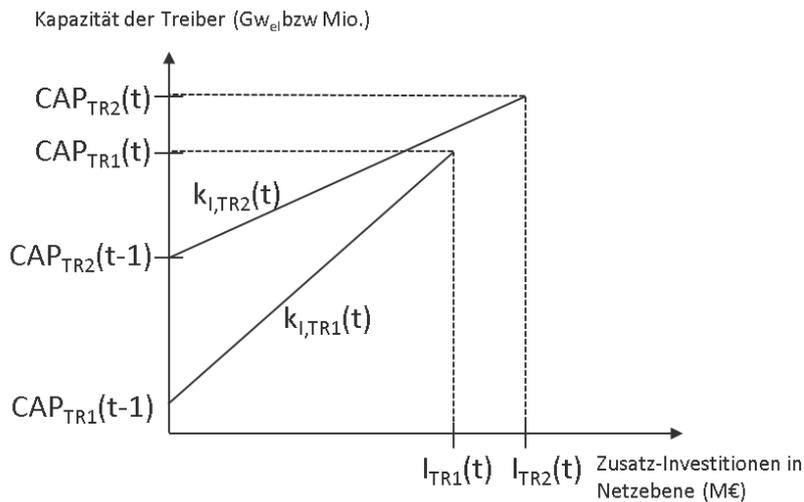


Abbildung 8: Spezifische Kostenfaktoren für den Stromnetzausbau durch Treiber

Die spezifischen Kostenfaktoren $k_{I,TRx}(t)$, die für jeden Treiber unterschiedlich sind, berechnen sich wie folgt in der Gleichung 15:

$$k_{I,TRx}(t) = \frac{I_{TRx}(t)}{Cap_{TRx}(t) - Cap_{TRx}(t-n)} \quad (15)$$

Jeder Treiber verursacht dabei unterschiedliche Netzausbaukosten, die zusammengenommen die gesamten Investitionen in eine Netzebene $I_{NE}(t)$ darstellen wie in der Gleichung 16:

$$I_{NE}(t) = (Cap_{TR1}(t) - Cap_{TR1}(t-n)) \cdot k_{I,TR1}(t) + (Cap_{TR2}(t) - Cap_{TR2}(t-n)) \cdot k_{I,TR2}(t) \quad (16)$$

mit:

$k_{I,TRx}(t)$ = spezifischen Kostenfaktoren

$I_{TRx}(t)$ = Zusatz-Investitionen in Netzebene

$Cap_{TRx}(t)$ = Kapazität der Treiber

$I_{NE}(t)$ = Gesamte Zusatz-Investitionen in Netzebene

Die spezifischen Fixkosten k_F für den Bestand an Stromnetzen sind ein statistischer Wert, für den zusätzlichen Neubau werden sie mit 7% der Investitionssumme veranschlagt[4].

1.5 Wärmenetze

Innerhalb von Energiesystemmodellen wird aggregiert das Energiesystem eines Landes bzw. einer oder mehrerer Regionen modelliert, um entsprechend unter Berücksichtigung umwelt- und energiepolitischer Randbedingungen kostenoptimale Versorgungsstrukturen zu ermitteln. Damit kann anschaulich der Beitrag einer Technologie (z. B. der KWK) zum Klimaschutz mit alternativen Minderungsoptionen für die unterschiedlichen Emittenten verdeutlicht werden.

Bisher wird die Nah- und Fernwärmeversorgung in Energiesystemmodellen aggregiert abgebildet. Es handelt sich hierbei um sogenannte Punktmodelle. Innerhalb der Energiesystemmodelle sind unterschiedliche Versorgungsaufgaben mit der möglichen Kombinationsvielfalt der bereits eingesetzten und zukünftig Techniken abgebildet. Für die Bestimmung der Versorgungsaufgaben wurden Erzeugungs-, Bestands- und Verbrauchsstatistiken ausgewertet um alle im Energiesystem Deutschland eingesetzten Techniken zu berücksichtigen.

Die abgebildete zentrale Wärmeerzeugung setzt sich aus einer Vielzahl unterschiedlicher Erzeugungstechnologien auf Basis fossiler und erneuerbarer Energieträger zusammen. Hierbei handelt es sich um Repräsentanten für alle in Deutschland bestehenden Anlagen und für mögliche zukünftige Anlagen (z. B. Erdgas GuD-Anlagen oder Biomasse-Heizwerke). Innerhalb der Erzeugungstechnologien wird nach Leistungsklassen unterschieden.

In Abbildung 9 ist eine vereinfachte Darstellung der Modellierung der Nah- und Fernwärmeverteilung in Energiesystemmodellen für die Versorgung der Haushalte mit Niedertemperaturwärme enthalten. Die Nahwärme- und Fernwärmeverteilung ist entsprechend der unterschiedlichen funktionellen Teilaufgaben (Transport, Hauptverteilung, Mittel- und Feinverteilung) als aufeinander folgende parallele Ketten von Prozessen abgebildet. Aufgrund der Parallelität können unterschiedliche alternative Verteilungsklassen abgebildet werden. Diese unterscheiden sich in ihren Kosten und Nachfrage- und Energieverbrauchspotentialen. Dadurch wird grob z. B. zwischen unterschiedlichen Erschließungskosten für Blockbebauung und Neubaugebieten oder Versorgungsstrukturen in Städten innerhalb von Kernregionen oder in ländliche Region differenziert. Innerhalb des Modells sind die existierenden Netze als Bestände abgebildet, die bei entsprechender Nachfrage im Modell erweitert werden.

Typischerweise wird eine Aufteilung der Netzkapazitäten der Fernwärmeversorgung auf Verteilungsklassen durchgeführt. Die gesamte Wärmeverbrauchsentwicklung aller regional unterschiedlicher Fernwärmeklassen basiert auf einer Hochrechnung der aller Gebäudetypen (vgl. Gebäudetypenmatrix) des Gebäudebestandes unter Berücksichtigung des Sanierungszustandes der Gebäude aus dem digitalen Wärmeetlas. Die Einteilung der Verteilungsklassen wurde in Abhängigkeit der Verteilungskosten vorgenommen. Hierfür wurde beispielsweise die Verteilungsklasse I aus den Gebieten des Siedlungstyps ST 9 bis ST 11b, die der Verteilungsklasse II aus den Gebieten ST 5 bis ST 8 und die der Verteilungsklasse III aus ST 3 zusammengesetzt. Innerhalb der einzelnen Klassen ist zwischen dem Bestand und dem Ausbaupotential zu unterscheiden.

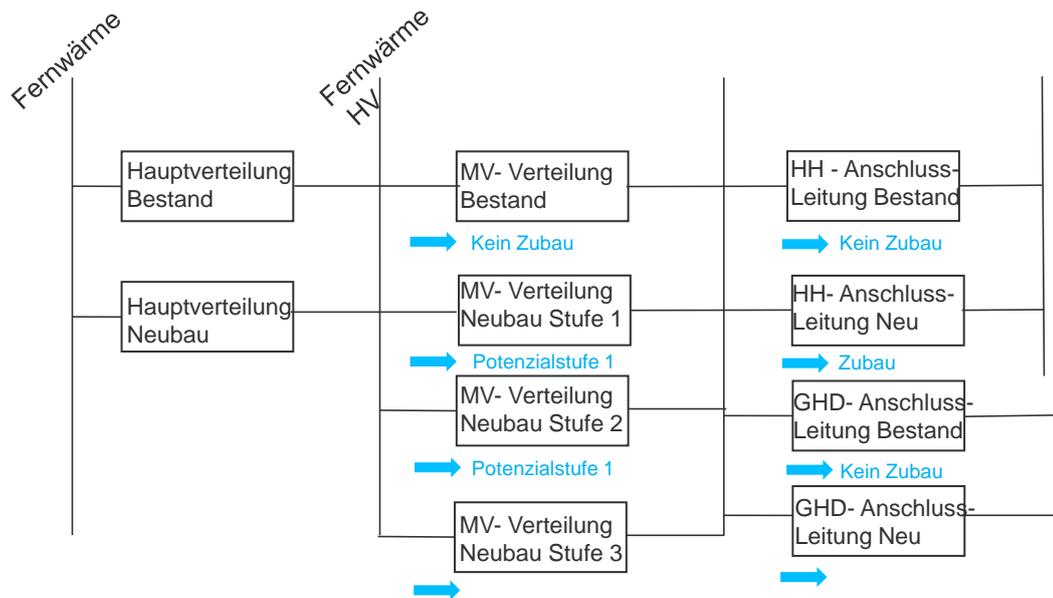


Abbildung 9: Vereinfachte Darstellung der Abbildung der Fern-/Nahwärme in Energiesystemmodellen

Durch die reine Typisierung nach Versorgungsaufgaben werden regionale Unterschiede nicht erfasst. Dadurch können im Extremfall alle im Modell abgebildete bestehenden Heizkraftwerke in alle modellierten Verteilungsnetze einspeisen. Diese wiederum können alle Verbraucher (beispielsweise alle Gebäudetypen) mit Fernwärme versorgen. Um diese Extremfälle zu vermeiden, sind im Vorfeld mit Simulationsmodellen maximale und minimale Kapazitäts-, Flussrestriktionen und Marktanteile bestimmt worden. Aufgrund der dann verwendeten Durchschnittswerte ergeben sich plausible Ergebnisse, deren regionalen Bezug realen Versorgungsgebieten zugeordnet werden kann. Aufgrund der Modelleinschränkung (über Restriktionen) wurde jedoch der Lösungsraum eingeschränkt. Wie bei einem Simulationsansatz kann hierbei nur sicher von einem lokalen Optimum ausgegangen werden. Im Gegensatz zum reinen Simulationsansatz ist die Anzahl der Untersuchungsvarianten jedoch erheblich größer.

2 Referenzdatensatz

Aus den Ausführungen in Kapitel 1 lässt sich ableiten, dass die Integration von Investitionen sowie die Berücksichtigung von infrastrukturellen Ausbaurandbedingungen in Energiesystemmodellen stark vom jeweils zugrunde liegenden Szenario abhängig sind. Es zeigt sich, dass unterschiedliche Annahmen zu technologischen Entwicklungen, politischen Rahmenbedingungen, Kostenentwicklungen oder sektoralen Nachfrageprofilen zu variierenden Transformationspfaden führen. Diese Pfade betreffen insbesondere die Art, das Ausmaß und den Zeitpunkt des Einsatzes von Wasserstoff in den verschiedenen Nachfragesektoren. Infolgedessen ergeben sich jeweils differenzierte Anforderungen an den Hochlauf des Wasserstoffmarktes sowie an die entsprechende Infrastruktur. Für die Energiesystemmodelle u.a. die Modelle ETHOS.NESTOR und TIMES PanEU wurden im Zuge der Modellkopplung die folgenden Parameter für die Infrastrukturmodellierung von Gasnetz, Wasserstoffnetz, Stromnetz und Wärmenetz berechnet, die als Referenzdatensatz für die Berücksichtigung von Infrastrukturen in Energiesystemmodellen verwendet werden können.

2.1 Erläuterung des Referenzdatensatzes

Der Referenzdatensatz ist in Tabelle 2 zusammengefasst. Für die Modellierung der Gasnetz existiert der Parameter $CAP_{Trans,Gas}(t)$, welcher eine Obergrenze für den Transport von Erdgas pro Stunde vorgibt. Des Weiteren steht $AF_{Gas,Netz}$ für die Auslastung des Gasnetzes. Darüber hinaus existieren die $k_{I,Gas,Trans}(t)$, $k_{F,Gas,Trans}(t)$, $k_{R,Gas,Trans}(t)$ und der $F_{Gas,Trans}(t=2020)$, welche unterschiedliche Investitionskosten, Betriebs- und Wartungskosten (O&M), Rückbaukosten sowie Unterhaltskosten darstellen. $\mu_{Gas,Trans}$ beschreibt den Wirkungsgrad des Gasnetzes, der durch Druckhaltung oder Leckagen beeinflusst wird.

Für das Wasserstoffnetz gibt der Parameter $AF_{H2,Netze}$ die Auslastung der Wasserstoffnetze in % an. Er wird aus der Auslastung der Erdgasnetze berechnet abzüglich 20 %, um die Dichteunterschiede zwischen Wasserstoff und Erdgas zu berücksichtigen. In ähnlicher Weise werden die spezifischen Investitionskosten $k_{I,H2}(t)$ für den Ausbau von Leitungskapazitäten für Wasserstoff aus den Investitionskosten für Erdgasnetze berechnet, wobei hier ein 20 % Aufschlag aufgrund der unterschiedlichen chemischen und physikalischen Eigenschaften anfällt. Die spezifischen Unterhaltskosten für Wasserstoffnetze $k_{F,H2}(t)$ beziehen sich auf die Kapazität der Wasserstoffnetze, während sich die spezifischen Investitionskosten für die Umwidmung von Erdgasnetzen zu Wasserstoffnetzen $k_{U,H2}(t)$ auf die neu geschaffene Übertragungskapazität für Wasserstoff beziehen. In Bezug auf das Stromnetz sind die Kosten für Investitionen und Betrieb sowie die Kosten für die Netzintegration zu berücksichtigen. Detaillierte Erläuterungen dazu finden sich in Kapitel 0. Die relevanten Parameter für das Wärmenetz werden gemäß Kapitel 3.3 hergeleitet.

Diese Werte dienen dabei als Orientierung für die generelle Modellierung von Infrastrukturen in Einknoten-Energiesystemmodellen und können als Referenzdatensatz bei weiteren Transformationsberechnungen für Deutschland eingesetzt werden. Die Daten für das Gasnetz sind aus [5], [6], [7], [8], für das Wasserstoffnetz sind aus [9], für das Stromnetz sind aus [8], [10].

Für die Wärmenetzmodellierung ist für die Abbildung des Fernwärmenetzes der Mittelverteilung des Bestandes einerseits die bisherige Menge des Fernwärmeabsatzes als auch dessen, abnehmenden

Entwicklung aufgrund der energetischen Sanierung vorzugeben. Infolge dessen wurde für den Bestand eine obere Mengengrenzung von 227 PJ für das Jahr 2020 vorgegeben, die bis zum Jahr 2035 auf 181,9 PJ abnimmt. D.h. ein Ausbau der Fernwärme kann nur erfolgen, wenn ein entsprechendes Potential der Mittelverteilung des Wärmenetzes vorhanden ist. Das Potential der Mittelverteilung des Wärmenetzes im Referenzdatensatz ist für den Fall vorgegeben, dass keine Verdrängung der Gasnetze erfolgt.

Das Potential der Mittelverteilung steigt von 169,1 PJ im Jahr 2025 auf rund 330 PJ im Jahr 2035 an. Der Anstieg berücksichtigt, dass der Ausbau des Wärmenetzes 10 Jahre oder mehr benötigt. Da das Potenzial nicht zu gleichen Kosten erschlossen werden kann aufgrund der unterschiedlichen Bebauungsdichte der Gemeinden d.h. die unterschiedlichen wirtschaftlichen Siedlungstypen wird hier eine Aufteilung vorgenommen in 3 Stufen (Stufe 1 bis Stufe 3). Deren Anteil wird konstant über den Zeitraum angesetzt. Die Stufe 1 hat einen Anteil am Potential von 55%, die Stufe 2 von 30 % und die Stufe 3 von 15 %. Die mit dem Ausbau der Stufen verbunden spezifischen Investitionen werden ebenfalls als konstant angenommen, da im Leitungsbau unterstellt wird das keine großes Kostensenkung möglich. Die spezifischen Investitionen für die Stufe 1 des Baus der Mittelverteilung des Wärmenetzes wird mit 110 T€/MW, die der Stufe 2 140 T€/MW und die der Stufe 3 190 T€/MW abgeschätzt.

Infrastruktur	Parameter	Definition	Einheit	2020	2025	2030	2035	2040	2045
	Kapazität CAP _{Trans, Gas} (t)	Maximale Gasmenge, die aus dem Netz (hier: Transportnetz) an Verbraucher und nachgelagerte Verteilernetzebene in einer Stunde abgegeben kann	GW/h/h			455,3			
	AF _{Gas, Netze} (t)	Max. Verfügbarkeit/Auslastung der Netze, unterteilt nach Sektoren. Momentan berechnet aus den Volllaststunden typischer Nutzer	%			Haushalte: 2420h/8760h = 28% Industrie: 4000h/8760h = 46%			
Gasnetz	k _{Gas, Trans} (t)	Spez. Investitionen in Abhängigkeit einer Kapazitätsdifferenz	M€/(GW/h/h)			230			
	k _{Gas, Trans} (t)	Spezifische Unterhaltskosten in Abhängigkeit einer Ausgangskapazität	M€/(GW/h/h)			3,8			
	k _{Gas, Trans} (t)	Spez. Investitionen in den Rückbau in Abhängigkeit einer Kapazitätsdifferenz	M€/(GW/h/h)			8,2			
	μ _{Gas, Trans}	Wirkungsgrad der Netze = 100% - Verluste bzw. Eigenverbrauch der Gasnetze zur Druckhaltung oder durch Leckage	%			99%			
	F _{Gas, Trans} (t=2020)	Absolute Unterhaltskosten	M€/a			1555			
H2-Netz	AF _{H2, Netze}	Verfügbarkeit/Auslastung der Netze, unterteilt nach Sektoren. Momentan berechnet aus den Gas-AFs abzgl. 20% um eine geringere Kapazität durch die chemischen Unterschiede zu berücksichtigen.	%			-		22	
	k _{H2} (t)	Spez. Investitionen in Abhängigkeit einer Kapazitätsdifferenz. Momentan aus Gasnetz-Wert + 20% berechnet	M€/(GW/h/h)			-		276	
	k _{F, H2} (t)	Spezifische Unterhaltskosten in Abhängigkeit einer Ausgangskapazität	M€/a·(GW/h))			-		11,8	
	k _{U, H2} (t)	Spez. Investitionen für die Umwidmung von Gasnetzen in Abhängigkeit einer Kapazitätsdifferenz	M€/(GW/h/h)			-		55	
Stromnetz	k _{I, TRX} (t)	Spez. Investitionen in das Netz, die aufgrund des Ausbaus eines Treibers erforderlich werden (erstmal nur HöS/HS)	M€/GWel			2226 (Offshore) 1063 (Onshore)			
	F _{NE} (t=2020)	Spezifische Unterhaltskosten einer Netzebene (erstmal nur HöS/HS)	M€/a			1883			
Wärmernetz	Netzintegrationskosten		€/MWh	5,06(onsshore) 13,01(offshore)			7,59(onsshore) 20,82(offshore)		
	MV Bestand		PI/a	227,0	233,2	198,6		181,9	
	MV Potential (Stufe 1-3)	Potenzialgrenzen für die Wärmernetzebenen und -stufen	PI/a	0,0	169,1	295,7		330,3	
	Anteil Stufe 1		%	55,0	55,0	55,0		55,0	
	Anteil Stufe 2		%	30,0	30,0	30,0		30,0	
	Anteil Stufe 3		%	15,0	15,0	15,0		15,0	
	Spezifische Investitionskosten Stufe 1	Spez. Investitionen der Mittelverteilung Stufe 1	T€/MW	110,0	110,0	110,0		110,0	
	Spezifische Investitionskosten Stufe 2	Spez. Investitionen der Mittelverteilung Stufe 2	T€/MW	140,0	140,0	140,0		140,0	
	Spezifische Investitionskosten Stufe 3	Spez. Investitionen der Mittelverteilung Stufe 3	T€/MW	190,0	190,0	30,0		190,0	

Tabelle 2:

Referenzdatensatz

2.2 Netzintegrationskosten für erneuerbaren Energien

Die Integration erneuerbarer Energien (EE) in das Stromnetz stellt eine zentrale Herausforderung für die bestehende Infrastruktur dar, die infolge des Fortschreitens der Energiewende zunehmend an Bedeutung gewinnt und eine fundierte Analyse der damit verbundenen Kosten erfordert. Eine wichtige Frage ist in diesem Zusammenhang jene nach der Kosteneffizienz des Netzausbaus, jedoch ist die Definition und Bestimmung adäquater Parameter nicht trivial. Unter den gegebenen politischen Zielen zum EE-Ausbau und regulatorischen Maßgaben für den Netzausbau wurde zur Bewertung der Kosteneffizienz und deren Vergleich über den Zeitraum der Umsetzung geplanter Maßnahmen die Größe der EE-Integrationskosten definiert und ermittelt. Dieser Prozess basiert auf einem methodischen Ansatz, der mehrere Modellierungsschritte und Szenarien umfasst, welche die Einspeisung und Nutzung von Strom aus Photovoltaik (PV), Windkraft an Land und Windkraft auf See ermitteln.

Am Anfang der Berechnung der unter Netzrestriktionen nutzbaren Menge Stroms aus Erneuerbaren Energien steht die Erfassung der Kapazitäten der EE-Technologien sowie deren stündlicher Kapazitätsfaktoren im realisierten bzw. angenommenen Wetterjahr. Diese Daten bilden die Grundlage für die exogene Bestimmung des potenziell verfügbaren Energieertrags, welcher durch Multiplikation der installierten Kapazitäten je Technologie mit den zugehörigen Kapazitätsfaktoren ermittelt wird.

Im Zuge der Berechnung kommen die beiden zentrale Modelle der Professur, ELTRAMOD und ELMOD, zum Einsatz. ELTRAMOD ermittelt in stündlicher Auflösung den kostenoptimalen blockscharfen Kraftwerkseinsatz aller verfügbaren Erzeugungstechnologien in Deutschland und den angrenzenden Marktzone unter Berücksichtigung der interzonalen Übertragungskapazitäten. Aufgrund der geringen Grenzkosten erneuerbarer Energien, die typischerweise nahe Null liegen, wird die marktorientierte Abregelung der EE-Energie aufgezeigt. Diese Abregelung entsteht, wenn das Angebot die Nachfrage übersteigt und der Marktmechanismus die überschüssige Energie nicht abnimmt. Das zweite Modell, ELMOD, berücksichtigt die physikalischen Beschränkungen des Stromnetzes innerhalb der Marktzone und ermittelt die tatsächliche Einspeisung erneuerbarer Energien nach einer potenziellen Abregelung aufgrund von Netzengpässen. Diese Modellabfolge ermöglicht eine präzise Erfassung der elektrischen Energie aus regenerativen Quellen, die tatsächlich in das Netz eingespeist wird, sowie der Energie, die aufgrund von mangelnder Nachfrage sowie Marktkopplungs- oder Netzbeschränkungen verloren geht.

„Kupferplatte“ (ELTRAMOD)	Netzmodell (ELMOD)
<ul style="list-style-type: none">▪ Modellierung von Marktzone▪ Aggregierte Berücksichtigung von Netzrestriktionen in Form von Netztransportkapazitäten oder lastflussgestützter Marktkopplung▪ Kein Engpassmanagement innerhalb einer Marktzone	<ul style="list-style-type: none">▪ Berücksichtigung des Stromnetzes über technische Restriktionen▪ Unterschiedliche Ansätze, Eigenschaften und Detailtiefen zur Implementierung der Lastflusscharakteristika

Abbildung 10: Vergleich ELTRAMOD und ELMOD

Der Ausbau erneuerbarer Energien erfolgt in dieser Analyse schrittweise gemäß den gesetzlichen Vorgaben (EEG) bzw. Planungen der Bundesregierung und spiegelt sich ebenso im Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans wider, der Randbedingungen für die geplanten Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen vorgibt. Um die Auswirkungen des Netzausbaus auf die Ausnutzung des

Potenzials von Strom aus EE zu bewerten, werden zwei Szenarien miteinander verglichen: ein Ausgangsszenario, das die bestehende Netzstruktur ohne Ausbauprojekte berücksichtigt, und ein Ziel-Szenario, das die Netzstruktur nach einem geplanten Ausbau darstellt. Ausgehend von einem Referenzjahr werden die zuvor beschriebenen Modellschritte für beide Szenarien durchlaufen und dem bestehenden Kraftwerkspark des Referenzjahres zusätzliche Kapazitäten der EE-Technologien zur Stromerzeugung gemäß dem exogen geplanten Ausbau hinzugefügt. Die Differenzen der erzeugten und der abgeregelten Energiemengen im Zieljahr zwischen diesen Szenarien zeigen, wie effektiv der Netzausbau die Integration erneuerbarer Energien verbessert.

Ein wesentliches Problem bei der verursachungsgerechten Bewertung des Netzausbaus ist die eindeutige Zuordnung von Kosten zu einzelnen Technologien. Da die Netzbelastung durch Einspeisung aus unterschiedlichen EE-Technologien im vermaschten Netz nicht klar voneinander abgegrenzt werden kann, gestaltet sich eine technologiespezifische Kostenaufteilung schwierig. Für Fälle, in denen in bestimmten Regionen ausschließlich eine Technologie Strom einspeist, kann die verursachte Netzbelastung zwar quantifiziert werden, zur Bestimmung der tatsächlichen Mehrbelastung wären aber Werte eines kontrafaktischen Szenarios nötig, in dem die Lastflüsse ohne die Einspeisung dieser Technologie ermittelt werden. Ein solcher Ansatz ist jedoch nicht plausibel umsetzbar, weshalb die Einspeisungen der EE-Technologien aggregiert betrachtet werden. Im Fall der Offshore-Windkraft, wo die Abregelung hauptsächlich an landseitigen Netzverknüpfungspunkten erfolgt, ist die technologiespezifische Zuordnung der Abregelung und der Netzausbaukosten möglich, da der Offshore-Netzausbau ausschließlich stattfindet, um die Erzeugung aus Offshore-Windkraft ins Netz integrieren zu können. Damit ergeben sich im Ergebnis zwei Parameter zur Erfassung der EE-Integrationskosten: die „landseitigen“ Integrationskosten, die den Technologien PV und Wind Onshore zugerechnet werden, sowie die „Offshore“-Integrationskosten zur Anbindung von Offshore-Windparks.

Die Netzkosten setzen sich aus Investitionen in Onshore- und Offshore-Infrastrukturen zusammen, einschließlich der Kosten für Leitungen sowie zusätzlicher Maßnahmen wie Umspannwerke, Transformatoren und Phasenschiebern. Die Berechnung der zugrunde gelegten Kosten basiert auf der Gesamtinvestitionssumme der laut NEP bis zu einem Jahr umzusetzenden Projekte, der Länge der in Zuge dessen neu errichteten oder ausgebauten Leitungen und einer pauschal geschätzten Nutzungsdauer der neuen Betriebsmittel von 40 Jahren. Für die erste Periode zwischen den Jahren 2023 und 2030 wurden die EE-Integrationskosten für Onshore-Infrastrukturen auf 5,06 Euro pro Megawattstunde (MWh) und für Offshore-Infrastrukturen auf 13,01 Euro pro MWh geschätzt. Diese Zahlen verdeutlichen den erheblichen Kostenunterschied zwischen den beiden Bereichen, der vor allem auf die technische Komplexität und die spezifischen Anforderungen des Offshore-Netzausbaus zurückzuführen ist.

Technologie	Erzeugung 2023	Erzeugung 2030	Δ Erzeugung	Abregelung Netz 2023	Abregelung Netz 2030	Δ Abregelung	Integrierte Energie
PV	50,5 TWh	147 TWh	+ 96,5 TWh	12,5 TWh	2,4 TWh	- 10,1 TWh	107 TWh
Wind on	124 TWh	203 TWh	+ 79 TWh	27,4 TWh	5,4 TWh	- 22,0 TWh	101 TWh
Wind off	33,5 TWh	53 TWh	+ 19,5 TWh	21,3 TWh	1,8 TWh	- 19,5 TWh	39 TWh

Tabelle 3: Ergebnisse der Periode 2023 bis 2030

Zusätzlich zu den Berechnungen der spezifischen EE-Integrationskosten ermöglicht die Szenarienanalyse eine Bewertung der Auswirkungen verschiedener Rahmenbedingungen des künftigen Energiesystems, z.B. hinsichtlich der Sektorkopplung. Ein Beispiel hierfür sind die weiteren Szenarien, welche Effekte auf die Netzkosten sich aus unterschiedlichen Kapazitäten und Standorten für Elektrolyseure im deutschen Übertragungsnetz ergeben. Elektrolyseure können als Puffer genutzt werden, um überschüssigen Strom aus EE zwischen zu speichern und für Redispatch-Zwecke einzusetzen, was potenziell zu einer Reduktion der Netzkosten führen kann.

Die Literatur bietet weitere wichtige Erkenntnisse zu den Netzkosten der EE-Integration. Studien zeigen, dass diese Kosten stark vom EE-Anteil und der Auslastung der Übertragungsleitungen abhängen. Bei hoher Auslastung konvergieren die Kosten typischerweise auf Werte um 15 US-Dollar pro Megawattstunde[11]. Für Netze mit einem EE-Anteil von weniger als 30 Prozent werden die Kosten auf etwa fünf bis 20 GBP/MWh geschätzt[12], während sie bei einem EE-Anteil von unter 45 Prozent weniger als zehn Euro pro MWh betragen. Weitere Analysen legen nahe, dass die Netzkosten etwa 20 Prozent der durchschnittlichen Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien ausmachen[13]. Technologiespezifische Schätzungen variieren stark, wobei die Kosten für Onshore-Windkraft zwischen einem und elf US-Dollar pro MWh und für Photovoltaik zwischen null und 15 US-Dollar pro MWh liegen[14].

3. Literaturverzeichnis

- [1] A. Lehtila, K. Noble, und N.-S. Systems, „TIMES Early Retirement of Capacity“.
- [2] U. Janischka u. a., „Die Rolle von Wasserstoff in einem klimaneutralen europäischen Energiesystem – eine modellbasierte Analyse bis 2050“, 2021.
- [3] „The Power of Transformation“, OECD. Zugegriffen: 23. Mai 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.oecd.org/en/publications/the-power-of-transformation_9789264208032-en.html
- [4] „9100_dena-Verteilnetzstudie_Abschlussbericht.pdf“. Zugegriffen: 23. Mai 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9100_dena-Verteilnetzstudie_Abschlussbericht.pdf
- [5] D. Bothe u. a., *Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland: eine modellbasierte Analyse*. Berlin: Frontier Economics Ltd, 2017.
- [6] „2019_08_16_nep-gas-2020-2030_szenariorahmen_final-1.pdf“. Zugegriffen: 23. Mai 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/09/2019_08_16_nep-gas-2020-2030_szenariorahmen_final-1.pdf
- [7] „201411_Einflussfaktoren-Leistungsbedarf-VNB.pdf“. Zugegriffen: 23. Mai 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/201411_Einflussfaktoren-Leistungsbedarf-VNB.pdf
- [8] „Monitoringbericht 2017“, [Online]. Verfügbar unter: https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2017/monitoringbericht_2017.pdf
- [9] „FNB Gas“. Zugegriffen: 23. Mai 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://fnb-gas.de/en/en/hydrogen-network/h2-start-net-2030-from-the-ndp-gas-2020-2030/>
- [10] „Netzentwicklungsplan 2030 (2019) | Netzentwicklungsplan“. Zugegriffen: 23. Mai 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.netzentwicklungsplan.de/archiv/netzentwicklungsplan-2030-2019>
- [11] C. Thai und J. Brouwer, „Comparative Levelized Cost Analysis of Transmitting Renewable Solar Energy“, *Energies*, Bd. 16, Nr. 4, Art. Nr. 4, Jan. 2023, doi: 10.3390/en16041880.
- [12] P. J. Heptonstall und R. J. K. Gross, „A systematic review of the costs and impacts of integrating variable renewables into power grids“, *Nat Energy*, Bd. 6, Nr. 1, S. 72–83, Jan. 2021, doi: 10.1038/s41560-020-00695-4.
- [13] F. Ueckerdt, L. Hirth, G. Luderer, und O. Edenhofer, „System LCOE: What are the costs of variable renewables?“, *Energy*, Bd. 63, S. 61–75, Dez. 2013, doi: 10.1016/j.energy.2013.10.072.
- [14] W. Gorman, A. Mills, und R. Wiser, „Improving estimates of transmission capital costs for utility-scale wind and solar projects to inform renewable energy policy“, *Energy Policy*, Bd. 135, S. 110994, Dez. 2019, doi: 10.1016/j.enpol.2019.110994.