

Projektarbeit

**Entwicklung eines Komponenten basierten
Szenarios zum Vergleich von Free and
Open Source
Energiesystemmodellierungssoftware in
Python**

Max Reimer

Dezember 2021

Projektarbeit

Entwicklung eines Komponenten basierten Szenarios zum Vergleich von Free and Open Source Energiesystemmodellierungssoftware in Python

Max Reimer

Matr.-Nr.: 21510087

Erstprüferin: Dr.-Ing. Kristin Abel-Günther

Zweitprüfer: Mathias Ammon M.Sc.

Betreuer: Mathias Ammon M.Sc.

Hamburg, 2. Dezember 2021

Projektarbeit für Herrn Max Reimer

Matr.-Nr. 21510087

**Entwicklung eines Komponenten basierten Szenarios zum
Vergleich von Free and Open Source
Energiesystemmodellierungssoftware in Python**



Abbildung 0.1.: Logo der TUHH

(Dr.-Ing. Kristin Abel-Günther)

Ich erkläre hiermit, dass die vorliegende Projektarbeit ohne fremde Hilfe selbstständig verfasst wurde und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt worden sind. Wörtlich oder sinngemäß aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quelle kenntlich gemacht.

Alle Quellen, die dem World Wide Web entnommen oder in einer sonstigen digitalen Form verwendet wurden, sind der Arbeit beigelegt.

Diese Arbeit ist nach bestem Wissen erstellt worden. Für den Inhalt kann jedoch keine Gewähr übernommen werden.

Hamburg, 2. Dezember 2021

(Max Reimer)

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	III
Tabellenverzeichnis	IV
Nomenklatur	V
1. Einleitung	1
2. Grundlagen	3
2.1. Modellierung von Energieversorgungssystemen	3
2.1.1. Oemof	4
2.1.2. PyPSA	4
2.1.3. Tessif	4
2.1.4. Vergleich zwischen den Energiesystemmodellen in Oemof, PyPSA und Tessif	6
2.2. Komponenten basierte Problemstellung	9
2.3. Anforderungen an das Referenzsystem	10
3. Entwicklung eines Referenz-Energiesystems	11
3.1. Allgemeines	11
3.2. Auswahl der Komponenten des Referenzsystems	13
3.2.1. Verbrauch	13
3.2.2. Kohlekraftwerke	14
3.2.3. Gas- und Dampfkraftwerke	16
3.2.4. Photovoltaik-Anlagen	17
3.2.5. Windkraftanlagen	18
3.2.6. Biogas	20
3.2.7. Atomkraft	20
3.2.8. Heizwerk	21
3.2.9. Power-to-Heat	21
3.2.10. Energiespeicher	22
3.2.11. Energiequellen und Verteilernetze	23
4. Durchführung der Optimierung des Referenzsystems	25
4.1. Ablauf der Optimierung	25
4.2. Erwartungen	26
4.3. Optimierungsergebnisse	27
4.3.1. Ergebnisse des Commitment Problems	27
4.3.2. Ergebnisse des Expansion Problems	33
4.3.3. Zusätzliches Expansion Problem	38

5. Analyse der Ergebnisse	41
5.1. Auswertung	41
5.2. Kritische Bewertung	43
6. Zusammenfassung	44
6.1. Fazit	44
6.2. Ausblick	45
Literatur	46
A. Anhang	50

Abbildungsverzeichnis

0.1. Logo der TUHH	
2.1. Darstellung eines Energiesystems als Graph	5
2.2. Schematische Darstellung von Tessif	6
3.1. Vergleich der Stromproduktion einiger europäischer Staaten 2020 . .	11
3.2. Installierte Netto-Leistung in Deutschland 2020	12
3.3. Verlauf der Last im Referenzsystem	14
3.4. Spezifische CO ₂ -Emissionen fossiler Brennstoffe	16
3.5. Verlauf maximaler Auslastung der Photovoltaik Anlage	17
3.6. Verlauf maximaler Auslastung der Windkraftanlagen	19
3.7. Referenzsystem dargestellt als Graph	24
4.1. Vergleich der Energieerzeugung des Commitment Problems für den Stromsektor	29
4.2. Vergleich der Energieerzeugung des Commitment Problems für den Wärmesektor	29
4.3. Vergleich der Energieerzeugung von Steinkohle und Photovoltaik . .	30
4.4. Optimierungsergebnis des Commitment Problems für den Stromsektor	32
4.5. Optimierungsergebnis des Commitment Problems für den Wärme- sektor	32
4.6. Vergleich der Energieerzeugung des Expansion Problems für den Stromsektor	36
4.7. Vergleich der Energieerzeugung des Expansion Problems für den Wärmesektor	36
4.8. Vergleich der Expansion der Energieerzeuger im Expansion Problem	37
A.1. Folie zur Kraft-Wärme-Kopplung	50

Tabellenverzeichnis

2.1. Tessif, Oemof und PyPSA Modell-Komponenten im Vergleich . . .	9
3.1. Gewählte Annahmen für das Referenzsystem	23
4.1. Ergebnis des Commitment Problems	28
4.2. Ergebnis des Expansion Problems	33
4.3. Ergebnis des angepassten Expansion Problems	39
5.1. Vergleich der Optimierungsdauer	42

Nomenklatur

Lateinische Symbole

Symbol	Einheit	Bedeutung
C	MW	installierte Leistung
CAP	t	CO2 Emissionslimit
$cost_{flow}$	€MW ⁻¹	Betriebskosten
$cost_{inv}$	€MW ⁻¹	Investitionskosten
e	t MW ⁻¹ h ⁻¹	spezifische CO2 Emissionen
E	MW h	Speicherstand
g	MW ⁻¹	Generatorleistung
P	MW	Leistung
w	-	Gewichtungsfaktor

Griechische Symbole

Symbol	Einheit	Bedeutung
η	-	Wirkungsgrad

Indizes

Index	Bedeutung
el	elektrisch
final	nach der Optimierung
initial	vor der Optimierung
inv	Investition
k	Komponente
n	Bus

s	Generator oder Speicher
t	Zeit
th	thermisch

Abkürzungen

Abkürzungen

BHKW	Blockheizkraftwerk
BK	Braunkohle
Capex	Investitionsausgaben; engl.: capital expenditure
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
FOSS	Free and Open Source Software
GuD	Gas- und Dampfkraftwerk
IET	Institut für Energietechnik
KW	Kraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
Oemof	Open energy modelling framework
Opex	laufende Kosten; engl.: operating expenses
P2H	Power-to-Heat
PV	Photovoltaik
PyPSA	Python for Power System Analysis
SK	Steinkohle
spez.	spezifisch
Tessif	Transforming Energy Supply System (Modelling) Frameworks
TUHH	Technische Universität Hamburg
WKA	Windkraftanlage

1. Einleitung

Die Energieerzeugung baute in der Vergangenheit und baut auch heute noch zu großen Teilen auf dem Nutzen von fossilen Brennstoffen auf [1]. Um die Klimaerwärmung zu stoppen, ist es unabdingbar in der Energieproduktion verstärkt auf erneuerbare Energien zu setzen. So hat sich beispielsweise die Bundesrepublik Deutschland das Ziel gesetzt die Treibhausgasmissionen, welche zu großen Teilen auf den Energiesektor zurückzuführen sind, bis 2050 im Vergleich zu 1990 um 80–95 % zu senken [2].

Dieser Wechsel von fossilen Brennstoffen zu erneuerbaren Energien erfordert neben dem Ausbau erneuerbarer Energieerzeuger auch einen Ausbau des Energienetzes und der Speichermöglichkeiten [2]. Dieser Ausbau ist mit hohen Investitionen verbunden, zu deren Abschätzung und Minimierung oftmals auf Modellierungen sowie Simulationen oder Optimierungen zurückgegriffen wird [3]. Es existiert eine Vielzahl von Tools zur Modellierung von Energiesystemen, sowohl in kostenpflichtiger als auch kostenfreier Variante [4]. Jedoch gibt es keine simple Möglichkeit verschiedene dieser Softwaretools zu vergleichen, um Unterschiede und Gemeinsamkeiten festzustellen und mit geringem Aufwand zu erkennen welches Tool für die aktuelle Fragestellung das geeignetste ist. Für einen Vergleich müssen mehrere Softwares installiert und das zu untersuchende Energiesystem in den jeweiligen Softwares modelliert und daraufhin optimiert werden.

Um diese Lücke zu schließen wird am Institut für Energietechnik (IET) der Technischen Universität Hamburg (TUHH) „Tessif“ entwickelt. Tessif steht für „Transforming Energy Supply System (Modelling) Frameworks“ und ist ein Framework um verschiedene „free and open source software“ (FOSS) Tools unter ein Dach zu bringen. Diese FOSS Tools sind kostenlos für jeden zugänglich und können genutzt, geteilt sowie bearbeitet werden [5]. Dies sorgt für mehr Transparenz und ermöglicht eine höhere Qualität und Produktivität der Wissenschaft [3]. Die Durchführung von Optimierungen in verschiedenen Tools ist durch Tessif mit geringem Aufwand möglich. Tessif ist in Python geschrieben und aktuell sind mit „Oemof“ (open energy modelling framework) und „PyPSA“ (Python for Power System Analysis) zwei FOSS Tools in Tessif implementiert. Mit „FINE“ befindet sich die Implementierung einer dritten Software in Arbeit. Das zu optimierende Energiesystem wird als Modell in Tessif erstellt und daraufhin von Tessif in ein Modell in Oemof bzw. PyPSA umgewandelt und optimiert.

Zum Erleichtern des Einstiegs in das Arbeiten mit Tessif ist ein breites Feld von Beispielennergiesystemen von Vorteil. Diese Beispiele ermöglichen es jenen Personen, welche neu an Tessif herantreten, einen schnellen Einblick in die Thematik

und die Möglichkeiten der Modellierung zu bieten. Außerdem dienen sie dazu Gemeinsamkeiten sowie Unterschiede der verschiedenen Tools aufzuzeigen und in der Tessif Dokumentation [6] festzuhalten.

Mit dem Ziel ein Referenzsystem zu modellieren, welches als Komponenten basierte Vergleichsbasis für in Tessif implementierte Energiesystemmodellierungssoftware dient, wird im Rahmen dieser Projektarbeit ein solches Beispielenergiesystem entwickelt und zwei Optimierungsaufgaben unterzogen. Damit sich dieses Energiesystem als Referenzsystem eignet, ist es als Modell in Tessif sowie in Oemof und PyPSA zu erstellen und zu optimieren. Aus den Ergebnissen dieser Optimierungen sind Unterschiede zwischen Oemof und PyPSA sowie die Korrektheit der Implementierungen von Oemof und PyPSA in Tessif abzuleiten.

Dafür geht aus Kapitel 2 zunächst das Grundlagenwissen zur Modellierung von Energiesystemen und der verwendeten Softwaretools hervor. Zudem werden wesentliche Unterschiede bei der Erstellung des Modells in den jeweiligen Tools hervorgehoben, sodass das entwickelte Energiesystem in allen Tools implementierbar ist und sich als Referenz für einen Vergleich eignet. Die beiden Problemstellungen, welche die Basis der später folgenden Optimierungen bilden, werden, ebenso wie die daraus resultierenden Anforderungen an das Energiesystem, aufgeführt.

In Kapitel 3 wird das Referenzenergiesystem entwickelt und die Wahl der zugrunde liegenden Parameter aufgeführt und erörtert. Zum Ende des Kapitels werden die Parameter in einer Tabelle zusammengefasst und das Referenzsystem als Graph abgebildet.

Dieses Referenzsystem wird daraufhin in Kapitel 4 unter den beiden in Kapitel 2 aufgeführten Problemstellungen im nativen Oemof und PyPSA sowie Oemof und PyPSA über Tessif optimiert. Die Optimierungsergebnisse werden aufgeführt und verglichen.

Es folgt eine Auswertung und Bewertung der Ergebnisse sowie des Referenzsystems in Kapitel 5 und eine Zusammenfassung inklusive Ausblick in Kapitel 6.

2. Grundlagen

Dieses Kapitel vermittelt die wesentlichen Grundlagen, welche zum Verständnis der Arbeit von Bedeutung sind. Zunächst erfolgt eine generelle Beschreibung der verwendeten Software „Tessif“, „Oemof“ und „PyPSA“ sowie der Komponenten, welche sich in den jeweiligen Modellen von Energieversorgungssystemen wiederfinden. Unterschiede und Gemeinsamkeiten der Modelle werden hervorgehoben. Daraufhin werden die beiden Fragestellungen, welche das in Kapitel 3 entworfene Referenzsystem vergleichend beantworten soll, vorgestellt. Zuletzt werden die Anforderungen an das Referenzsystem aufgeführt.

2.1. Modellierung von Energieversorgungssystemen

Immer mehr Staaten setzen sich zum Ziel ihren Beitrag gegen den Klimawandel zu leisten [7]. Der Blick wird hierbei oftmals auf die Stromerzeugung geworfen, welche vielerorts einen großen Anteil an den Treibhausgasemissionen hat. Somit gewinnen umweltfreundlichere erneuerbare Energien vermehrt an Bedeutung und waren im Jahr 2020 erstmals stärker an der Stromproduktion in Europa beteiligt, als die fossilen Brennstoffe [1]. Neben dem Ausbau von erneuerbaren Energieerzeugern gehört auch der Ausbau von Energienetzen, Energiespeichern und der Sektorkopplung zu notwendigen Maßnahmen gegen den Klimawandel [2].

Modellierungssoftware kann dazu genutzt werden, um die Kosten und Emissionen verschiedener zukunftsweisender Szenarien abzuschätzen und zu vergleichen. Bei der Modellierung werden die in der Realität komplexen Komponenten auf die für die Fragestellung grundlegenden Punkte vereinfacht dargestellt. Es existiert eine Vielzahl von Modellierungssoftwares zum Simulieren und Optimieren von Energiesystemen [4].

Diese Softwares haben jedoch mitunter einen verschiedenen Schwerpunkt und führen zu verschiedenen Ergebnissen [8]. Um eine Oberfläche zu bieten, in welcher verschiedene Modellierungssoftwares einfach verglichen werden können, wird am IET an der TUHH Tessif entwickelt.

Tessif bietet eine Code Basis in Python, in welche verschiedene in Python geschriebene Modellierungssoftwares eingebunden werden können. Aktuell sind PyPSA [9] und Oemof.Solph [10] in Tessif implementiert und mit Fine [11] eine dritte Softwareimplementierung in Arbeit [6]. Im Rahmen dieser Projektarbeit werden die Implementierungen von Oemof und PyPSA genauer betrachtet.

2.1.1. Oemof

Oemof umfasst eine Reihe von open source Python Bibliotheken zum Thema der Modellierung von Energiesystemen. Es wurde als eine einzige Bibliothek entwickelt, hat sich jedoch im Entwicklungsprozess zu mehreren einzelnen Paketen mit spezifischen Funktionen entwickelt [12]. Der Name Oemof bezieht sich im laufenden auf das Oemof Paket Solph [10]. Dieses wird für ganzzahlige lineare Optimierungsaufgaben sowie gemischt ganzzahlige Optimierungsaufgaben von Modellen von Energiesystem verwendet. Es basiert auf der Graphentheorie, wobei die Komponenten als Knoten dargestellt und miteinander verknüpft sind. Das Oemof-Modell wird in ein Modell des Optimierungspakets Pyomo umgewandelt ehe es mit einem externen Solver optimiert [13]. In dieser Arbeit wird mit Version 0.4.4 die aktuellste Oemof.Solph Version verwendet. Tessif verwendet die Pyomo Version 5.7.2, welche im Folgenden ebenso für die nativen Oemof Optimierungen verwendet wird.

2.1.2. PyPSA

PyPSA ist eine Software zum Simulieren und Optimieren von Energiesystemen und ist entworfen um große Systeme und große Zeitbetrachtungen möglichst gut abzubilden. Der Fokus liegt hierbei auf dem Stromsektor welcher detailliert betrachtet werden kann. Weitere Sektoren können ebenfalls modelliert sowie miteinander gekoppelt werden. Ebenso wie Oemof wandelt PyPSA das erstellte Modell zur Optimierung in ein Pyomo-Modell um, welches von einem externen Solver optimiert wird [14]. Mit PyPSA 0.18.1 findet die aktuellste PyPSA Version in dieser Arbeit Anwendung. Da Tessif die Pyomo Version 5.7.2 verwendet, wird diese auch für die nativen PyPSA Optimierungen verwendet.

2.1.3. Tessif

Die Grundidee Tessif's ist es, dass jedes Energiesystem in der Modellierung als Graph dargestellt werden kann. Die Komponenten des Systems, welche im Folgenden genauer erläutert werden, werden wie in Abbildung 2.1 als Knoten betrachtet und durch ihren gerichteten Energiefluss miteinander verknüpft. Ein Knoten kann beispielsweise ein einzelnes Kraftwerk oder auch eine Reihe mehrerer Kraftwerke gleicher Eigenschaften beinhalten [6]. Abbildung 2.1 zeigt fünf der sechs Klassen von Komponenten in Tessif auf. Energie wird dem System in der Quelle (Source) zugeführt und über ein Verteilernetz (Bus) zu einem Energiewandler (Transformer) transportiert. Von dem Transformer aus fließt die Energie nun in einen weiteren Bus und von dort aus entweder in einen Speicher (Storage), um zu einem späteren Zeitpunkt erneut in den zweiten Bus zurückzuzufießen, oder direkt zu dem Verbraucher (Sink), an welchem die Energie das System verlässt [6]. Jedes Tessif Energiesystem muss mindestens eine Source, einen Bus und eine Sink beinhalten.

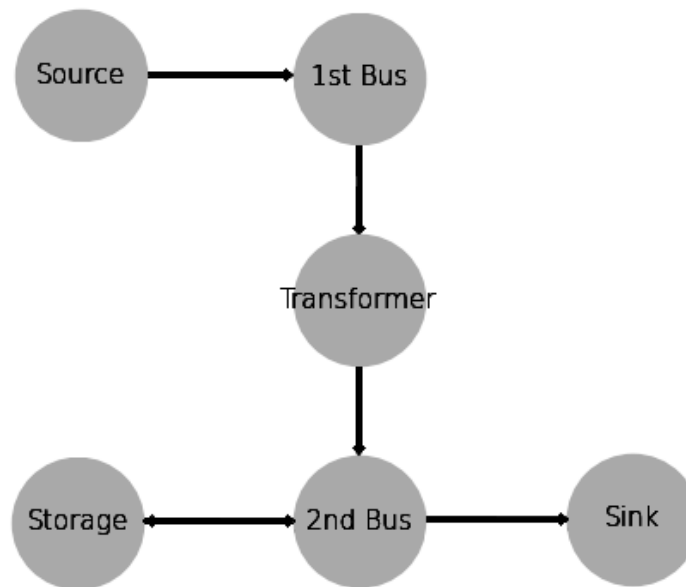


Abbildung 2.1.: Darstellung eines Energiesystems als Graph (eigene Darstellung in der Tessif Notation)

Dieser Graph (Abb. 2.1) könnte beispielsweise eine Gasquelle (Source) abbilden, von welcher das Gas über eine Pipeline (1st Bus) zu einem Gaskraftwerk (Transformer) gelangt und in Strom umgewandelt wird. Der entstehende Strom wird über ein Stromnetz (2nd Bus) je nach Bedarf beim Verbraucher (Sink) genutzt oder in einer Batterie (Storage) zwischengespeichert. Zusätzlich existiert in Tessif ein Connector, mit welchem ein Übergang zwischen zwei Busses, wie einem Hoch- und einem Mittelspannungsnetz, abgebildet werden kann. In dieser Arbeit sind die Netze jedoch zu jedem Zeitpunkt als ideal angenommen, weshalb eine Unterscheidung zwischen verschiedenen Spannungsebenen entfällt.

Das Tessif-Modell wird mit einem entsprechenden Befehl in eines der unterstützten spezifischen Modelle umgewandelt und optimiert. Optimierungen können somit über die verschiedenen Softwares einfach gehandhabt und verglichen werden, da das einarbeiten in die verschiedenen Modelle wegfällt. Die zwischen den Softwares variierenden Inputdaten sind auf die Parameter des Tessif-Modells vereinheitlicht. Neben einem einheitlichen Dateninput ist für einen nutzerfreundlichen Vergleich mehrerer Optimierungsergebnisse ein einheitlicher Datenoutput erforderlich, welchen Tessif ebenso bietet [6]. Schematische lässt sich der Ablauf von dem erstellten Tessif-Modell hin zu dem Datenoutput in Tessif wie in Abbildung 2.2 darstellen.

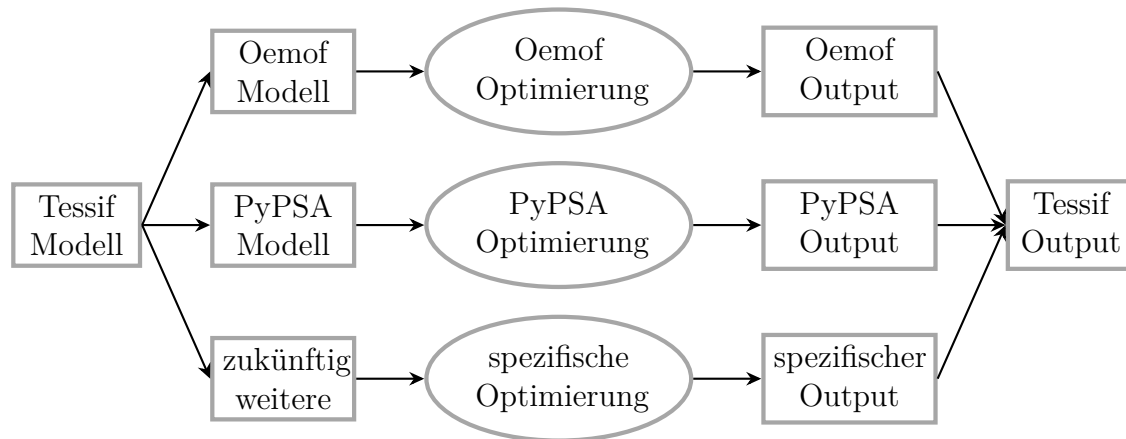


Abbildung 2.2.: Schematische Darstellung von Tessif (in Anlehnung an [6])

2.1.4. Vergleich zwischen den Energiesystemmodellen in Oemof, PyPSA und Tessif

Der Fokus liegt im Weiteren auf den Komponenten der Erzeugung, Wandlung und Speicherung von Energie. Dabei werden die Netze idealisiert als unendlich groß und kosten- und verlustfrei angenommen. Durch diese Annahme ist für das Stromnetz keine Unterteilung in verschiedene Spannungsstufen nötig und die Nutzung eines Connector entfällt. Aus diesem Grund geht der Connector in die folgende Betrachtung der verschiedenen Komponenten nicht mit ein.

Tessif bietet die Möglichkeit ein Energiesystem als ein Tessif-Modell zu erstellen und von Tessif in ein Oemof oder PyPSA-Modell umwandeln zu lassen, sodass daraufhin eine Optimierung mittels Oemof oder PyPSA durchgeführt werden kann. Jedoch lässt sich aufgrund von Unterschieden in den Möglichkeiten der Parametrisierung nicht jedes Tessif-Modell in ein äquivalentes Oemof oder PyPSA-Modell umwandeln. Die Unterschiede zwischen Tessif, Oemof und PyPSA in der Modellierung variieren je nach Komponente. Im allgemeinen sind zwischen Tessif und Oemof-Modellen größere Gemeinsamkeiten zu erkennen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass das Tessif-Modell in der Entwicklung in Anlehnung an Oemof erstellt wurde [6].

Quellen und Verbraucher sind in Oemof, PyPSA und Tessif sehr ähnlich aufgebaut. In PyPSA heißen die Quellen Generator und die Verbraucher Load. In Oemof liegen die gleichen Bezeichnungen wie in Tessif vor; Source und Sink. In allen drei Modellen wird jeder Komponente ein eindeutiger Name zugewiesen, sodass die Energieflüsse dieser Komponente exakt zugeordnet werden können. Bei Quellen und Verbrauchern wird zudem der Out- bzw. Inflow parametrisiert. An dieser Stelle sind in PyPSA lediglich fixe Verbräuche vorgesehen, während Oemof und Tessif die Eingabe von einem minimalen und maximalen Verbrauch zu jedem Zeitpunkt gestatten. Im Weiteren ist der Verbrauch ohnehin als fix vorgesehen und in Oemof und Tessif durch gleichsetzen von Minimum und Maximum realisiert, wodurch der Unterschied für diese Arbeit nicht relevant ist. Ein bedeutender Unterschied liegt

jedoch in den Quellen vor. PyPSA sieht in Quellen Wirkungsgrade vor, während Tessif und Oemof dies nicht tun. In Oemof und Tessif spiegeln Wirkungsgrade das Verhältnis vom Output zum Input wider und sind in einer Quelle, welche keinen Input besitzt, somit nicht vorhanden [6, 14, 15].

In Oemof und PyPSA wird außerdem der Energiefluss in der Komponente einem Bus zugeordnet. In einem Szenario mit idealen Transportnetzen wird somit den Busses selber nur ein Name zugewiesen, damit andere Komponenten eindeutig auf diesen Bus zeigen. Tessif wählt einen umgekehrten Ansatz, bei dem in den Busses die verschiedenen Komponenten welche ein- und ausströmen aufgeführt werden und in den Komponenten selbst folglich kein Bus aufgeführt wird [6, 9, 10].

Die Energiewandler, welche sowohl in Tessif als auch in Oemof als Transformer und in PyPSA als Link bezeichnet werden, weisen mitunter große Unterschiede auf. Tessif und Oemof handhaben diese zwar sehr ähnlich, PyPSA jedoch sehr verschieden. Da PyPSA den Energiequellen einen Wirkungsgrad zuweist, bietet es sich an einfache Energiewandler, welche durch idealisierte Quellen und Transportnetze gespeist werden, in PyPSA als Quellen zu definieren. Diese Vereinfachung nutzt auch Tessif in der Umwandlung des Tessif-Modells in ein PyPSA-Modell. Da fossile Quellen und Transportwege in dieser Arbeit als ideal angenommen werden, werden PyPSA Links nur für sektorenkoppelnde Komponente benötigt. Hierbei werden Parameter wie Kosten und Leistung in PyPSA auf den Input bezogen [9]. In Tessif und Oemof kann an dieser Stelle frei gewählt werden, ob vorgegebene Werte auf den Ein- und/oder Ausgang bezogen sind [6, 10]. Werte welche im folgenden in Tessif und Oemof auf den Ausgang bezogen sind, sind in PyPSA mit dem Wirkungsgrad zu verrechnen, sodass ein entsprechender Wert für den Eingang entsteht. Für die Leistungsflüsse bedeutet dies ein Dividieren durch den Wirkungsgrad, sodass der größere Eingangsfluss entsprechend korrekt ist. Für die Kosten und die Emissionen jedoch muss der Wirkungsgrad multipliziert werden, sodass der nun größere Energiefluss mit geringeren spezifischen Kosten bzw. Emissionen auf das selbe Ergebnis wie Oemof und Tessif kommt.

Die Energiespeicher weisen ebenfalls starke Gemeinsamkeiten auf. Abseits von den Bezeichnungen (GenericStorage in Oemof und StorageUnit in PyPSA) und den Bezeichnungen der einzelnen Parameter, ist das Erstellen einer Speichereinheit und die Parametrisierung nahezu identisch. PyPSA verwendet jedoch relative Werte bei den pro Zeitschritt maximalen Energieströmen, während Tessif und Oemof an dieser Stelle absolute Werte verwenden. Die Leerlaufverluste sind sowohl in PyPSA als auch in Oemof relativ, während sie in Tessif erneut absolut dargestellt werden [6, 9, 10]. Wesentlicher Unterschied bei den Speichern ist, dass Oemof einen Ausbau der maximalen Energieflüsse sowohl unabhängig als auch abhängig von einem Ausbau der Speicherkapazität ermöglicht [10]. In Tessif funktioniert dies ebenfalls [6]. Jedoch ist darauf zu achten, dass PyPSA diese Parameter in einer StorageUnit nicht unabhängig voneinander ausbauen kann. Dies ist in PyPSA nur mit der Komponente Store in Verbindung mit zwei Links, welche unabhängig voneinander für das Laden und Entladen zuständig sind, möglich [14]. Die Store Komponente wird jedoch von Tessif nicht unterstützt und Tessif Storages ausschließlich zu

PyPSA StorageUnits umgewandelt. Somit kann ein Tessif-Modell, welches in ein PyPSA-Modell umgewandelt wird, diese Unabhängigkeit nicht übergeben. Aufgrund dessen dass PyPSA die Flüsse ohnehin in relativen Werten betrachtet, stellt dies im weiteren kein Problem dar. Lediglich bei den Kosten, welche in Tessif für den Ausbau der Kapazität und des maximalen Energieflusses pro Zeiteinheit separat gesetzt werden können, ist darauf zu achten diese komplett der Kapazität zuzuordnen.

Ein weiterer, alle Komponenten befassender Unterschied ist zudem die Hinzunahme von CO₂-Emissionen. Tessif und Oemof weisen jedem Energiefluss genauso wie Kosten auch Emissionen zu. PyPSA verlagert die Emissionen in den Energieträger (Carrier), welcher wie eine zusätzliche Komponente erstellt und in der entsprechenden Komponente, in welcher die Emissionen anfallen sollen, aufgerufen wird [9]. Hierbei sind die Werte auf den größten Energiefluss bezogen und folglich bei Wirkungsgraden kleiner als eins auf den Eingang. Diese Emissionswerte verrechnet PyPSA zwar intern und erlaubt auch das Hinzufügen von Emissionsgrenzen, gibt die Summe an Emissionen nach der Optimierung im Unterschied zu Oemof und Tessif jedoch nicht aus. Lediglich die vorgegebenen Emissionswerte bezogen auf den jeweiligen Energieträger befinden sich in den Optimierungsergebnissen. Dies hat zur Folge, dass die CO₂ Emissionen im Nachhinein nachgerechnet werden müssen, um beurteilen zu können, ob eine vorgegebene CO₂ Grenze eingehalten wurde. Dies ist im Folgenden für alle Optimierungen ohnehin getan, jedoch kann der ermittelte Wert mit keiner Optimierungsausgabe verglichen werden.

Zudem liegen Unterschiede in den verschiedenen Modellen in den Standardeinstellungen einiger Parameter vor. So sieht die Standardeinstellung in Oemof und Tessif unendliche große Energieflüsse vor, während PyPSA diese als Null betrachtet. Somit ist es an dieser Stelle in PyPSA notwendig dem Energiefluss einen Wert zuzuordnen, während dieser in Oemof und Tessif weggelassen werden kann, solange die Komponente im Energiefluss nicht eingeschränkt ist. In den Standardeinstellung liegen jedoch deutlich mehr Gemeinsamkeiten als Unterschiede vor. So werden Komponenten ohne explizite Angaben zunächst ohne Verluste, Kosten und Emissionen betrachtet [6, 9, 10].

Die in dieser Arbeit verwendeten Tessif Komponenten sind in Tabelle 2.1 zusammen mit jenen spezifischen Modellkomponenten, in welche sie Umgewandelt werden, aufgeführt. Zusätzlich beinhaltet die letzte Spalte eine Anmerkung bezüglich der verschiedenen Parametrisierung.

Tabelle 2.1.: Tessif, Oemof und PyPSA Modell-Komponenten im Vergleich

Tessif	Oemof	PyPSA	Anmerkung
Source	Source	Generator	PyPSA erlaubt Wirkungsgrade, Tessif und Oemof nicht.
Sink	Sink	Load	Tessif Verbrauch als Minimum/Maximum. PyPSA Verbrauch als fixer Wert. In Oemof ist beides möglich.
Bus	Bus	Bus	Tessif ruft angebundene Komponenten im Bus auf; Oemof und PyPSA den Bus in der Komponente.
Transformer	Transformer	Link / Generator	Sektoren koppelnde Tessif-Transformer werden zum PyPSA-Link, andere zum Generator.
Storage	GenericStorage	StorageUnit	-

2.2. Komponenten basierte Problemstellung

Bei der Modellierung von Energiesystemen lassen sich zwei Komponenten basierte Problemstellungen formulieren. Diese beiden Probleme dienen als Grundlage des Vergleichs der verschiedenen Modellierungssoftware anhand des in dieser Arbeit entwickelten Referenzsystems. Hierbei werden die Versorgungsnetze als ideal dargestellt und der Fokus auf die verbleibenden Komponenten geworfen. In beiden Problemen sind Einschränkungen durch die gewählte Parametrisierung der Komponenten einzuhalten und der Verbrauch zu jedem Zeitpunkt zu decken.

Das erste Problem wird durch das „Commitment Problem“ abgebildet. Dieses strebt an, die Frage nach dem kostengünstigsten Betrieb der verschiedenen Erzeuger, Wandler und Speicher bei idealen Netzen und fixem Verbrauch zu beantworten. Die CO₂ Emissionen werden zwar verglichen, stehen aber in der Optimierung nicht im Fokus und sind dementsprechend nicht limitiert. Die installierten Leistungen an Erzeugern, Wandlern und Speichern ist in diesem Szenario fest.

Als zweites Problem dient das „Expansion Problem“. Optimiert wird das System erneut hinsichtlich der minimalen Kosten. Die Kosten ergeben sich in diesem Problem jedoch, neben dem Betrieb, auch aus dem Leistungsausbau verschiedener Komponenten. Zusätzlich ist eine Obergrenze an CO₂ Emissionen einzuhalten. Jede Komponente ist zu Beginn der Optimierung mit der gleichen Leistung installiert wie bei dem Commitment Problem, jedoch ist ein Leistungsausbau möglich.

2.3. Anforderungen an das Referenzsystem

Das in dieser Arbeit erstellte Referenzsystem soll keinem real existierenden System gleichen, sondern vielmehr einem allgemeinen Ansatz folgen, welcher die in Abschnitt 2.2 aufgeführten Probleme behandelt. Hierbei steht der Stromsektor im Mittelpunkt. Neben dem Stromsektor existiert ein kleiner dimensionierter Wärmesektor, welcher über einige Komponenten mit dem Stromsektor gekoppelt ist. Einer zunehmenden Sektorkopplung wird einiges an Potential zur Reduktion der CO₂ Emissionen zugesprochen [2]. Daher ist es wichtig eine solche Kopplung in das Referenzsystem zu übernehmen, um Unterschiede zwischen Modellierungssoftwares bei der Betrachtung verschiedener Sektoren aufzuzeigen.

Ein Verbraucher im Strom- und Wärmenetz steht stellvertretend für die verschiedenen realen Verbraucher wie bspw. Haushalte und Industrie. Für eine nicht allzu realitätsferne Optimierung wird auf reale Verbräuche zurückgegriffen, welche auf die Größe des Referenzsystems skaliert sind. Zum Decken des Verbrauchs werden sowohl fossile Kraftwerke als auch erneuerbare Energieerzeuger modelliert. Fluktuierende erneuerbare Energieerzeuger werden, ebenso wie die Verbraucher, mittels realer Profile dargestellt. Die Exaktheit dieser Profile ist nicht zwingend erforderlich, da weder ein reales Energiesystem noch ein reales Jahr betrachtet werden. Von Bedeutung sind jedoch die grob erwartbaren Verläufe, wie z.B. ein geringerer Wärmebedarf im Sommer als im Winter und Lastspitzen tagsüber bei den Verbrauchern sowie erhöhte Energieerzeugung durch Sonneneinstrahlung im Sommer mit Spitzenwerten tagsüber.

Da Kosten und Emissionen von Staat zu Staat variieren, sind diese vor allem an deutschen Verhältnissen festgemacht. In dem Commitment Problem ist es erforderlich, dass die installierte Leistung zu jedem Zeitpunkt ausreichend groß dimensioniert ist um den Bedarf zu decken. Eine Überdimensionierung der Erzeuger im Verhältnis zur Last ist zudem erforderlich, sodass verschiedene Möglichkeiten bestehen die Energie bereitzustellen. Das Expansion Problem beruht auf dem gleichen Energiesystem und den gleichen installierten Leistungen wie das Commitment Problem, wobei eine Emissionsgrenze vorgegeben wird und ein kostenaufwendiger Leistungsausbau möglich ist. Die Emissionsgrenze ist, für einen ordentlichen Vergleich aller Komponenten, so gewählt, dass in jeder Optimierung ein Ausbau an Leistung bei allen möglichen Klassen von Komponenten vonnöten ist. Diese hat sich während der Entwicklung des Referenzsystems zu etwa 4% des Emissionsergebnisses des Commitment Problems ergeben.

Das Referenzsystem soll über alle drei Tools (Tessif, Oemof und PyPSA) hinweg vergleichbar sein. Daher ist die Auswahl an Komponenten auf jene Klassen beschränkt, welche in der Umwandlung von Tessif zu einem der spezifischen Modelle genutzt werden und in Abschnitt 2.1.4 genauer beschrieben sind. Somit ist sichergestellt, dass die verschiedenen Modelle alle das gleiche Energiesystem abbilden und dieses als Referenz für einen Vergleich genutzt werden kann.

3. Entwicklung eines Referenz-Energiesystems

Das Referenzsystem wird in diesem Kapitel aufbauend auf den in Kapitel 2 aufgeführten Anforderungen entwickelt. Dieses Referenzsystem zielt nicht darauf ab ein reales System widerzuspiegeln, sondern einen allgemeinen Ansatz darzustellen, um einen Vergleich der Optimierungen im nativen Oemof und PyPSA sowie in Oemof und PyPSA über Tessif zu ermöglichen.

3.1. Allgemeines

Die Energieversorgungssysteme sehen im Vergleich verschiedener Staaten sehr unterschiedlich aus. Dies lässt sich an Abbildung 3.1, in welcher die Stromproduktion auf fossile, nukleare und erneuerbare Energien aufgeteilt ist, erkennen. Sieben der 19 aufgeführten europäischen Staaten verzichten komplett auf Atomstrom, während in Frankreich zwei Drittel des Stroms in Atomkraftwerken erzeugt werden. Ebenso große Unterschiede sind bei der fossilen Stromproduktion sowie den erneuerbaren Energien zu erkennen. Am wenigsten fossile Energien werden in Schweden genutzt, wo der Anteil an der Stromproduktion bei 2% liegt. In Polen hingegen sind es 83%. Erneuerbare Energien finden mit 79% in Dänemark am meisten Anwendung und mit 12% in Tschechien am wenigsten [1].

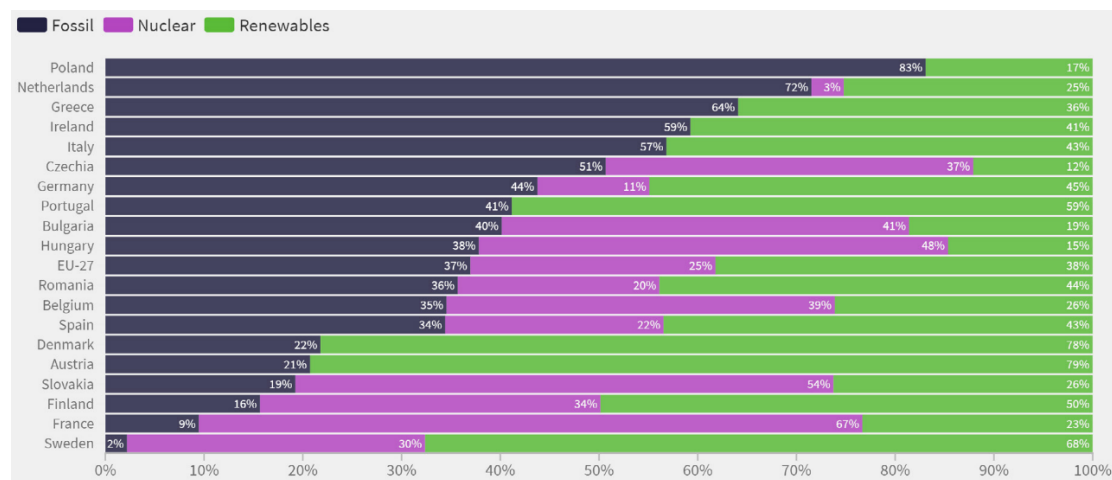


Abbildung 3.1.: Vergleich der Stromproduktion einiger europäischer Staaten im Jahr 2020 [1]

Die Unterschiede entstehen hierbei zum einen aus lokal variierenden Möglichkeiten aufgrund verschiedener Wetterverhältnisse sowie Ressourcenvorkommen, aber auch durch politische Entscheidungen des jeweiligen Landes. So ist in Deutschland beispielsweise die Atomkraft mit 11 % vertreten und der Ausstieg für Ende des Jahres 2022 bereits beschlossen [16]. Ebenso ist der Ausstieg aus der Kohleverstromung in Deutschland nach einer schrittweisen Reduzierung bis spätestens 2038 beschlossen [17].

An dieser Stelle lässt sich erkennen, dass ein Referenzsystem nicht allen Gegebenheiten gerecht werden kann. Um jedoch ein Energiesystem zu erstellen, welches nicht fern ab der Realität liegt, ist das Referenzsystem in vielen Punkten den deutschen Verhältnissen nahe. In Deutschland ist (Stand 2020) eine Leistung zur Stromerzeugung von etwa 220 GW installiert, welche sich auf die verschiedenen Stromproduzenten wie in Abbildung 3.2 dargestellt aufteilt [18].

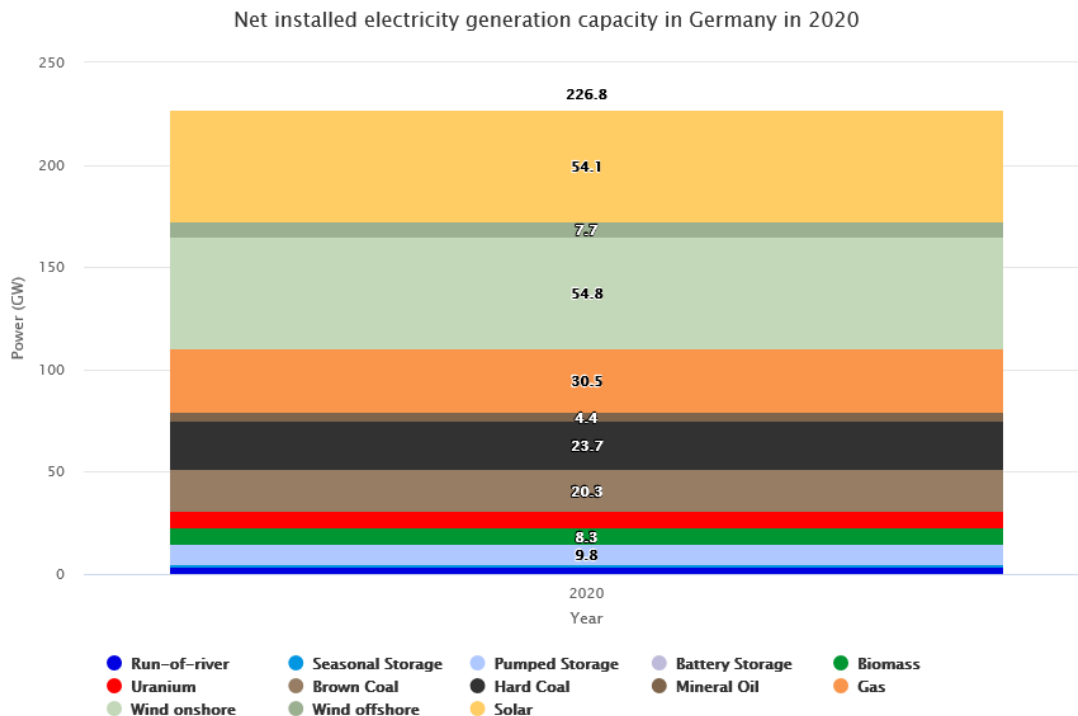


Abbildung 3.2.: Installierte Netto-Leistung zur Stromerzeugung in Deutschland 2020 [18]

Die höchste Last lag im Jahr 2020 bei 75 GW [19], was in etwa einem Drittel der installierten Leistung entspricht. Dieses Verhältnis von installierter Leistung zu maximaler Last wird ebenso auf das Referenzsystem übertragen.

Als Betriebskosten werden die Strom- bzw. Wärmegestehungskosten verwendet. Diese beinhalten neben den reinen Betriebskosten auch Kapitalkosten, Brennstoffkosten, Kosten für CO₂-Zertifikate und auch eine Annahme für die über die Lebensdauer produzierte Strommenge. Da einige Kostenfaktoren vom Lastfall un-

abhängig sind, ist die Verwendung von Stromgestehungskosten an dieser Stelle eine große Vereinfachung der eigentlichen sehr komplexen Kostensituation [20]. Aufgrund der verschiedenen Einflussgrößen werden Stromgestehungskosten oft als Bereiche von bis angegeben. Im weiteren werden diese nochmals vereinfacht durch die Nutzung eines festen Wertes, zumeist dem Mittelwert, dargestellt.

3.2. Auswahl der Komponenten des Referenzsystems

In diesem Abschnitt wird das Referenzsystem entwickelt indem zunächst die einzelnen Komponenten ausgewählt und die genutzten Parameter für die Modellierung vorgestellt werden. Auch wenn das Referenzsystem keinem echten Energieversorgungssystem gleichen soll, so wird im Folgenden dennoch eine starke Anlehnung an die Gegebenheiten in Deutschland vorliegen. Zusammenfassend sind am Ende dieses Kapitels das Referenzsystem als Graph in Abbildung 3.7 dargestellt und die Parameter der einzelnen Komponenten in Tabelle 3.1 aufgeführt.

3.2.1. Verbrauch

Der schwankende Verbrauch ist im Stromsektor durch den Stromverbrauch Deutschlands aus dem Jahr 2019 abgebildet. Dieser ist einer free and open source Plattform entnommen und dort unter der Bezeichnung „DE load actual entsoe transparency“ aufgeführt [21]. Der Verlauf ist mit dem Faktor 0,02 multipliziert und dadurch von der Größenordnung eines Landes auf jene einer Großstadt skaliert. Die maximale Last im Referenzsystem liegt somit bei 1526 MW und ist dem maximalen Lastfall der Stadt Hamburg aus dem Jahr 2020 mit 1547 MW sehr nahe [22]. Die maximale Last ist im Folgenden bei der Auslegung der Komponenten von großer Bedeutung. Im Commitment Problem ist ein Ausbau der installierten Leistung ausgeschlossen und der höchste Lastfall soll unter allen Umständen, folglich unabhängig von fluktuierenden erneuerbaren Energien, gedeckt werden können. Eine gesamte installierte Leistung, welche dreimal so hoch wie die Spitzenlast ist, wird angestrebt.

Der Lastverlauf im Wärmesektor ergibt sich ebenfalls aus Werten Deutschlands und entstammt der gleichen Datenbank [23]. Gewählt ist an dieser Stelle der „DE heat demand total“ des Jahres 2013, da zum Wärmebedarf keine aktuelleren Daten vollständig vorliegen. Diese Daten werden ebenfalls für das Referenzsystem herunter skaliert. Im Referenzsystem werden keine Heizkessel oder ähnliches in Haushalten dargestellt, sondern vielmehr die zentrale Wärmeerzeugung, welche über Fern- und Nahwärmenetze den Verbraucher erreicht. Der Wärmebedarf wird daher unter der Annahme, dass nur ein geringer Anteil der Endverbraucher Fernwärme nutzt, mit einem geringeren Faktor multipliziert als der Stromverbrauch. Der gewählt Faktor liegt bei 0,001527 und ist so gewählt, dass die maximale Wärmelast bei 400 MW liegt und somit bei knapp einem Viertel der maximalen Stromlast.

In Abbildung 3.3 sind der Strom- und Wärmeverbrauch für die Monate Januar und Juli aufgetragen. Die grundlegenden Verläufe entsprechen den Erwartungen. So ist der Wärmebedarf im Sommer deutlich geringer als im Winter. Außerdem ist ein erhöhter Wärmebedarf tagsüber zu erkennen, mit Spitzenwerten morgens und abends. Die erhöhte Last tagsüber liegt ebenso im Stromverbrauch vor. Zudem ist ein geringer Stromverbrauch am Wochenende im Vergleich zu den Werktagen zu erkennen. In Abbildung 3.3 sowie in den im Weiteren folgenden ist stets das Jahr 2019 aufgeführt. In der Modellierung ist es notwendig für den Zeitverlauf eine Jahresangabe anzugeben. Neben der Stromlast entstammen ebenfalls die grundlegenden Daten der fluktuierenden erneuerbaren Energieerzeuger, welche ab Abschnitt 3.2.4 aufgeführt sind, aus dem Jahr 2019, weshalb die Wahl auf dieses Jahr fiel. Im Referenzsystem ist der Strombedarf unter der Bezeichnung „El Demand“ und der Wärmebedarf unter „Heat Demand“ implementiert.

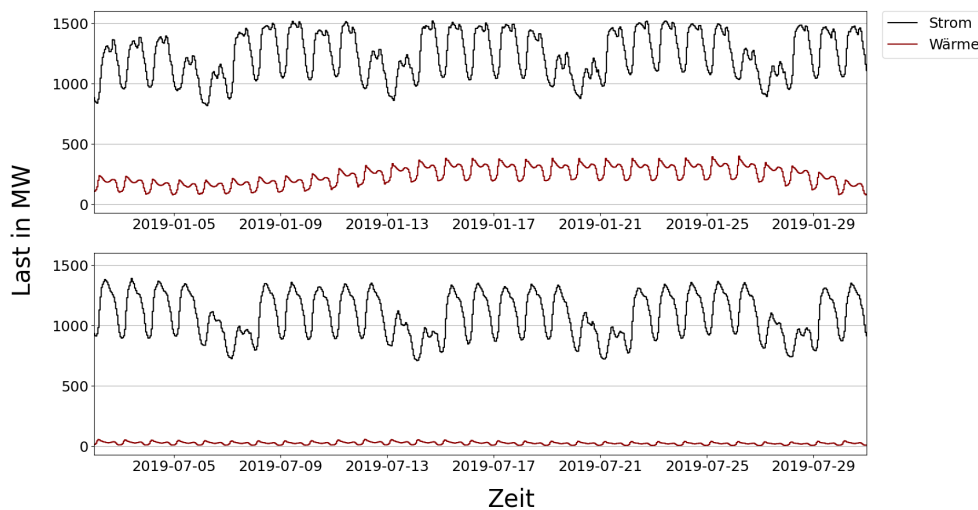


Abbildung 3.3.: Verlauf der Last im Referenzsystem (eigene Darstellung)

3.2.2. Kohlekraftwerke

Kohlekraftwerke sind aufgrund ihrer Grundlastfähigkeit eine wichtige Komponente der deutschen Stromproduktion. Im Jahr 2020 machten Stein- und Braunkohlekraftwerke zusammen fast 20 % der installierten Leistung zur Stromproduktion in Deutschland aus (vgl. Abb. 3.2).

Im Referenzsystem sind Stein- und Braunkohlekraftwerke zur reinen Stromproduktion jeweils mit einer Leistung von 500 MW installiert. Um potentielle Unterschiede zwischen Oemof und PyPSA im Umgang mit der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) sehen zu können, ist eine zusätzliche Steinkohlekomponente als Kraftwerk mit Kraft-Wärme-Kopplung installiert, welche eine elektrische Leistung von $300 \text{ MW}_{\text{el}}$ und eine thermische von ebenfalls $300 \text{ MW}_{\text{th}}$ aufweist.

Generell sind für die Modellierung einige Annahmen und Vereinfachungen vonnöten. Besonders auffällig wird dies bei der Kraft-Wärme-Kopplung. Die Variabilität in Strom- und Wärmeproduktion, ebenso wie die damit einhergehende Abhängigkeit des elektrischen und thermischen Wirkungsgrads zu einander, wird in diesem Szenario vernachlässigt und ein konstantes Verhältnis zwischen Strom- zu Wärmeproduktion angenommen. Dementsprechend kann die KWK Komponente nur dann Strom produzieren, wenn auch ein Abnehmer für die entstehende Wärme vorhanden ist.

Der Wirkungsgrad beim Braunkohlekraftwerk liegt bei 40 % und beim Steinkohlekraftwerk ohne Wärmeauskopplung bei 43 % [24]. Das KWK Steinkohlekraftwerk hat mit 40% einen geringeren elektrischen Wirkungsgrad. Hinzu kommt jedoch ein thermischer Wirkungsgrad von ebenfalls 40 % wodurch der gesamte Brennstoffnutzungsgrad deutlich höher liegt [vgl. Anhang A.1 aus [25]].

Bezüglich Laständerungen wird aufgrund der relativ großen Zeitabstände in der Optimierung von einer Stunde davon ausgegangen, dass eine Laständerung von bis zu 100 % in einem Zeitschritt möglich ist. Die spezifischen Anlagenkosten liegen zwischen 1600 bis 2200 €/kW für Braunkohleanlagen bzw. 1300 bis 2000 €/kW für Steinkohleanlagen [20]. Im Referenzsystem werden die Mittelwerte von 1900 €/kW für Braunkohleanlagen und 1650 €/kW für die Steinkohleanlagen zur reinen Stromproduktion gewählt. Ein etwas über dem Mittelwert liegender Wert von 1750 €/kW wird für die KWK Steinkohleanlagen gewählt, da hier zusätzliche Kosten durch notwendige Komponenten zur Wärmeauskopplung entstehen. Die Stromgestehungskosten von Braunkohlekraftwerken liegen bei 4,59 – 7,98 Cent/kWh und von Steinkohlekraftwerken bei 6,27 – 9,86 Cent/kWh [20]. Das Referenzsystem verwendet erneut grob überschlagene Mittelwerte von 6,5 Cent/kWh bzw. 8 Cent/kWh.

Die CO₂-Emissionen ergeben sich zum Großteil aus den bei der Verbrennung entstehenden Abgasen und nur zu geringen Teilen aus Bau, Instandhaltung und Abriss. Die große Abhängigkeit vom Brennstoff bedeutet auch eine Abhängigkeit vom Wirkungsgrad, was in Abbildung 3.4 zu sehen ist. Bei den angenommenen Wirkungsgraden belaufen sich die CO₂-Emissionen auf etwa 800 kg/MWh bei den Steinkohlekraftwerken bzw. 1000 kg/MWh bei den Braunkohlekraftwerken.

Die Emissionen und Kosten, welche der Wärmeauskopplung zugrunde liegen, werden separat anhand des Wirkungsgradverlusts bzw. bei gleicher produzierter Strommenge erhöhtem Brennstoffverbrauch ermittelt. Der Wirkungsgrad liegt mit Wärmeauskopplung im Vergleich zum Wirkungsgrad ohne Wärmeauskopplung um 3 % absolut bzw. 7.5 % relativ geringer. Demnach liegt ein erhöhter Brennstoffverbrauch von 7.5 % vor und somit steigen Emissionen und Kosten ebenfalls um 7.5 %. Bezogen auf die zuvor aufgeführten Kosten und spezifischen Emissionen, entspricht dies Wärmegestehungskosten von 0,6 Cent/kWh, Investitionskosten von 131,25 €/kW und zusätzlichen Emissionen von knapp 60 kg/MWh.

Im Referenzsystem ist das Steinkohlekraftwerk unter der Bezeichnung „Hard Coal PP“ und das Steinkohle KWK Kraftwerk als „Hard Coal CHP“ wiederzufinden.

Das Braunkohlekraftwerk ist als „Lignite Power Plant“ aufgeführt. Die entsprechenden Komponenten der Kohleversorgung sind als „Hard Coal Supply“ und „Hard Coal Supply Line“ bzw. „Lignite Supply“ und „Lignite Supply Line“ bezeichnet.

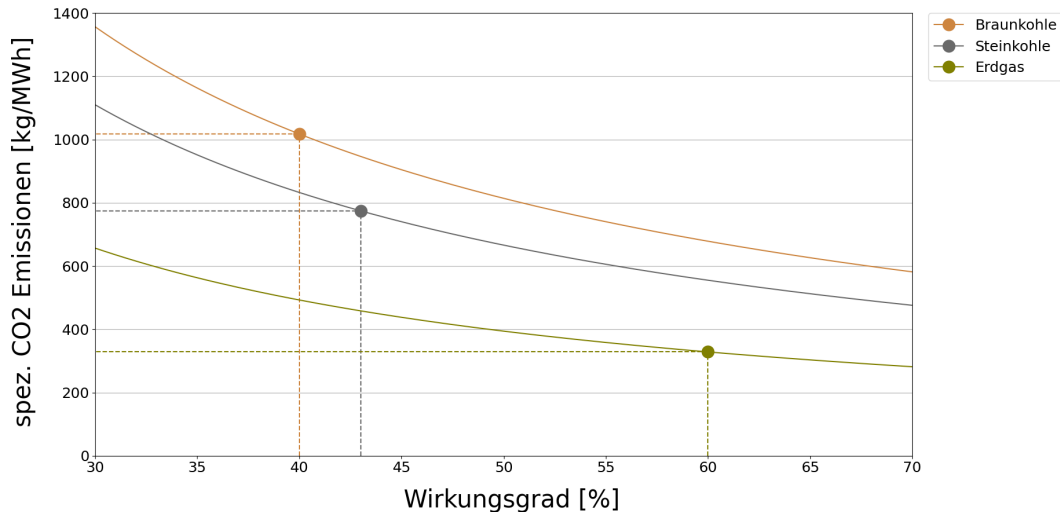


Abbildung 3.4.: Spezifische CO₂-Emissionen fossiler Brennstoffe bezogen auf den Kraftwerkswirkungsgrad (Abbildung nach [26])

3.2.3. Gas- und Dampfkraftwerke

Knapp 13% der installierten Leistung zur Stromerzeugung in Deutschland beruht auf der Verbrennung von Gas (vgl. Abb. 3.2). Ebenso wie Kohle bietet Gas eine grundlastfähige Stromerzeugung und ist auch im Referenzsystem ein wesentlicher Bestandteil. Im Referenzsystem wird Gas in Gas- und Dampfkraftwerken (GuD) zur Stromgewinnung genutzt. Diese weisen einen höheren Wirkungsgrad als reine Gasturbinen auf [2]. Daraus folgen geringere spezifische Emissionen (vgl. Abb. 3.4) und geringere Stromgestehungskosten [20] für GuD's. Die installierte Leistung der GuD's wird zu 600 MW gewählt. Es findet keine Wärmeauskopplung statt, sodass der Strom unabhängig vom Wärmebedarf jederzeit zur Verfügung steht. Somit ist an dieser Stelle bereits ausreichend Leistung aus der Kohle- und Gasverbrennung installiert um die Spitzenstromlast unabhängig vom Wärmebedarf und den restlichen Stromerzeugern zu decken.

Der Wirkungsgrad des GuD wird zu 60% gewählt [2]. Die Investitionskosten für GuD's belaufen sich auf 800–1100 €/kW und die Stromgestehungskosten auf 7,78–9,96 Cent/kWh [20]. Diese Kosten werden zu 950 €/kW bzw. 9 Cent/kWh gewählt.

GuD's sind relativ flexibel und können in einer Stunde Lastwechsel von 100% realisieren. Die CO₂-Emissionen betragen 350 kg/MWh und beruhen, wie bei Kohlekraftwerken, nahezu ausschließlich auf der Verbrennung des fossilen Brennstoffs

(vgl. Abb. 3.4). Das GuD trägt im Referenzsystem die Bezeichnung „Combined Cycle PP“ und die Gasbereitstellung erfolgt über die Komponenten „Gas Supply“ und „Gas Line“.

3.2.4. Photovoltaik-Anlagen

Die installierte Leistung an Solarenergie hat, ebenso wie die der onshore Windenergie, mit um die 24 % den größten Anteil an der insgesamt installierten Nettoleistung zur Stromerzeugung in Deutschland (vgl. Abb. 3.2). Die installierte Leistung an Photovoltaik (PV) Anlagen wird im Referenzsystem zu 1100 MW gewählt und nimmt somit auch im Referenzsystem den größten Anteil ein. Diese Leistung ist im Gegensatz zu den fossilen Brennstoffen jedoch nicht jederzeit verfügbar, sondern von Witterungsbedingungen abhängig. Zur Darstellung der fluktuierenden Erzeugung der PV-Anlagen ist der Verlauf der relativen Erzeugung Deutschlands aus dem Jahr 2019 genutzt. Dieser ist einer free and open source Plattform entnommen und dort unter der Bezeichnung „DE solar profile“ aufgeführt [21]. Für den letzten Tag des Jahres ist lediglich der absolute Wert („DE solar generation actual“) gegeben, jedoch keine installierte Leistung („DE solar capacity“) und keine daraus folgenden relativen Werte. An dieser Stelle ist davon ausgegangen, dass die installierte Leistung zum Vortag unverändert ist und aus dem Verhältnis der Erzeugung zur installierten Leistung der relative Wert bestimmt. Der relative Verlauf ist in Abbildung 3.5 für die Monate Januar und Juli dargestellt.

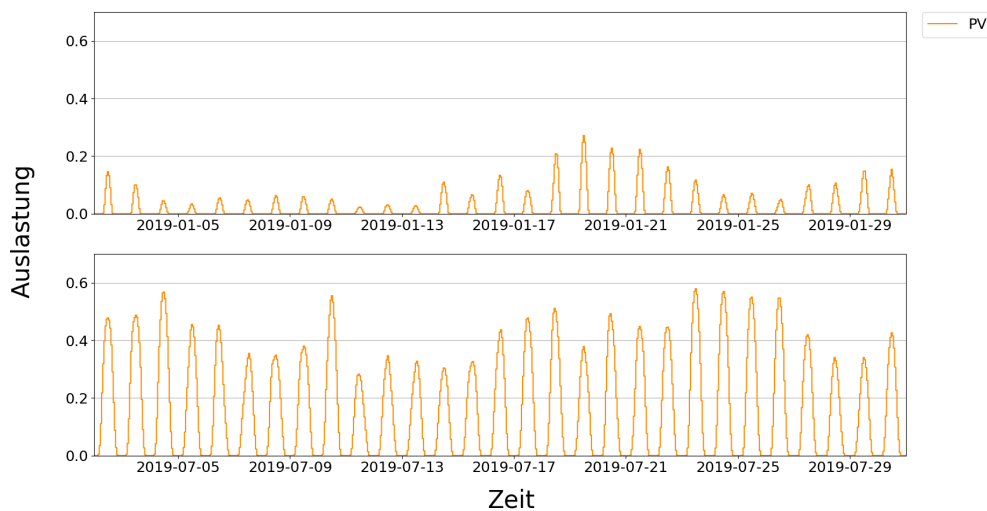


Abbildung 3.5.: Verlauf der maximal möglichen Auslastung der Photovoltaik Anlage (eigene Darstellung)

Die Stromgestehungskosten für PV-Anlagen in Deutschland liegen zwischen 3,71 und 11,54 Cent/kWh und die Investitionskosten bei 800 bis 1400 €/kW. Die obere Grenze ist hierbei eine dachinstallierte Kleinanlage (5–15 kW) in Norddeutschland, während die untere eine Freiflächenanlage (größer 2 MW) mit geringeren

spezifischen Investitionskosten und höherer Sonneneinstrahlung in Süddeutschland darstellt [20]. Diese Einflussfaktoren führen dazu, dass die obere Grenze mehr als das Dreifache der unteren ist.

Im Referenzsystem wird davon ausgegangen, dass die verschiedenen Typen von PV-Anlagen im gleichen Verhältnis installiert sind und auch im gleichen Verhältnis ausgebaut werden. Dadurch lassen sich die Stromgestehungskosten auf den aufgerundeten Mittelwert von 8 Cent/kWh und die Investitionskosten auf 1000 €/kW zusammenfassen.

PV-Anlagen erzeugen, im Gegensatz zu den mit fossilen Kraftstoffen betriebenen Kraftwerken, keine brennstoffbedingten Emissionen. Jedoch wird bei dem Bau, der Instandhaltung sowie der Entsorgung CO₂ emittiert. Die spezifischen CO₂-Emissionen hängen hierbei sowohl vom Produktionsstandort und dem dort vorliegenden Strommix ab, als auch von dem Ort wo die PV-Anlage betrieben wird und wie viel Strom über die angenommene Lebensdauer erwartet werden kann. Im Referenzsystem werden spezifische Emissionen von 50 kg/MWh angenommen [27]. Bezüglich Lastwechseln sind, neben der witterungsbedingt zu jedem Zeitpunkt maximal möglichen Leistung, keine weiteren Einschränkungen gegeben. Arbeiten in Teillast sowie das Abschalten der PV-Anlagen ist somit zu jedem Zeitpunkt möglich. Im Referenzsystem finden sich die PV-Anlagen unter der Bezeichnung „Solar Panel“ wieder.

3.2.5. Windkraftanlagen

Windkraftanlagen werden in onshore- und offshore-Anlagen unterteilt. Während offshore in der Regel bessere Wetterbedingungen herrschen und somit mehr Strom bei gleicher installierter Leistung produziert werden kann, haben onshore-Anlagen geringere Investitions- und Stromgestehungskosten.

Im Referenzsystem sind onshore-Anlagen mit 1100 MW Leistung installiert, während offshore lediglich 150 MW installiert sind. Das Verhältnis der installierten offshore zu onshore Leistung entspricht in etwa jener in Deutschland (vgl. Abb. 3.2).

Neben den PV-Anlagen stellen die Windkraftanlagen somit den größten Anteil an installierter Leistung im Referenzsystem. Jedoch ist auch die Windkraftleistung entsprechend der Witterungsverhältnisse nur in Teilen verfügbar. Zur Darstellung der fluktuierenden Erzeugung der Windkraftanlagen ist erneut der Verlauf der relativen Erzeugung Deutschlands aus dem Jahr 2019 genutzt [21]. Die Erzeugung aus on- und offshore Anlagen sind hierbei getrennt mit den Bezeichnungen „DE wind onshore profile“ und „DE wind offshore profile“ aufgeführt. Wie bei den PV-Daten fehlen relative Werte für den letzten Tag, da keine installierte Leistung vorliegt. Unter der Annahme, dass die installierte Leistung zum Vortag unverändert bleibt, lässt sich, mithilfe der absolut erzeugten Leistung, erneut ein relativer Wert bestimmen. Die Verläufe sind in Abbildung 3.6 für die Monate Januar und Juli dargestellt. Diese zeigen jedoch Unstimmigkeiten auf, weshalb eine Überarbeitung der Werte vorgenommen wird. Der Verlauf ist generell ziemlich hoch und eine

Erzeugung offshore von über 100% kann in den Modellen nicht dargestellt werden und kann darüber hinaus auch nicht der Realität entsprechen. Hier liegt die Vermutung nahe, dass entweder Anlagen in der installierten Leistung fehlen oder in der absoluten Erzeugung mehrfach berücksichtigt sind. Zur Überprüfung sind die Daten mit anderen Angaben abgeglichen. Die installierte onshore Leistung soll nach FRAUNHOFER ISE [28] im Jahr 2019 bei 53,1 GW gelegen haben, während diese in den Daten von MUEHLENPFORDT [21] aufgeführt als „DE wind onshore capacity“ bei 44,7 GW liegt. Offshore ist ebenfalls ein geringerer Wert von 5,7 GW bei MUEHLENPFORDT [21] („DE wind offshore capacity“), im Vergleich zu 7,6 GW bei FRAUNHOFER ISE [28], festzuhalten. Die in Summe aus offshore und onshore maximal erzeugte Leistung ist in beiden Quellen mit 45 GW [21] („DE wind generation actual“) und 46 GW [28] jedoch relativ nahe beieinander. Daher ist davon auszugehen, dass der absolute Verlauf ausreichend genau ist, jedoch aufgrund einer zu gering angegebenen installierten Leistung zu einer Überbewertung in relativer Darstellung führt. Der Verlauf ist daher mithilfe der Verhältnisse der aufgeführten installierten Leistungen angepasst. Für den onshore Verlauf ergibt sich aus $44,7/53,1$ ein Faktor von 0,84 und für den onshore Verlauf aus $5,7/7,6$ ein Faktor von 0,75. Die angepassten und im Referenzsystem verwendeten Verläufe sind in Abbildung 3.6 dargestellt. Diese witterungsbedingten Verläufe geben die maximal mögliche Auslastung an. Darunter liegende Teillasten sowie das Abschalten der Anlagen stellen in den Optimierung weiterhin eine Option dar.

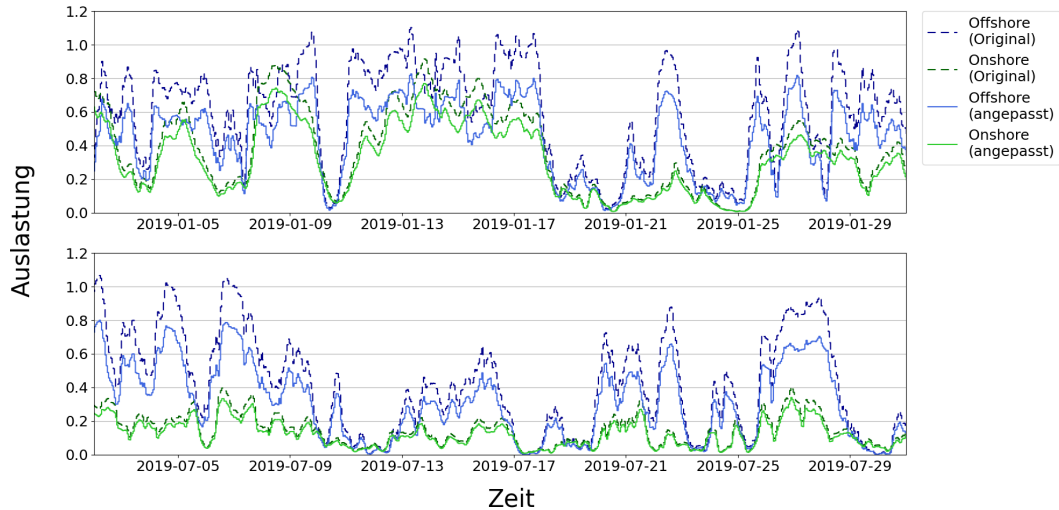


Abbildung 3.6.: Verlauf der maximal möglichen Auslastung der Windkraftanlagen (eigene Darstellung)

Onshore sind die Investitionskosten auf 1750 €/kW (1500–2000 €/kW [20]) und die Stromgestehungskosten auf 6 Cent/kWh (3,99–8,23 Cent/kWh [20]) festgelegt. Offshore liegen beide Werte mit 3900 €/kW (3100–4700 €/kW [20]) Investitionskosten bzw. 10,5 Cent/kWh (7,49–13,79 Cent/kWh [20]) Stromgestehungskosten deutlich höher.

Sowohl off- als auch onshore Anlagen sind zwar im Betrieb frei von Emissionen, jedoch nicht in der Herstellung und Entsorgung. Ebenso wie bei PV-Anlagen hängen die CO₂-Emissionen von der Effizienz der Herstellung, dem am Herstellungs-ort vorliegenden Strommix, den über der Lebensdauer erwarteten produzierten Strommenge und weiteren Faktoren ab. Die CO₂-Emissionen sind bei beiden Anlagentypen zu 20 kg/MWh gewählt [27].

Die onshore Windkraftanlagen sind im Referenzsystem unter der Bezeichnung „Onshore Wind Turbine“ und die offshore Windkraftanlagen unter „Offshore Wind Turbine“ aufgeführt.

3.2.6. Biogas

Blockheizkraftwerke (BHKW) die Biogas verbrennen stellen eine grundlastfähige erneuerbare Alternative, neben den bisher ausschließlich fossilen grundlastfähigen Stromerzeugern, dar. Neben dem Stromnetz speisen die BHKW's auch das Wärmenetz. Der elektrische Wirkungsgrad wird zu 40 % und der thermische Wirkungsgrad zu 50 % gewählt [29]. Die installierte elektrische Leistung wird auf 200 MW_{el} und die thermische Leistung entsprechend auf 250 MW_{th} gesetzt. Wie bei dem KWK Steinkohlekraftwerk kann Strom immer nur dann erzeugt werden, wenn ebenso ein Abnehmer für die entstehende Wärme vorliegt und vice versa. Ansonsten sind beliebige Lastwechsel möglich.

Die CO₂-Emissionen betragen 250 kg/MWh_{el} [30]. Die Investitionskosten liegen bei großen Anlagen, von welchen im weiteren ausgegangen wird, bei 3500 €/kW_{el} und die Stromgestehungskosten bei 15 Cent/kWh_{el} [29].

Für die Kosten, welche der Wärmeauskopplung zugrunde liegen, wird angenommen, dass der elektrische Wirkungsgrad ohne Wärmenutzung absolut 3 % bzw relativ 7,5 % höher liegen würde und demnach bei gleicher Stromproduktion ein erhöhtes Brennstoffaufkommen, eine erhöhte installierte Leistung sowie erhöhte Emissionen von 7,5 % vorliegen. Diese, der Wärmenutzung zugrunde liegenden Kosten und Emission, werden im Modell auch dieser zugeordnet. So sind die Wärmegestehungskosten des Biogas-BHKW 1,125 Cent/kWh_{th}, die spezifischen Anlagengestehungskosten 262,5 €/kW_{th} und die CO₂-Emissionen 18,75 kg/MWh_{th}.

Unter der Bezeichnung „Biogas CHP“ findet sich das Biogas-BHKW im Referenzsystem wieder. Das Biogas wird über die Komponenten „Biogas Supply“ und „Biogas Line“ bereitgestellt.

3.2.7. Atomkraft

Atomkraftwerke sind, wie in Abbildung 3.1 zu sehen, je nach Land sehr stark unterschiedlich an der Stromproduktion beteiligt. Sie bieten eine, im Vergleich zu den fossilen Energieträgern, CO₂ arme Stromproduktion [31]. Jedoch existiert

bisher keine zufriedenstellende Lösung für die Endlagerung des anfallenden Atom-
mülls [32]. Ebenfalls haben Katastrophen wie Chernobyl und Fukushima vielerorts
den Atomausstieg vorangetrieben. Da der Wille die CO₂-Emissionen in der Strom-
produktion zu reduzieren dem Klima und der Umwelt zugute kommen soll, was
solche Katastrophen und der Atom Müll nicht tun, wird in dem Referenzszenario
auf Atomkraft verzichtet.

3.2.8. Heizwerk

Der Wärmesektor wird neben dem KWK Steinkohlekraftwerk und Biogas BHKW
durch ein Erdgas befeuertes Heizwerk gespeist. Da das Heizwerk die einzige vom
Stromsektor unabhängige Wärmezeugung darstellt, wird die installierte Leistung
so gewählt, dass der maximale Wärmebedarf durch dieses Heizwerk gedeckt wird.
Der maximale Wärmebedarf liegt bei 400 MW und die installierte Heizwerkleistung
wird zu 450 MW gewählt. Durch diese Überdimensionierung ist die Nutzung des
Wärmespeichers auch zum Zeitpunkt der Spitzenlast möglich.

Der Wirkungsgrad des Heizwerks beträgt 90 % [33]. Die Emissionen werden An-
hand eines Vergleichs zum GuD abgeschätzt. Das GuD hat CO₂ Emissionen von
350 kg/MWh bei einem Wirkungsgrad von 60 %. Bei einem Wirkungsgrad von
100 % würden somit 210 kg/MWh an CO₂ Emissionen anfallen. Daraus folgt,
dass bei einem Wirkungsgrad von 90 % im Heizwerk 230 kg CO₂ Emissionen be-
zogen auf eine MWh Wärme entstehen. Die Wärmegebungskosten liegen bei
35 €/MWh [34] und die Anlagekosten werden Anhand des Verhältnisses der Strom-
gebungskosten zu den Anlagekosten vom GuD abgeschätzt. Beim GuD liegt
dieses bei 9 zu 950. Wird ein gleiches Verhältnis beim Heizwerk vorausgesetzt, so
liegen die Anlagekosten bei 390 €/kW.

Das Heizwerk ist im Referenzsystem mit der Bezeichnung „Heat Plant“ aufgeführt.
Die Gasbereitstellung erfolgt über die gleichen Komponenten wie bei dem GuD:
„Gas Supply“ und „Gas Line“.

3.2.9. Power-to-Heat

Power-to-Heat stellt eine Variante dar, um bei energetisch betrachtet gutem Wet-
ter und zeitgleichem geringen Strombedarf die überschüssige Energie durch Kopp-
lung des Strom- und Wärmesektors zu nutzen oder zu speichern. Die Power-to-
Heat Komponente wird durch Parameter eines Elektrodenheizkessels modelliert
und die installierte Leistung auf 100 MW gewählt. Elektrodenheizkessel haben
Wirkungsgrade von 99 % und können 100 % Lastwechsel in einer Stunde rea-
lisieren [35]. Spezifische Anlagekosten variieren je nach Größe der Anlage zwi-
schen 50 €/kW für 100 MW Anlagen und 600 €/kW für 1 MW Anlagen [35]. Im
weiteren werden diese Kosten, wie in einem Szenario in BERNATH, DEAC und

SENSFUSS [36], als 100 €/kW angenommen. Die Wärmegestehungskosten hängen von den spezifischen Anlagekosten sowie den angenommenen Volllaststunden ab und erstrecken sich von 100 €/MWh bei ca. 100 Volllaststunden bis unter 10 €/MWh ab ca. 1000 Volllaststunden. Hier wird 20 €/MWh gewählt, was etwa 500 Volllaststunden entspricht [35]. Während des Betriebs werden keine CO₂-Emissionen frei, jedoch entstehen im Bau Emissionen. Über die Lebensdauer werden für die Power-to-Heat Anlage 0,7 kg/MWh CO₂-Emissionen angenommen (entspricht $1,95 \cdot 10^{-4}$ kg/MJ [37]).

3.2.10. Energiespeicher

Im Referenzsystem werden zwei Energiespeicher implementiert. Ein Speicher ist mit dem Stromnetz und einer mit dem Wärmenetz verbunden. Zur Stromspeicherung werden Werte einer Lithium-Eisenphosphat Batterie verwendet. Die Stromspeicherkosten werden als 40 cent/kWh und die Anlagenkosten als 1630 €/kWh angenommen [38]. Der Systemwirkungsgrad liegt bei 90 % [38]. Dieser Wirkungsgrad wird zu gleichen Teilen auf den Ein- und Austritt des Speichers aufgeteilt. So ergeben sich jeweils 95 % Wirkungsgrad am Ein- und Austritt. Zusätzlich wird ein Standverlust 0,5 % des aktuellen Ladezustands vorgegeben, welcher Unabhängig vom Betriebszustand vorliegt. Dieser wird eingeführt, damit beispielsweise ein im Januar vollgeladener Speicher nicht im Dezember noch immer voll ist und somit ein Vorteil einer zeitnahen Energienutzung vorliegt. Es wird angenommen, dass der Batteriespeicher zum vollständigen Laden bzw. Entladen 3 Stunden benötigt. Somit wird der stündlich maximal mögliche Lastwechsel zu 33 % gewählt. Batterien werden emissionsfrei betrieben, jedoch unter Aufwand von Energie und Ausstoß von Emissionen hergestellt. Die spezifischen CO₂-Emissionen werden als 60 g/kWh angenommen [39].

Als Wärmespeicher dienen Parameter eines drucklosen Wassertanks, welcher einen gesamt Wirkungsgrad von 85 % bis 95 % aufweisen kann [35]. Gewählt wird der Mittelwert von 90 %, welcher wie bei dem Batteriespeicher gleichermaßen, mit jeweils 95 %, auf Ein- und Austritt aufgeteilt wird. Erneut wird ein Standverlust von 0,5 % hinzugezogen, um Verluste unabhängig vom Lade-/Entladezustand darzustellen. Emissionen sind als vernachlässigbar gering angenommen und somit auf Null gesetzt. Ein voller Entladevorgang wird in ELLER [35] über 5 Stunden gestreckt, was einer stündlichen Entladung von 20 % entspricht und auch in diesem System angenommen wird. Spezifische Preise von Wärmespeichern hängen stark von der Größe des Speichers ab. Als Werte für den modellierten Speicher werden Anlagekosten von 200 €/m³ angenommen, wobei pro kubikmeter 45 kWh Wärme gespeichert werden können [35]. Somit ergeben sich spezifische Anlagekosten von 4,5 €/kWh. Die Wärmegestehungskosten, welche vor allem von der Anzahl jährlicher Speicherzyklen abhängen, werden als 20 €/MWh angenommen [35]. Der Wärmespeicher ist im Referenzsystem als „Heat Storage“ und der Stromspeicher als „Battery“ bezeichnet.

3.2.11. Energiequellen und Verteilernetze

Damit keine Komponente durch ein parametrisiertes Verteilernetz limitiert wird, sind diese idealisiert als unendlich groß angenommen. Beim Stromnetz ist es daher auch nicht vonnöten zwischen Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetz zu unterscheiden. Das Stromnetz ist im Referenzsystem als „Powerline“ und das Wärmenetz als „Heatline“ wiederzufinden.

Die Energiequellen der verschiedenen Brennstoffe werden ebenfalls als unendlich groß betrachtet und haben keine Einschränkungen in ihren stündlichen Energieflüssen. Die Kosten und Emissionen, welche bei dem Abbau der Brennstoffe für die Strom- und Wärmeerzeuger entstehen, sind bereits in den Strom- bzw. Wärmegestehungskosten sowie den Emissionen der Erzeuger enthalten. Daher ergeben sich an den Quellen keine weiteren Kosten und Emissionen.

In Abbildung 3.7 ist das Referenzsystem in Form eines in Tessif erstellten Graphen, mit den verschiedenen Komponenten als Knotenpunkten und Flüssen als gerichteten Verbindungslinien, dargestellt.

Für einen besseren Überblick sind die gewählten Parameter der einzelnen Komponenten in Tabelle 3.1 aufgeführt. Der Übersichtlichkeit halber sind an dieser Stelle einige Abkürzungen eingeführt. So wird Steinkohle mit SK, Braunkohle mit BK und Windkraftanlagen mit WKA abgekürzt. Die im Text aufgeführten Werte sind mehrheitlich auf die in Tessif verwendeten Einheiten umgeformt. Einzig bei den Anlagenkosten sind im Modell die Kosten in €/MW angegeben, in Tabelle 3.1 zur besseren Lesbarkeit jedoch in €/kW.

Tabelle 3.1.: Sammlung gewählter Annahmen für das Referenzsystem

Komponente	Betriebs-	Anlage-	installierte	Emissionen	Wirkungsgrad
	kosten	kosten	Leistung bzw. Kapazität	t/MWh	
	€/MWh	€/kW			
PV	80	1000	1100 MW	0,05	-
Onshore WKA	60	1750	1100 MW	0,02	-
Offshore WKA	105	3900	150 MW	0,02	-
Biogas BHKW _{el}	150	3500	200 MW	0,25	0,4
Biogas BHKW _{th}	11,25	262,5	250 MW	0,01875	0,5
BK Kraftwerk	65	1900	500 MW	1	0,4
SK KWK _{el}	80	1750	300 MW	0,8	0,4
SK KWK _{th}	6	131,25	300 MW	0,06	0,4
SK Kraftwerk	80	1650	500 MW	0,8	0,43
GuD	90	950	600 MW	0,35	0,6
Heizwerk	35	390	450 MW	0,23	0,9
P2H	20	100	100 MW	0,0007	0,99
Batterie	400	1630	100 MWh	0,06	0,9
Wärmespeicher	20	4,5	50 MWh	0	0,85

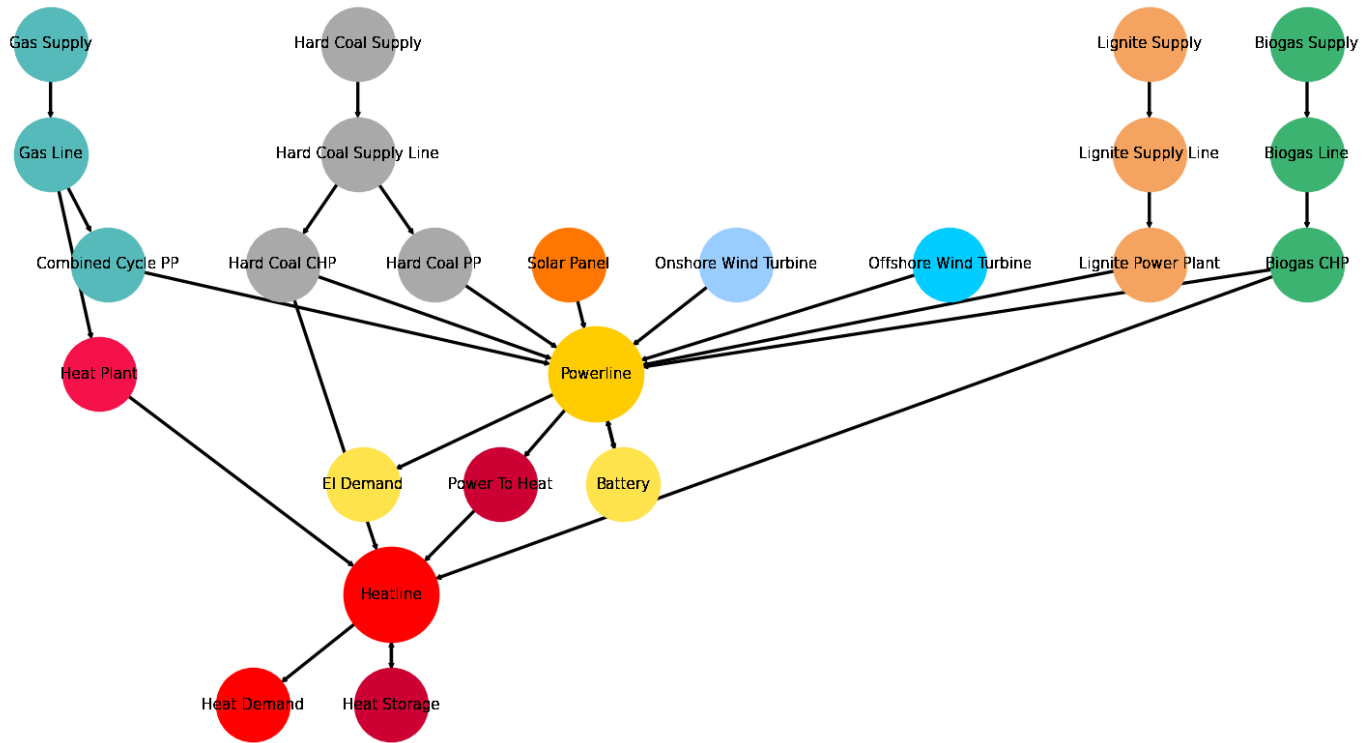


Abbildung 3.7.: Das Referenzsystem dargestellt als Graph (eigene Darstellung erzeugt mit Tessif)

4. Durchführung der Optimierung des Referenzsystems

In diesem Kapitel werden die Optimierungen sowie Modell spezifische Anpassungen und Ausgaben zur Auswertung genauer beschrieben und eine Prognose von zu erwartenden Teilergebnissen der Optimierung gemacht. Daraufhin werden die Optimierungsergebnisse aufgeführt und ausgewertet.

4.1. Ablauf der Optimierung

Oemof, PyPSA und Tessif basieren alle auf der Programmiersprache „Python“. Genutzt wird in dieser Arbeit die Python Version 3.8.9 in der integrierten Entwicklungsumgebung „PyCharm“. Der für die Optimierung verwendete Computer läuft mit einem AMD Ryzen 5 1600 @3.20 GHz und 16 GB RAM auf dem Betriebssystem Windows 10.

Beide Szenarien werden in Tessif mit Oemof und PyPSA sowie im nativen Oemof und PyPSA optimiert. Oemof und PyPSA nutzen, wie ihre Implementierung in Tessif, als Standard den CBC Solver, welcher ebenso in dieser Arbeit Anwendung findet. Nach dem Optimieren werden zur Auswertung und visuellen Darstellung Dateien erstellt, welche die Leistungen für die einzelnen Komponenten beinhalten, die zu jedem Zeitpunkt in das Stromnetz sowie das Wärmenetz ein- und ausströmen. Zusätzlich wird eine Datei gespeichert, welche den Ladezustand der Speicher zu jedem Zeitpunkt aufführt und eine Datei, aus der die Investitionen des Expansion Problems hervorgehen. Die Optimierungen über Tessif geben die Kosten, aufgeteilt auf Investitionskosten (Capex, engl. capital expenditure) und Betriebskosten (Opex, engl. operating expenses), die Summe an Emissionen sowie das Gesamtergebnis der Kosten, welches der Solver liefert, in der Konsole aus. Die Konsolenausgabe wird nach allen Optimierungen in einem Textdokument festgehalten. Die native Oemof Optimierung gibt das Kostenoptimum vom Solver und darüber hinaus die Summe an Emissionen sowie die Investitionskosten, welche für Speicher getrennt von den restlichen Komponenten aufzurufen sind, aus. Natives PyPSA hingegen gibt lediglich das Kostenoptimum aus. Die Aufteilung der Kosten sowie die Menge an Emission ist folglich im Nachhinein, mithilfe der gespeicherten Energieflüsse und den Parametern des Modells, zu ermitteln.

Das Tessif-Modell wird ohne weitere Anpassungen in ein Oemof-Modell umgewandelt und optimiert. Vor einer PyPSA Optimierung des erstellten Tessif-Modells ist

hingegen eine Anpassung zu machen. Die CO₂ Emissionen von den beiden KWK Komponenten sind von dem Tessif Transformer in die davor liegende Source zu verschieben. Tessif bietet hierfür eine Funktion, mit welcher nach dem Aufrufen eines Energiesystems Änderungen an einzelnen Komponenten durchgeführt werden kann, um im Weiteren das neu parametrisierte Energiesystem zu verwenden. Die Emissionen werden vor der Umwandlung in ein PyPSA-Modell somit im Transformer der Steinkohle KWK Anlage sowie dem Biogas BHKW auf Null gesetzt. In der Source werden die Emissionen eingefügt. Da die Source im Gegensatz zu den KWK Transformatern nur einen Ausgang hat, welcher die Energie vor der Umwandlung im Transformer darstellt, sind die zuvor aufgeteilten Emissionen e mit ihrem jeweiligen Wirkungsgrad η zu multiplizieren, ehe sie aufsummiert werden (vgl. Gleichung 4.1).

$$e_{Strom} \cdot \eta_{Strom} + e_{Wärme} \cdot \eta_{Wärme} = e_{neu} \quad (4.1)$$

Der Grund welcher diese Anpassungen notwendig macht, geht aus der Auswertung des Expansion Problems hervor.

4.2. Erwartungen

Bereits vorab lassen sich einige Erwartungen an die Optimierungsergebnisse aufstellen. So ist zunächst einmal davon auszugehen, dass die Ergebnisse in Tessif nicht von den Ergebnissen der Optimierung im nativen Oemof bzw. PyPSA abweichen.

Im ersten Szenario wird hinsichtlich der geringsten Betriebskosten optimiert. Aus der Betrachtung der Modellparameter in Tabelle 3.1 geht hervor, dass unter den Stromerzeugern die Betriebskosten pro erzeugter Megawattstunde beim Onshore Wind am geringsten und bei der Braunkohle nur geringfügig höher sind. Demnach ist zu erwarten dass diese Komponenten eine große Auslastung aufweisen werden. Schwieriger ist das Aufstellen einer Prognose der Nutzung der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung aus Steinkohle. Diese stellt die Kostengünstigste Wärmeerzeugung dar, kann die Wärme jedoch nur liefern solange auch die damit einhergehende Stromerzeugung gefordert ist. Bei der Suche nach Komponenten, welche erwartungsgemäß wenig Leistung bei einer Kostenoptimierung erzeugen sollten, lassen sich ebenfalls bereits einige Prognosen aufstellen. Die Batteriespeicher sind die teuerste Komponente, weshalb sich ein Einsatz nicht rechnet. Bereits aus der Auslegung der Leistung einzelner Komponenten in Kapitel 3 ist bekannt, dass die Leistung aus den fossilen Erzeugern ausreicht, um die Spitzenlast abzudecken. Die fossilen Erzeuger weisen allesamt geringere Betriebskosten auf als die offshore Windanlagen, weshalb ein Betrieb im ersten Szenario allen Erwartungen widersprechen würde. Dasselbe gilt für das Biogas BHKW. Durch die Wärmeauskopplung ist zwar eine kostengünstige Wärmeerzeugung möglich, jedoch ist diese

zusammen mit der damit verbundenen teuren Stromerzeugung höher als die Nutzung einer getrennten Erzeugung bspw. im Steinkohle Kraftwerk und Heizwerk.

Im zweiten Szenario fallen Prognosen schwieriger und der Nutzen von Optimierungssoftware wird deutlich. Betrachtet werden in diesem Szenario Betriebs- und Investitionskosten sowie die CO₂-Emissionen. Aufgrund der, im Vergleich zum ersten Szenario, stark beschränkten CO₂-Emissionen ist nun die Nutzung von offshore Windanlagen zu erwarten. Eine Prognose zum Ausbau hingegen gestaltet sich komplexer. Die offshore Windanlagen sind im Modell teurer im Betrieb sowie in der Anschaffung dargestellt. Jedoch liegt die mögliche Auslastung, wie in Abbildung 3.6 dargestellt, über jener von onshore Anlagen. Die fossilen Energieerzeuger, allen voran die Braunkohleverstromung als größter Emissionstreiber, sollten im Vergleich zum ersten Szenario deutlich an Auslastung einbüßen müssen. Eine Nutzung von Speichern und Power-to-Heat wird aufgrund der geringen Emissionen in diesem Szenario wahrscheinlicher.

4.3. Optimierungsergebnisse

In diesem Abschnitt werden die Optimierungsergebnisse vorgestellt und analysiert. Zunächst in 4.3.1 die Ergebnisse des Commitment Problems, ehe 4.3.2 das Expansion Problem behandelt. Aus den Ergebnissen des Expansion Problems, ergibt sich die Notwendigkeit einer weiteren Optimierung des Expansion Problems unter einigen vorgenommenen Anpassungen, welche in Abschnitt 4.3.3 behandelt werden.

4.3.1. Ergebnisse des Commitment Problems

Die aus der Optimierung des Commitment Problems hervorgehenden Kosten und CO₂ Emissionen sind in Tabelle 4.1 dargestellt. In den Gesamtkosten treten keine Unterschiede zwischen den nativen Optimierungen und den Optimierungen in Tessif auf. Hieraus lässt sich schließen, dass das Tessif-Modell in ein gleichwertiges Oemof und PyPSA-Modell umgewandelt wird. Darüber hinaus ist das Kostenoptimum zwischen Oemof und PyPSA identisch. Investitionen sind im Commitment Problem unterbunden, weshalb der Capex folgerichtig in allen Optimierungen Null ist und sich somit die gesamten Kosten aus dem Opex ergeben. In Tessif wird das Ergebnis direkt in der in Tabelle 4.1 dargestellten Art und Weise ausgegeben. Für die Ergebnisse des nativen PyPSA ist es notwendig die Emissionen im Nachhinein zu ermitteln, da diese nicht von PyPSA selbst ausgegeben werden. Die Korrektheit der weiteren Werte in Tabelle 4.1 ist trotz Ausgabe über eine Rechnung im Nachhinein, mithilfe der vorgegebenen Kosten und den Ergebnisse der Energieflüsse, sichergestellt. Die selbst im Nachgang ermittelte und eingefügten Werte sind in den Tabellen stets markiert, sodass eine Unterscheidung von den direkten Ausgaben der Softwaretools möglich ist.

Tabelle 4.1.: Kosten und Emissionsergebnis der Optimierung des Commitment Problems (gerundete Werte)

	Oemof		PyPSA	
	Tessif	Nativ	Tessif	Nativ
CO2 Emissionen [t]	6.813.556	6.823.649	6.833.502	6.811.024 ¹
gesamt Kosten [€]	688.509.325	688.509.325	688.509.325	688.509.325
Opex [€]	688.509.325	688.509.325 ¹	688.509.325	688.509.325 ¹
Capex [€]	0	0 ¹	0	0 ¹

¹ Keine direkte Ausgabe als Optimierungsergebnis.

Die Berechnung der Emissionen ist in Gleichung 4.2 aufgeführt. Für jeden Bus n wird für jede angebundene Komponente k die abgegebene Leistung P über die Zeit t summiert und mit den entsprechenden spezifischen Emissionen e multipliziert. Die Summe aller daraus resultierenden absoluten CO2 Emissionen muss letztlich kleiner oder gleich des vorgegebenen CO2 Limits CAP_{CO_2} sein. In diesem Szenario ist kein CO2 Limit vorhanden und die Emissionen somit kein limitierender Faktor in der Optimierung.

$$\sum_{n,k,t} P_{n,k,t} \cdot e_{n,k} \leq CAP_{CO_2} \quad (4.2)$$

Der Opex ergibt sich ebenfalls aus der Summe der Leistung P über die Zeit t , welche jede Komponenten k an Bus n abgibt. Diese wird lediglich, wie in Gleichung 4.3 dargestellt, anstelle des Emissionsfaktors e mit den Betriebskosten $cost_{flow}$ multipliziert und aufsummiert.

$$\sum_{n,k,t} P_{n,k,t} \cdot cost_{flow;n,k} = Opex \quad (4.3)$$

Abbildung 4.1 zeigt die über die Zeit aufsummierte Leistung der verschiedenen Stromerzeuger vergleichend zwischen den verschiedenen Optimierungen, während Abbildung 4.2 das Äquivalent für die Wärmeerzeugung darstellt. Erzeuger, welche in keiner Optimierung und zu keinem Zeitpunkt Leistung abgeben, sind in den Abbildungen nicht mit aufgeführt. Mit den Werten sowie den Emissionen und Kosten jeder Komponente aus Tabelle 3.1 lassen sich die Emissionen der nativen PyPSA Optimierung ermitteln und die restlichen Werte der Tabelle 4.1 überprüfen. Die Kosten und Emissionen sind lediglich mit den Energieflüssen zu multiplizieren und aufzusummieren. Die Kosten sowie Emissionen, welche sich aus dieser Rechnung ergeben, stimmen allesamt mit dem Ergebnis aus Tabelle 4.1 überein. Da PyPSA keine Emissionen im Optimierungsergebnis ausgibt, lässt sich an dieser Stelle jedoch nicht mit Sicherheit festhalten, ob PyPSA intern die selbe Menge an Emissionen ermittelt.

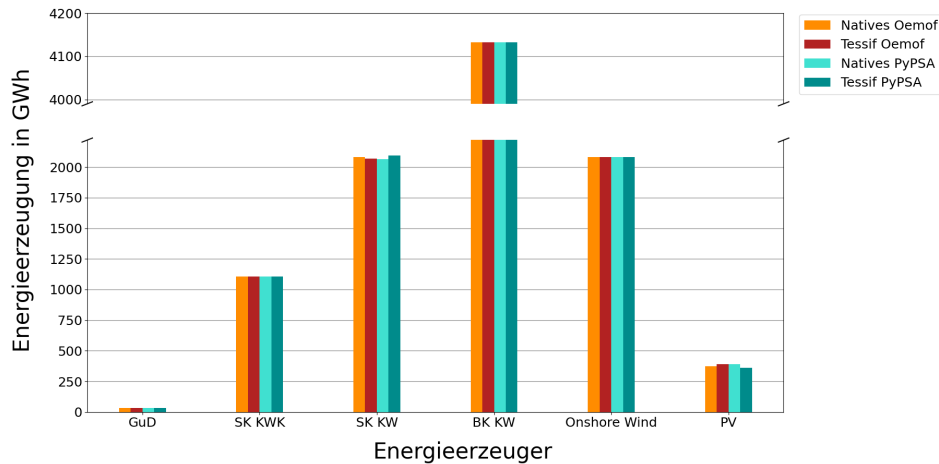


Abbildung 4.1.: Vergleich der Energieerzeugung des Commitment Problems für den Stromsektor (eigene Darstellung)

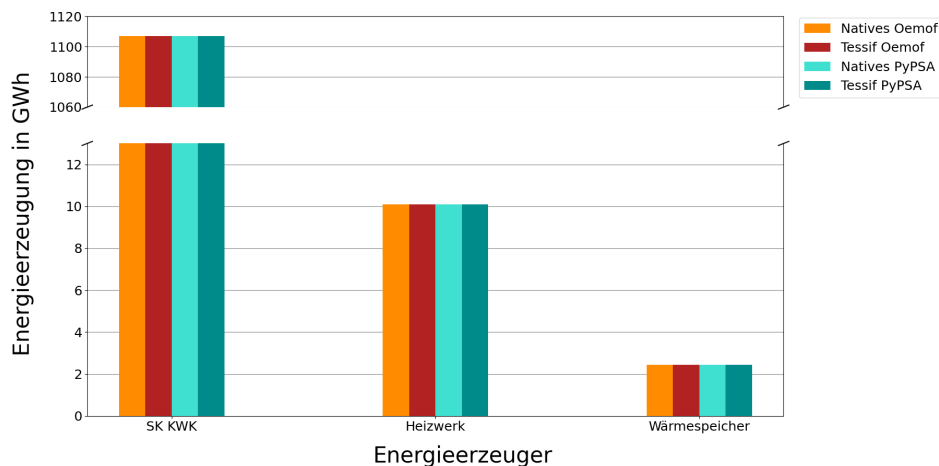


Abbildung 4.2.: Vergleich der Energieerzeugung des Commitment Problems für den Wärmesektor (eigene Darstellung)

Die Emissionen der verschiedenen Optimierungen variieren zwischen 6,811 Mio Tonnen und 6,833 Mio Tonnen. Aus Abbildung 4.1 geht hervor, dass sich die Ergebnisse im Stromsektor nur bei zwei Komponenten unterscheiden. Im Wärmesektor liegen keine Unterschiede vor (vgl. Abb. 4.2). Der einzige Unterschied liegt demnach im Nutzen der PV-Anlagen und dem Steinkohlekraftwerk. Da diese beiden Komponenten, wie in Kapitel 3 erörtert, gleiche laufende Kosten aufweisen, jedoch unterschiedliche CO₂ Emissionen, erklärt dies die verschiedenen Emissionsergebnisse bei gleichem Kostenoptimum. Der Zeitraum vom 17.–23. Januar zeigt die Unterschiede sehr gut. Für diesen Zeitraum ist in Abbildung 4.3 die Erzeugung im Steinkohlekraftwerk und der PV-Anlage, sowie das Maximum der theoretisch möglichen Erzeugung in der PV-Anlage aufgeführt. In diesem Zeitraum ist kein Tag, an welchem die Erzeugung in allen vier Optimierungen gleich ist. In allen

vier Optimierungen gibt es sowohl Zeitpunkte einer Erzeugung von PV Strom, während das Steinkohlekraftwerk nicht voll ausgelastet ist, sowie Zeitpunkte mit einer Erzeugung im Steinkohlekraftwerk, während die PV Erzeugung unter ihren Möglichkeiten liegt. Eine Präferenz, bei gleichen Kosten eine CO₂ ärmere Komponente zu bevorzugen, scheint somit weder im nativen Oemof bzw. PyPSA, noch in ihren Tessif Implementierungen vorzuliegen. Ebenso wenig liegt eine Präferenz zu dem Steinkohlekraftwerk vor. Eine weitere Möglichkeit besteht darin, dass so wenig oder so viele Komponenten wie möglich aktiv sind. Beides wird jedoch durch Abbildung 4.3 widerlegt. Da hier einige Zeitpunkte vorliegen an welchen eine Teillast beider Erzeuger möglich jedoch nicht realisiert ist. Zudem liegen in allen Optimierungen Zeitpunkte vor in welchen die PV-Anlage aktiv ist, die Steinkohleanlage jedoch in Teillast ist, obwohl die Steinkohleanlage die Leistung der PV-Anlage zusätzlich hätte bereit stellen können. Für alle Optimierungen ist dies in Abbildung 4.3 vor dem 18. Januar zu erkennen. Somit liegt auch keine Präferenz zu einer Aktivität von möglichst wenig Komponenten vor. Bei genauerer Betrachtung ist zu erkennen, dass beide Erzeuger immer nur zu jenen Zeitpunkten aktiv sind, wo einer von beiden voll ausgelastet ist. Gleiches zeigt sich ebenso bei einer genaueren Analyse des gesamten Zeitstrahls. So liegt in keiner Optimierung und zu keinem Zeitpunkt eine Nutzung von der PV-Anlage und dem Steinkohlekraftwerk in Teillast vor. Sind beide Komponenten aktiv, so ist stets eine voll ausgelastet. Jedoch scheint die Wahl, welche Komponente zuerst ausgelastet wird, ehe die Zweite die restliche Leistung bereitstellt, zufällig zu erfolgen. Dies lässt darauf schließen, dass die PV-Anlagen und Steinkohlekraftwerke gleichwertig sind und die Ergebnisse an dieser Stelle trotz korrekter Umwandlung des Tessif-Modell in die spezifischen Energiesystem Modelle variieren.

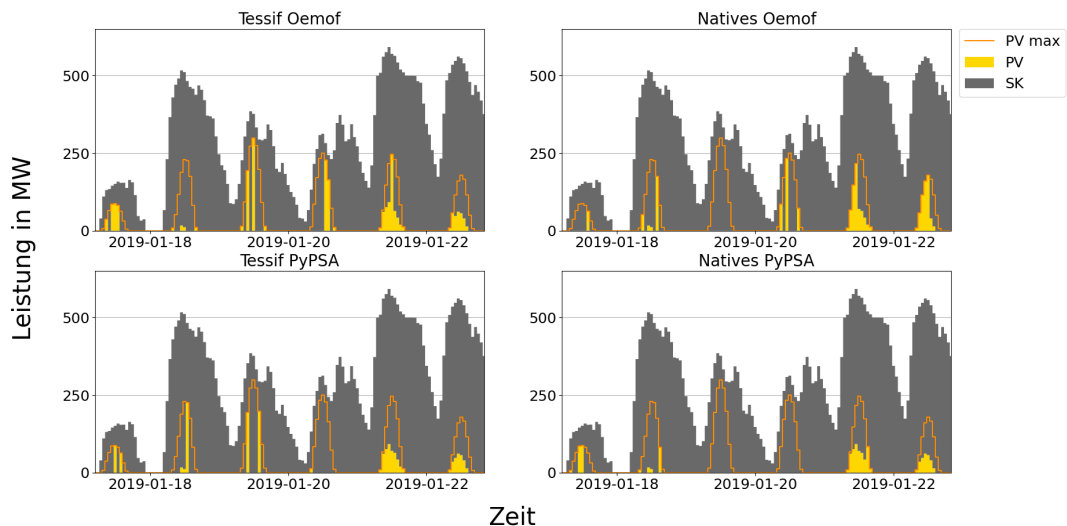


Abbildung 4.3.: Vergleich der Energieerzeugung von Steinkohle und Photovoltaik im Commitment Problem (eigene Darstellung)

Die Wärmespeicher liefern und entnehmen in allen Optimierungen die gleiche Menge an Wärme, auffallend jedoch sind die Differenzen zwischen der Lade- und Ent-

ladeenergie. Aus dem Wärmenetz fließen 3478 MWh in den Speicher. Zurück in das Wärmenetz fließen hiervon 2448 MWh. Der Systemwirkungsgrad beträgt 90 % und die Standverluste 0,5 %. Die gesamten Verluste betragen jedoch 1030 MWh, was 30 % der Ladeenergie entspricht. Die Verluste des Speichers sind in allen Optimierungen in Zeiten geringen Wärmebedarfs als zusätzlicher Verbraucher genutzt worden. So ist beispielsweise im Zeitraum vom 10. Juli um 18 Uhr bis zum 21. Juli um 2 Uhr eine Energiemenge von 100 MWh in den Wärmespeicher geflossen, jedoch kein einziges mal Energie entnommen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Erzeugung von Strom und Wärme im KWK Steinkohlekraftwerk günstiger ist, als eine Stromerzeugung durch das GuD. Außerdem sind die im Vergleich zum KWK Steinkohlekraftwerk kostengünstigeren Komponenten in diesem Zeitraum bereits ausgelastet. Das KWK Kraftwerk kann jedoch den Strom nur im gleichen Maße erzeugen wie es Wärme erzeugt und die Wärme benötigt einen Abnehmer. Da der Wärmebedarf in diesem Zeitraum relativ gering ist (Maximaler Wärmebedarf in diesem Zeitraum liegt bei 57 MW bzw. 15 % des maximalen Bedarfs im Januar) werden die Speicherverluste als weiterer Verbraucher zweckentfremdet. Die Standverluste, welche einen Vorteil einer zeitnahen Energieentnahme darstellen sollten, bewirken somit genau das Gegenteil.

Abbildung 4.4 zeigt die Ergebnisse der Oemof Optimierung innerhalb von Tessif stellvertretend für alle Optimierungsergebnisse des Commitment Problems. Auf eine visuelle Darstellung aller vier Optimierungen wird an dieser Stelle aufgrund der geringen Unterschiede verzichtet. Wie auch in Abbildung 4.1 ist die Dominanz der Stromerzeugung im Braunkohlekraftwerk zu erkennen. Jedoch gehen aus Abbildung 4.4 die zeitlichen Veränderungen der anderen Erzeuger deutlich hervor. Die Erzeugung im Steinkohlekraftwerk sowie dem onshore Windpark liegen in der Summe über das ganze Jahr sehr nahe beieinander. Da der Wind jedoch nicht durchgehend verfügbar ist, die Steinkohle hingegen durchaus, ist der Januar über weite Strecken vom Wind und der Braunkohle, als die beiden kostengünstigsten Erzeuger, geprägt. Aufgrund des hohen Wärmebedarfs im Januar ist zudem die Steinkohle KWK Anlage im Januar deutlich mehr genutzt als im Juli (vgl. Abb. 4.5). Erzeugung in dem Steinkohlekraftwerk ist an einigen Tagen mit geringer Erzeugung durch Wind zu erkennen. Im Juli hingegen wird mehr Strom in dem Steinkohlekraftwerk erzeugt und auch das Braunkohlekraftwerk erzeugt nochmal mehr als im Januar. Der onshore Wind spielt in diesem Monat, dafür dass er die günstigste Stromerzeugung ermöglicht, nur eine vergleichsweise geringe Rolle. Ebenfalls ein deutliches Wachstum ist in der Nutzung der PV-Anlagen im Juli im Vergleich zum Januar zu sehen.

Ein weiterer Punkt, welcher nicht außer acht gelassen werden sollte, ist die Dauer der Optimierung. Diese wurde ermittelt, indem vor verschiedenen Schritten über Python die Uhrzeit ausgegeben wird und über die Zeit nach der Optimierung zu dem Beginn des Skripts eine Differenz gebildet wurde. In dem nativen Oemof und PyPSA ist hierbei das Erstellen des Energiesystems und das Optimieren in einem Zeitschritt zusammengefasst. In Tessif hingegen ist die Zeit zu Beginn, nach dem Transformieren des Tessif-Modells in ein Oemof bzw. PyPSA-Modell sowie die Zeit nach der darauffolgenden Optimierung ermittelt. Die Umwandlung in ein

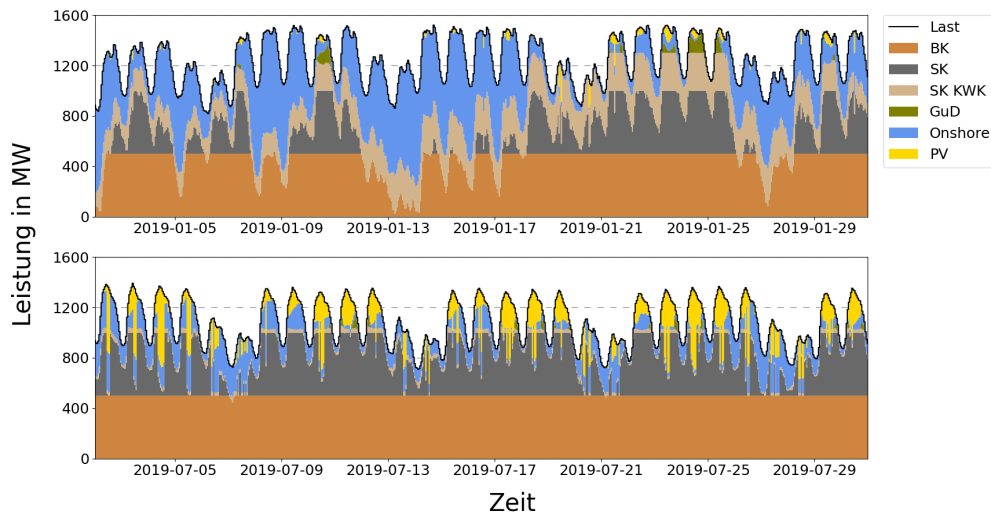


Abbildung 4.4.: Optimierungsergebnis des Commitment Problems für den Stromsektor (eigene Darstellung)

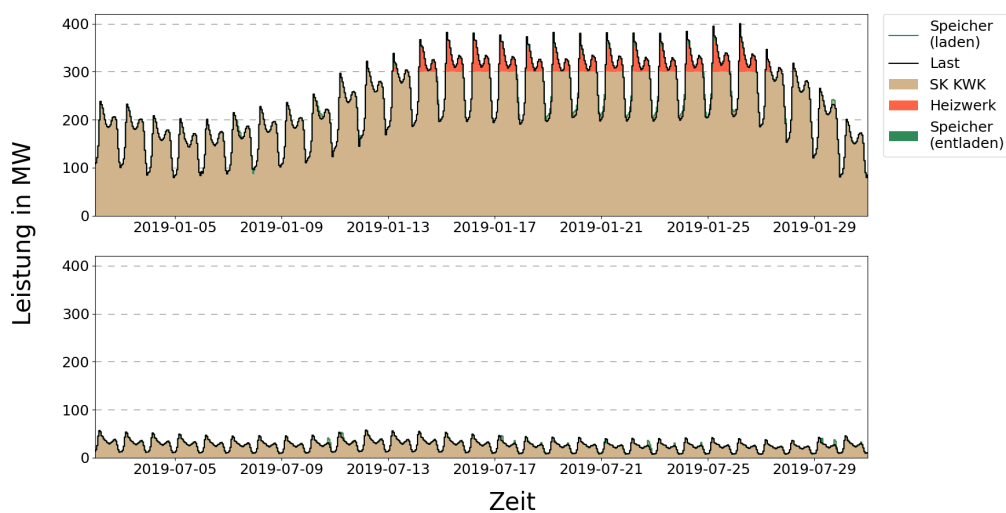


Abbildung 4.5.: Optimierungsergebnis des Commitment Problems für den Wärmesektor (eigene Darstellung)

PyPSA-Modell ist mit 2 Sekunden vernachlässigbar gering im Vergleich zu dem Aufwand ein Energiesystem in den verschiedenen Softwares selbst zu erstellen. Ebenfalls gering ist die Optimierungsdauer von PyPSA über Tessif. Diese beträgt in diesem Szenario 33 Sekunden und der gesamte Prozess folglich 35 Sekunden. Dem gegenüber stehen 38 Sekunden im nativen PyPSA, wobei dies bereits das Abspeichern einiger Dateien mit Optimierungsergebnissen beinhaltet. Auch wenn an dieser Stelle keine Zeit vor dem Abspeichern dieser Dateien gemessen ist, ist dennoch davon auszugehen dass der Unterschied zwischen der nativen Optimierung und der Optimierung über Tessif vernachlässigbar ist. Ebenso gering sind die

Unterschiede welche in Tessif bei einer Optimierung mit Oemof im Vergleich zur nativen Oemof Optimierung auftreten. Das Tessif-Modell wird in unter einer Sekunde in ein Oemof-Modell umgewandelt. Die darauffolgende Optimierung dauert 40 Sekunden. Im nativen Oemof beträgt die Optimierungszeit 36 Sekunden. Somit liegen nicht nur die Tessif Optimierungen im gleichen Rahmen wie die nativen Optimierung, sondern auch Oemof und PyPSA im Vergleich ohne nennenswerte Unterschiede.

4.3.2. Ergebnisse des Expansion Problems

Die in dieser Optimierung vorliegende CO2 Grenze, welche wie in Kapitel 2 erwähnt als ca. 4 % des Ergebnisses des Commitment Problems gewählt ist, wird auf 250.000 Tonnen CO2 gesetzt. Dies entspricht einer Reduktion der Emissionen auf 3,66 – 3,67 %, je nachdem von welchem Optimierungsergebnis aus Abschnitt 4.3.1 ausgegangen wird.

Tabelle 4.2.: Kosten und Emissionsergebnis der Optimierung des Expansion Problems (gerundete Werte)

	Oemof		PyPSA	
	Tessif	Nativ	Tessif	Nativ
CO2 Emissionen [10^3 t]	250	250	266	266 ¹
gesamt Kosten [10^3 €]	42.289.118	42.289.108	37.727.777	37.727.777
Opex [10^3 €]	734.140	734.142 ¹	823.008	823.008 ¹
Capex [10^3 €]	41.554.978	41.554.966	36.904.768	36.904.768 ¹

¹ Keine direkte Ausgabe als Optimierungsergebnis.

Kosten sowie CO2 Emissionen der Optimierung des Expansion Problems sind in Tabelle 4.2 aufgeführt. Die Oemof Optimierungen führen sowohl über Tessif als auch im nativen Oemof zu den maximal erlaubten 250 tausend Tonnen CO2 Emissionen. In den Ergebnissen der PyPSA Optimierungen sind die Emissionen nativ und über Tessif ebenfalls gleich, jedoch höher als die Vorgabe. Da PyPSA selbst keine CO2 Emissionen ausgibt, sind diese für die native PyPSA Optimierung erneut im Nachhinein mithilfe der Energieflüsse und den vorgegebenen Tonnen CO2 Emissionen pro MWh ausgerechnet. Diese Berechnung beruht allerdings auf der Berechnung der Emissionen von Tessif, welche in Gleichung 4.2 dargestellt ist, und weicht, wie sich im Folgenden zeigt, von der Berechnung in PyPSA ab.

Zunächst werden jedoch die Ergebnisse aus Tabelle 4.2 überprüft und die Berechnung jener Werte, welche keiner direkten Ausgabe zugrunde liegen, aufgeführt. Die Berechnung der Emissionen (Gl. 4.2) und des Opex (Gl. 4.3) sind bereits im Commitment Problem aufgeführt und für das Expansion Problem auf die gleiche Weise ermittelt. Der Capex ergibt sich aus der Differenz der final installierten Kapazität bzw. Leistung C_{final} zur initial installierten Kapazität bzw. Leistung C_{initial} . Diese

wird mit den Investitionskosten $cost_{inv}$ multipliziert und über die entsprechenden Komponenten k und Busses n aufsummiert. Die Berechnung ist in Gleichung 4.4 aufgeführt.

$$\sum_{n,k} (C_{\text{final}; n,k} - C_{\text{initial}; n,k}) \cdot cost_{inv; n,k} = \text{Capex} \quad (4.4)$$

Die ausgegebenen Emissionen stimmen mit den nachgerechneten Werten exakt überein. Bei den Kosten liegen die Abweichungen an der neunten Stelle und sind folglich vernachlässigbar gering.

Dass Oemof die Emissionen genauso ermittelt wie Tessif, geht aus den gleichen Ergebnissen in Tabelle 4.2 hervor. PyPSA jedoch ermittelt die Emissionen intern verschieden und gibt diese darüber hinaus nicht aus. Da die ursprüngliche Parametrisierung an die Berechnung von Tessif angelehnt ist, sind die Emissionen auch auf diese Weise für Tabelle 4.2 ermittelt (ebenso in Tabelle 4.1, auch wenn hier die Emissionen in der Optimierung noch keine Bedeutung hatten).

Gleichung 4.5 zeigt die Berechnung der Emissionen innerhalb von PyPSA [9]. Die einzelnen Zeitschritte werden in diesem Szenario nicht gewichtet, wodurch der Gewichtungsfaktor w_t wegfällt. Die erste Summe erfolgt über die „Busses“ n , die „Generator“ s sowie die Zeitschritte t . Aufsummiert wird hier das Produkt aus der Generatorleistung g und den Emissionen e dividiert durch den Wirkungsgrad η . Die Emissionen der „Generator“ im nativen PyPSA-Modell sind bereits in dem „Carrier“ mit dem Wirkungsgrad multipliziert berücksichtigt und auch in der Tessif zu PyPSA Umwandlung findet diese Anpassung statt. Somit ist diese erste Summe äquivalent zu einer Summe von dem Produkt der Energieflüsse der Komponenten, wie in Abbildung 4.1 dargestellt, mit ihren Emissionen aus Tabelle 3.1. Die zweite Summe weicht jedoch von dem ab, wie Emissionen in Tessif und Oemof ermittelt werden. Dies ist eine Summe über die „Busses“ n und die Speicher s . Diese Summe beinhaltet die Differenz des initialen ($t = -1$) sowie des finalen ($t = |T| - 1$) Speicherstands¹ E multipliziert mit den Emissionen e .

$$\sum_{n,s,t} \frac{1}{\eta_{n,s}} \cdot w_t \cdot g_{n,s,t} \cdot e_{n,s} + \sum_{n,s} (E_{n,s,t=-1} - E_{n,s,t=|T|-1}) \cdot e_{n,s} \leq \text{CAP}_{CO_2} \quad (4.5)$$

Beim Einhalten des vorgegebenen CO2 Limits CAP_{CO_2} werden folglich keine Links berücksichtigt. Dies zeigt, weshalb es sinnvoll ist einfache Kraftwerke in PyPSA als Generator mit Wirkungsgrad darzustellen und auch weshalb die Carrier mit den Emissionen der KWK Komponenten, welche in PyPSA als Links dargestellt sind, in den jeweiligen Generator zu verschieben sind. Die Power-to-Heat Komponente ist jedoch ein Link zwischen dem Stromnetz und dem Wärmenetz und kann folglich keiner Quelle zugeordnet werden. Diese knapp 750 Tonnen CO2 fallen somit in

¹Der Speicherstand wird in [9] wie die Emissionen als e aufgeführt und stellt eine Verwechslungsgefahr dar. Deshalb ist hier ein großes E für den Speicherstand gewählt.

PyPSA weg. Grundlegend anders ist zudem die Berücksichtigung der Emissionen von Speichern. Bei Tessif und Oemof unterschieden sich die Speicher nicht von anderen Komponenten. Liefern sie Energie, so fallen die vorgegebenen Emissionen in Abhängigkeit von der Energiemenge an. In PyPSA fungieren die Speicher jedoch auch im Hinblick auf Emissionen als Speicher. Sie speichern Emissionen beim Laden und emittieren beim Entladen. In der gesamt Bilanz sind deshalb nur der initiale und finale Speicherstand, welcher von den Ergebnissen der Oemof Optimierungen stark abweicht, von Bedeutung. Zu Beginn sind die Speicher in allen Optimierungen leer. Dies ist im Modell vorgegeben. Die beiden Oemof Optimierungen weisen auch am Ende leere Speicher auf. In beiden PyPSA Optimierungen hingegen wird in den letzten Zeitschritten 3770 MWh in die Batterie eingespeichert und nicht genutzt. Dies führt mit den vorgegebenen 0,06 Tonnen pro MWh zu einer Speicherung von 225 Tonnen CO₂, welche folglich negativ in die Bilanz eingehen (vgl. Gleichung 4.5). Im Verständnis der Emissionen von Tessif, emittiert die Batterie jedoch bei jedem Entladen. Über den Zeitraum von einem Jahr sind dies 14500 Tonnen CO₂. Somit ist das Emissionslimit in PyPSA im Verständnis von PyPSA eingehalten. Tessif ermittelt die Emissionen jedoch grundlegend verschieden, weshalb eine Abweichung von 15,5 tausend Tonnen in Tabelle 4.2 vorliegt. Darüber hinaus fallen Betriebskosten bei Speichern erst beim Entladen auf. Dadurch ergibt sich in den PyPSA nur ein geringer Kostenaufwand zur Erzeugung der 3750 MWh an anderer Stelle, nicht aber für das Einspeichern selbst.

Folglich ist das Tessif-Modell korrekt in ein PyPSA-Modell umgewandelt worden. Selbes gilt für das Oemof-Modell. Abweichungen in den Gesamtkosten liegen von 10 tausend Euro vor. Relativ betrachtet sind dies jedoch nur 0,00002 % höhere Kosten in der Optimierung in Tessif als in dem nativen Oemof. Diese Abweichungen fallen in die Kategorie von Rundungsfehlern, zumal die Ergebnisse in Tabelle 4.2 auf ganze Zahlen gerundete Werte sind und die Emissionen somit an späterer Stelle in gleicher Größenordnung voneinander abweichen könnten.

Bei der Betrachtung der aufsummierten Energieflüsse in das Strom- und Wärmenetz in Abbildung 4.6 und 4.7 zeigt sich ebenfalls, dass eine Optimierung über Tessif keine merklichen Unterschiede zu einer nativen Optimierung aufweist. Anlagen welche zu keinem Zeitpunkt und in keiner Optimierung einen Beitrag zur Erzeugung leisten, sind nicht mit aufgeführt. Dies betrifft die beiden Steinkohle Komponenten sowie die Braunkohleanlage im Stromsektor und das Heizwerk sowie die KWK Steinkohleanlage im Wärmesektor.

Differenzen zwischen den nativen und den Tessif Optimierungen liegen ab der fünften Stelle vor und sind in einer grafischen Darstellung nicht mehr zu erkennen. Zwischen PyPSA und Oemof treten allerdings große Unterschiede auf. PyPSA erzeugt deutlich mehr Strom aus offshore Wind und nutzt auch die Batterien mehr, obwohl diese Komponenten zu den teuersten im Betrieb gehören. Dies ist erneut auf die verschiedene Definition von den Emissionen zurückzuführen, welche es PyPSA ermöglicht die Batterie mehr zu nutzen und im Gegenzug Kosten beim Ausbau einzusparen.

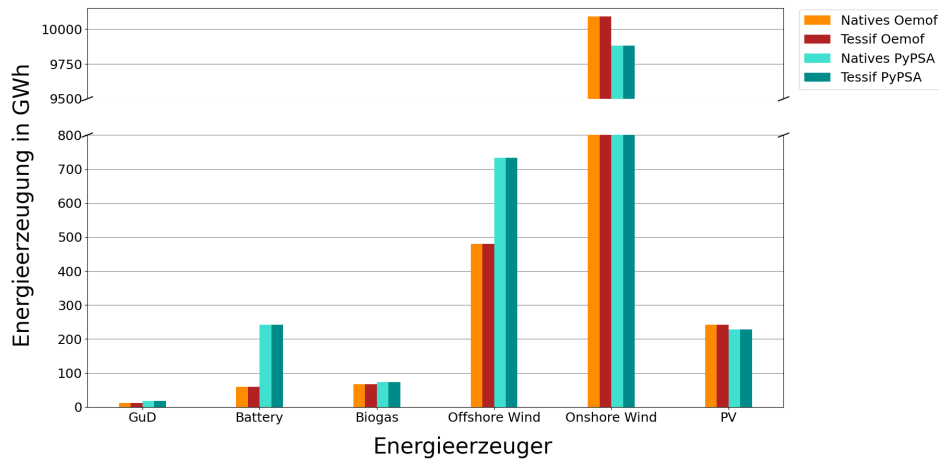


Abbildung 4.6.: Vergleich der Energieerzeugung des Expansion Problems für den Stromsektor (eigene Darstellung)

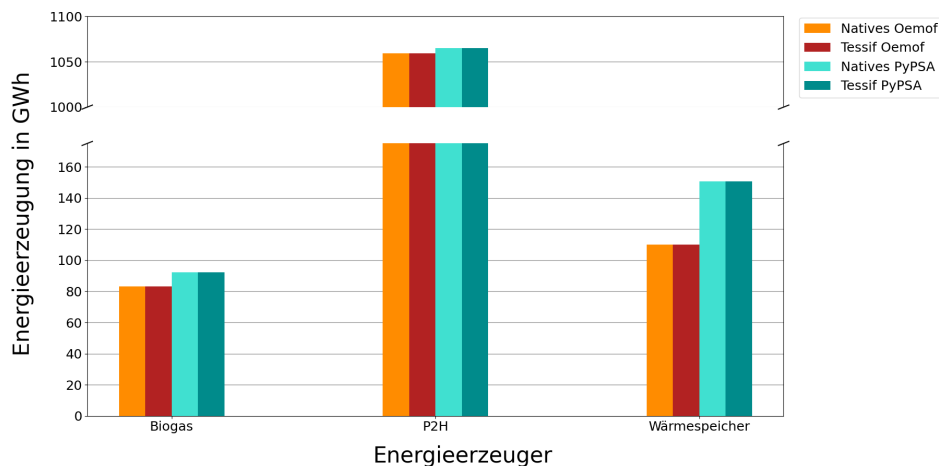


Abbildung 4.7.: Vergleich der Energieerzeugung des Expansion Problems für den Wärmesektor (eigene Darstellung)

Abbildung 4.7 zeigt eine erhöhte Einspeisung von Wärme in allen drei Komponenten in PyPSA im Vergleich zu Oemof auf. Dies scheint zunächst widersprüchlich, da der Wärmebedarf in allen Optimierungen gleich ist und keine Möglichkeit besteht die Wärme in dem Stromsektor zu nutzen, wie es umgekehrt durch die Power-to-Heat Anlage möglich ist. Die erhöhte Einspeisung des Wärmespeichers in das Wärmenetz bedeutet jedoch im Gegenzug auch eine erhöhte Einspeisung aus dem Wärmenetz in den Speicher und folglich auch erhöhte Verluste im Speicher in der PyPSA Optimierung. Dies erfordert eine höhere Wärmeerzeugung im Biogas BHKW sowie der Power-to-Heat Anlage.

Neben dem CO₂-Limit ist der wesentliche Unterschied dieses Szenarios der Ausbau der installierten Leistung. Dieser erfordert eine genauere Betrachtung. Im Modell

sind zunächst vor allen Optimierungen die gleichen installierten Leistungen vorgegeben. Die installierte Leistung zum Ende wird durch die Optimierung bestimmt. Die Komponenten sind in den Optimierungen über Tessif sowie den nativen Optimierungen in gleichem Maße ausgebaut. Dies ist in Abbildung 4.8 dargestellt. Unterschiede zwischen den nativen Optimierungen und jenen über Tessif liegen erst ab der siebten Stelle vor und sind vernachlässigbar gering. Bei einem Vergleich zwischen den Oemof und den PyPSA Ergebnissen zeichnet sich erneut die verschiedene Berechnung der Emissionen ab. Die PyPSA Optimierungen bauen die Batteriespeicher sowie die Power-to-Heat Anlagen, welche in PyPSA kein CO₂ emittieren, stärker aus als die Oemof Optimierungen. Währenddessen ist ein Ausbau aller anderen Komponenten in Oemof größer als es in PyPSA der Fall ist. Dies hat zur Folge, dass der Capex sowie die Gesamtkosten in Oemof höher sind als in PyPSA (vgl. Tab. 4.3). Mit Ausnahme der GuD Anlage ist ein Ausbau aller weiteren, in dem Zeitraum betriebenen, Komponenten in allen Optimierungen vonnöten.

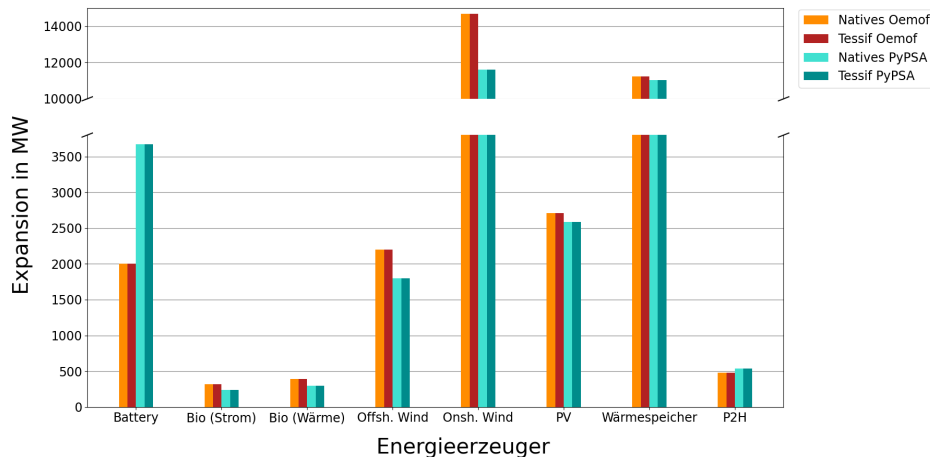


Abbildung 4.8.: Vergleich der Expansion der Energieerzeuger im Expansion Problem (eigene Darstellung)

Aufgrund der zusätzlichen Möglichkeit des Leistungsausbaus sowie der Bedingung die CO₂ Emissionen unter dem geforderten Limit zu halten, ist diese Optimierung komplexer und zeitaufwendiger als das Commitment Problem. Die nativen Optimierungen weisen, wie im Commitment Problem, keine nennenswerten Unterschiede im Vergleich zu ihren Tessif Implementierungen auf. So dauert die PyPSA Optimierung über Tessif 8,6 Minuten und die Optimierung im nativen PyPSA 8,9 Minuten. Im nativen Oemof dauert die Optimierung 24 Minuten und über Tessif 25 Minuten. Im Unterschied zum Commitment Problem sind im Expansion Problem somit deutliche Differenzen zwischen Oemof und PyPSA in der Optimierungsdauer festzustellen.

4.3.3. Zusätzliches Expansion Problem

Mit den Erkenntnissen aus dem Expansion Problem in Abschnitt 4.3.2 wird eine weitere, angepasste Optimierung des Expansion Problems durchgeführt. Die Optimierungen dieses Abschnitts werden ausschließlich über Tessif durchgeführt und dienen dem Vergleich zwischen Oemof und PyPSA. Der Vergleich der Tessif Implementierungen zu den nativen Optimierungen ist mit Abschnitt 4.3.2, aufgrund der vernachlässigbar geringen Abweichungen, abgeschlossen.

Aus Abschnitt 4.3.2 geht hervor, dass PyPSA bei den Emissionen der Speicher lediglich den initialen Speicherstand mit dem finalen Speicherstand vergleicht. Durch einspeichern von Energie in den letzten Zeitschritten generiert PyPSA somit Emissionen, welche negativ in die Bilanz eingehen (vgl. Gleichung 4.5).

In einem weiteren Szenario wird zunächst dieser finale Speicherstand nicht mehr variabel gehandhabt, sondern zu Null gesetzt. Folglich sollten nach Gleichung 4.5 in diesem Szenario keine Emissionen aufgrund des Batteriespeichers anfallen. Diese Optimierung wird ausschließlich mit PyPSA über Tessif durchgeführt. Wichtig ist hierbei zu beachten, dass Tessif die Emissionen dennoch nach der Definition von Emissionen in Tessif berechnet. Das Ergebnis dieser Optimierung wird daraufhin mit einem weiteren Szenario verglichen.

Die Power-to-Heat-Anlage, deren Emissionen von PyPSA nach Gleichung 4.5 nicht beachtet werden, wird im zweiten Szenario als emissionsfrei angenommen. Ebenso wird der Batteriespeicher, dessen Definition von Emissionen in Oemof und PyPSA grundlegend verschieden ist, als emissionsfrei angenommen. Der finale Speicherstand wird nicht vorgegeben und ergibt sich aus dem Optimierungsergebnis. Mit diesen Anpassungen ist das Referenzsystem soweit verändert, dass auf Grundlage der Erkenntnisse der bisher durchgeführten Optimierungen, davon auszugehen ist, dass die Optimierungen über PyPSA und Oemof nun keine Unterschiede aufweisen. Außerdem ist zu erwarten, dass die Emissionen der Optimierung in diesem Szenario auch über PyPSA der ermittelten Emissionen von Tessif gleichen und somit dem gesetzten Limit von 250 tausend Tonnen entsprechen.

Die Anpassungen an dem Referenzsystem werden, wie auch die Verschiebung der Emissionen der KWK-Anlagen vom Transformer in die Source vor der Umwandlung in ein PyPSA-Modell (vgl. Abschnitt 4.1), über die Funktion der Reparametrisierung nach dem Aufruf des Tessif-Modells durchgeführt.

Zunächst werden die beiden verschiedenen Optimierungen über PyPSA miteinander verglichen. Bis auf die Summe an Emissionen liegen die gleichen Ergebnisse vor (vgl. Tab. 4.3). Diese Emissionen sind jedoch dem Datenoutput von Tessif geschuldet, welcher in dem Szenario mit anfallenden Emissionen bei der Batterie und der Power-to-Heat-Anlage, diese mit berechnet, auch wenn dies intern in PyPSA nicht geschieht. PyPSA errechnet somit, bei festlegen des finalen Speicherstandes auf Null, das gleiche Ergebnis, unabhängig davon ob der Batterie und Power-to-Heat-Anlage Emissionen zugewiesen werden oder nicht. Dies bestätigt die Gleichung 4.5 und den wesentlichen Unterschied zwischen PyPSA und Tessif.

Tabelle 4.3.: Kosten und Emissionsergebnis der Optimierung des angepassten Expansion Problems über Tessif (gerundete Werte)

	Oemof	PyPSA	PyPSA
	Keine Emissionen durch die Batterie und Power-to-Heat-Anlage. Der finale Speicherstand ist nicht vorgegeben.	Keine Emissionen durch die Batterie und Power-to-Heat-Anlage. Der finale Speicherstand ist nicht vorgegeben.	Emissionen durch die Batterie und Power-to-Heat-Anlage, jedoch ist der finale Speicherstand zu Null gesetzt.
CO2 Emissionen [10^3 t]	250	250	265
gesamt Kosten [10^3 €]	37.793.513	37.793.513	37.793.513
Opex [10^3 €]	820.206	820.206	820.206
Capex [10^3 €]	36.973.307	36.973.307	36.973.307
Zeit [min]	8	8.5	8.6

Zudem erfolgt ein Vergleich zwischen Oemof und PyPSA anhand des Szenarios in welchem dem Batteriespeicher und der Power-to-Heat-Anlage keine Emissionen zugewiesen sind. Die Ergebnisse dieser Optimierungen sind ebenfalls in Tabelle 4.3 aufgeführt und bekräftigen die bisherigen Erkenntnisse, dass die wesentlichen Unterschiede zwischen Oemof und PyPSA (in Bezug auf das in dieser Arbeit erstellte Referenzsystem) auf den Batteriespeicher und die Power-to-Heat-Anlage zurückzuführen sind. Nach dem Entfernen der Emissionen dieser beiden Komponenten aus dem Modell, stimmen sowohl die Emissionen als auch die Kosten der Optimierung von Oemof und PyPSA überein.

Der Speicherstand der Batterie ist sowohl in Oemof als auch in PyPSA zum Ende der Optimierung Null. Zuvor hat PyPSA durch speichern von Energie in der Batterie, ohne diese wieder in das Stromnetz zurückzuführen, CO₂ aufnehmen können. Durch das Wegfallen der CO₂ Emissionen der Batterie, ist dies nicht mehr möglich. Folglich entstehen in diesem Szenario, um das Emissionslimit einzuhalten, an anderer Stelle Kosten. Dies führt dazu, dass die Kosten dieses Szenarios höher liegen als in der vorherigen Optimierung (vgl. Tab. 4.2).

In den Ergebnissen von Oemof sind die Unterschiede zur vorherigen Optimierung deutlich größer. Durch das Wegfallen der Emissionen der Power-to-Heat-Anlage, wird diese nun mehr genutzt. Zuvor erzeugte die Power-to-Heat-Anlage 1059 GWh Wärme. In diesem angepassten Szenario sind es nun 1065 GWh. Noch stärker fallen die Unterschiede bei der Betrachtung der Batterie aus. Während des Betriebes emittierten diese zuvor in Oemof kontinuierlich CO₂. Ohne diese Emissionen wird die Batterie deutlich mehr genutzt. Zuvor speiste die Batterie 59 GWh in das Stromnetz ein, während es im angepassten Szenario 237 GWh sind.

Zudem liegt die Dauer, welche für die Optimierung benötigt wird, in diesem Szenario näher beieinander. Die Optimierung über Oemof benötigt 8 Minuten und die

Optimierung über PyPSA 8,5 Minuten. Dies legt die Vermutung nahe, dass die zuvor größer ausfallenden Unterschiede in der Optimierungsdauer auf die verschiedenen Definitionen der Emissionen zurückzuführen sind. In PyPSA geht mit der Power-to-Heat-Anlage eine Komponente weniger in die Berechnung ein und auch die Berechnung der Emissionen des Batteriespeichers, reduziert auf zwei Speicherzustände, führt zu weniger Rechenaufwand, als die Betrachtung jedes einzelnen Zeitschrittes.

5. Analyse der Ergebnisse

In diesem Kapitel werden die Erkenntnisse der Optimierungsergebnisse ausgewertet sowie das Referenzsystem, die Szenarien und die Modellierung generell einer kritischen Betrachtung unterzogen.

5.1. Auswertung

Die Ergebnisse in Abschnitt 4.3.1 zeigen, dass ein Commitment Problem über Tessif mit Oemof und PyPSA ohne wesentlichen Unterschied zu den nativen Softwaretools durchgeführt wird. Die Unterschiede in den Optimierungsergebnissen des Referenzszenarios sind der Situation geschuldet, dass zwei Komponenten die gleichen Kosten zur Folge haben und somit keine eindeutige Lösung vorliegt. Dennoch ist diese Parametrisierung durchaus interessant, da sie aufzeigt, dass weder bei Oemof noch bei PyPSA eine bevorzugte Nutzung von einer emissionsärmeren Komponente bei gleichen Kosten vorliegt. In realen Anwendungsfällen wäre eine Minimierung der Emission bei gleichem Kostenoptimum vermutlich ein großer Vorteil, welchen eventuell andere Softwaretools bieten.

Darüber hinaus ist festzuhalten, dass die von Tessif ausgegebenen Emissionen der PyPSA-Optimierung einer Berechnung von Tessif zugrunde liegen. Da PyPSA die Summe an Emissionen nicht ausgibt, sind die Emissionen der nativen PyPSA Optimierung im Nachhinein, unter der Annahme, dass PyPSA diese so handhabt wie sie in der Parametrisierung in Kapitel 3 vorgesehen sind, bestimmt. Das Expansion Problem jedoch zeigt, dass die PyPSA Berechnung der Emissionen von dieser Berechnung abweicht.

Abschnitt 4.3.2 zeigt, dass die Expansion selbst wie erwartet über Tessif mit Oemof und PyPSA funktioniert. Unterschiede zwischen den nativen Optimierungsergebnissen und jenen über Tessif liegen in einem kleinen, aller Voraussicht nach Rundungsfehlern geschuldeten, Bereich. Ergebnisse aus Optimierungen scheinen zunächst präzise, sind jedoch aufgrund der vereinfachten Modellannahmen nicht gleich den realen Kosten oder Emissionen [8]. Daher ist vielmehr die Größenordnung der Kosten von Bedeutung als ein auf den Euro genauer Wert. Daraus lässt sich schließen, dass die verschiedenen Ergebnisse ausreichend nah beieinander sind.

Allerdings ist festzuhalten, dass die Emissionen aufgrund von Unterschieden in der Berechnung in PyPSA von dem Emissionslimit abweichen. Oemof ermittelt Emissionen genauso wie Tessif, weshalb hier die Emissionsgrenze eingehalten ist.

PyPSA definiert die zugewiesenen CO₂ Emissionen der Speicher wie das Speichermedium selbst; als Medium welches ein- und ausgespeichert wird. Das CO₂ wird somit beim Laden dem Speicher zugeführt und beim Entladen an die Umgebung emittiert. In Oemof hingegen wird das CO₂ beim Entladen emittiert, jedoch nicht beim Laden eingespeichert. An diese Berechnung sind auch die Parametrisierung und die Berechnung der Emissionen in Tessif angelehnt, wodurch PyPSA intern andere Emissionen erfasst als Tessif in der Aufbereitung der PyPSA Ergebnisse. Diese Abweichungen treten auf sobald einem Speicher Emissionen zugewiesen sind. Darüber hinaus gehen PyPSA-Links nicht in die Berechnung von CO₂ Emissionen mit ein. Im Falle des in dieser Arbeit entwickelten Referenzsystems bedeutet dies, dass die Emissionen der KWK-Anlagen, vor der Umwandlung des Tessif-Modells in ein PyPSA-Modell, in die davor liegenden Quellen zu verschieben sind. Für die Power-to-Heat-Anlage ist dies jedoch nicht möglich, was zur Folge hat dass deren Emissionen von PyPSA nicht berücksichtigt werden. Tessif berechnet aus den PyPSA Ergebnissen dennoch die Emissionen in der Tessif Definition, sodass ein einheitliches, vergleichbares Ergebnis entsteht, auch wenn dies bedeutet, dass die Grenze nicht eingehalten ist.

Die Dauern der Optimierungen sind in Tabelle 5.1 aufgeführt und zeigen, dass Optimierungen über Tessif in keinem Szenario nennenswerte Unterschiede zur Dauer der nativen Optimierung aufweisen. Dies ist von Bedeutung, da zu starke Abweichungen bei größeren Optimierungen den durch Tessif ersparten Mehraufwand des Erstellens mehrerer Energiesysteme in verschiedenen Modellen egalisieren könnten. Das angepasste Expansion Problem diente einem weiteren Vergleich zwischen Oemof und PyPSA, weshalb dieses nicht zusätzlichen im nativen Oemof und PyPSA erstellt und optimiert wurde. Daher liegen an dieser Stelle keine Optimierungsdauern vor. Die größeren Unterschiede in der Optimierungsdauer des Expansion Problems sind aller Voraussicht nach auf die vereinfachte Emissionsberechnung in PyPSA zurückzuführen. Nachdem die Emissionen der verschiedenen berechneten Komponenten aus dem Modell in dem angepassten Expansion Szenario entfernt wurden, reduzierten sich die Differenzen in der Optimierungsdauer deutlich. Jedoch ist festzuhalten, dass für genaue Aussagen über die Optimierungsdauer eine Reihe von Optimierungen durchzuführen ist, um einen aussagekräftigen Mittelwert bestimmen zu können.

Tabelle 5.1.: Vergleich der Optimierungsdauer

	Oemof		PyPSA	
	Tessif	Nativ	Tessif	Nativ
Commitment [s]	40	36	35	38
Expansion [min]	25	24	8,6	8,9
Expansion angepasst [min]	8	-	8,5	-

5.2. Kritische Bewertung

Modellierungen gehen, wie in Kapitel 2 und 3 erörtert, immer mit Vereinfachungen einher. Jede Vereinfachung stellt somit einen Schritt weg von der Realität dar. So sind beispielsweise Wirkungsgrade vom Lastfall abhängig und damit einhergehend auch einige Kostenfaktoren und die Emissionen. Zudem sind die mögliche Nutzung von Wind- und Solarenergie sowie der Verlauf des Verbrauchs fest vorgegeben, während in der Realität vorab keine genauen Angaben für ein ganzes Jahr gemacht werden können. Nichtsdestotrotz sind diese Vereinfachungen vonnöten um Prognosen durch Modellierungen in annehmbarer Rechenzeit durchführen zu können. Die Ergebnisse sind somit immer nur als Richtwerte zu verstehen. So werden in der Realität bspw. bei der Expansion immer nur in bestimmten Abständen Leistungen installiert. Ein Ausbau von Wärmespeichern mit einer Kapazität von 11032,206 MWh, wie die PyPSA Optimierungen als Optimum ausgeben, würde in solcher Genauigkeit nicht realisiert werden.

Bei der Betrachtung der Ergebnisse des Expansion Problems liegt in den Gesamtkosten mit 98 % eine klare Dominanz der Investitionskosten vor (vgl. Tab. 4.2). Da die Komponenten jedoch Lebensdauern von 20 bis 40 Jahren haben [20] und die Betriebskosten kontinuierlich anfallen, die Investitionen hingegen einmalig, führt der betrachtete Zeitraum von einem Jahr zu einer Überbewertung der Investitionskosten.

Die Emissionen der Wind- und PV-Anlagen entstehen, wie in Kapitel 3 aufgeführt, nicht im Betrieb, sondern in der Produktionskette. Gleiches gilt für Batterien. Diese Emissionen werden durch Annahmen der Energieerzeugung über die Lebensdauer auf eine produzierte Megawattstunde Strom errechnet. Diese Emissionen hängen unter anderem vom Strommix des Produktionsstandorts ab. Vorausgesetzt die Produktion erfolgt am gleichen Ort (Stromnetz) wie der spätere Einsatz der Anlage, so nehmen die spezifischen Emissionen dieser Anlagen bei steigendem Anteil erneuerbarer Energien immer weiter ab.

Ein weiterer Kritikpunkt für eine zukünftige Nutzung des Expansion Problems ist zudem das Emissionslimit. Anhand der unterschiedlichen Berechnung der Emissionen in PyPSA liegen Abweichungen vor. Andere Modelle könnten die Emissionen nochmals anders berechnen, wodurch es möglich ist, dass diese das Emissionslimit nicht einhalten können und folglich die Optimierungsaufgabe nicht lösen. Solch einem Szenario könnte durch eine höhere Emissionsgrenze beige-steuert werden.

6. Zusammenfassung

Zum Abschluss folgt eine Zusammenfassung dieser Projektarbeit inklusive eines Fazits. Zudem soll ein Ausblick mögliches weiteres Verwendungspotenzial des erstellten Referenzsystems sowie der Erkenntnisse aus den durchgeführten Optimierungen aufzeigen.

6.1. Fazit

Aufgrund des Trends zugunsten des Klimas in der Energieerzeugung vermehrt auf erneuerbare Energien zu setzen, erlangen Modellierungs- und Optimierungstools vermehrt an Bedeutung. Mit dem Ziel, eine Oberfläche für einen einheitlichen und simplen Vergleich von Tools zur Modellierung von Energiesystemen darzustellen, wird am IET an der TUHH Tessif entwickelt. Tessif stellt eine solche Oberfläche für Python basierte FOSS Tools. Aktuell sind Oemof und PyPSA implementiert und in dieser Arbeit genauer betrachtet.

In dieser Arbeit wurde ein Komponenten basiertes Referenzsystem zum Vergleich von Tools zur Energiesystemmodellierung entwickelt. Dieses System gleicht keinem realen Energiesystem, sondern fasst allgemein bedeutende Energieerzeuger des Strom- und Wärmesektors zusammen. Hierbei sind die Verbräuche sowie Erzeugung aus Wind und Sonne durch reale Daten vorgegeben. Dieses System wurde daraufhin für einen Vergleich von Oemof und PyPSA mit ihren Implementierungen in Tessif verwendet, wobei zwei verschiedene Optimierungsaufgaben betrachtet wurden. Das „Commitment Problem“, welches eine Optimierung zum kostengünstigsten Betrieb der installierten Komponenten beschreibt, sowie das „Expansion Problem“, mit einer Optimierung des kostengünstigsten Betriebs und Ausbaus der Komponenten unter Einhaltung einer CO₂ Emissionsgrenze.

Insgesamt ist festzuhalten, dass das Referenzsystem dem Ziel, eine Komponenten basierte Vergleichsbasis für in Tessif implementierte Energiesystemmodellierungssoftware darzustellen, gerecht wird. Das Referenzsystem deckt den Strom- und Wärmesektor sowohl durch getrennte als auch gekoppelte Erzeuger ab und ließ sich als Modell in den verwendeten Softwares erstellen und unter den vorgegebenen Bedingungen optimieren.

Aus den Optimierungsergebnissen geht hervor, dass sich die Optimierungen über Tessif jenen im nativen Modell bis auf vernachlässigbare Differenzen annähern. Darüber hinaus zeigen sich die Schwierigkeiten eines einheitlichen Dateninputs und Datenoutputs bei der Verwendung verschiedener Modelleierungssoftware. So führt

die verschiedene Berechnung der Emissionen von PyPSA dazu, dass die Emissionsziele von PyPSA bei der Verwendung von emittierenden Speichern und sektorenkoppelnden Einheiten wie einer Power-to-Heat-Anlage nicht eingehalten werden.

6.2. Ausblick

Das in dieser Arbeit erstellte Referenzenergiesystem hat gezeigt, dass es sich als Grundlage für einen Komponenten basierten Vergleich von Energiesystemmodellierungssoftware eignet. Als solches sollte es auch weiterhin verwendet werden, um zukünftig zusätzliche in Tessif implementierte FOSS Tools in den Vergleich mit einzubinden.

Hierbei ist es durchaus denkbar, dass Anpassungen vonnöten sind. In der Berechnung der Emissionen hat sich zum Beispiel ein wesentlicher Unterschied zwischen Oemof und PyPSA gezeigt. PyPSA liegt gegenüber Oemof in der im Referenzsystem gewählten Parametrisierung aufgrund der verschiedenen Berechnungen im Vorteil. Eine andere Modellierungssoftware hat eventuell nochmals eine verschiedene Definition von Emissionen, wodurch die Emissionsgrenze zu niedrig liegen könnte. Um einer unlösbaren Optimierungsaufgabe für andere FOSS Tools mit einer anderen Definition der Berechnung der Emissionen vorzubeugen, könnte eine höher liegende Emissionsgrenze nützlich sein.

Darüber hinaus lässt sich das Referenzsystem um weitere Sektoren erweitern. So finden sich beispielsweise im Verkehrssektor zunehmend mehr Elektrofahrzeuge wieder und auch die Produktion von Wasserstoff durch erneuerbaren Energieüberschuss, welcher sich speichern und in Brennstoffzellen oder durchs Zumischen zu Erdgas in GuD's zu Strom wandeln lässt, bieten weitere Möglichkeiten von gekoppelten Sektoren, welche ins Referenzsystem mit aufgenommen werden könnten.

Literatur

- [1] C. REDL et al.: *The European Power Sector in 2020: Up-to-Date Analysis on the Electricity Transition*. Hrsg. von AGORA ENERGIEWENDE UND EMBER. 2021.
- [2] O. D. DOLESKI et al.: *Digitale Dekarbonisierung: Technologieoffen die Klimaziele erreichen*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2021.
- [3] S. PFENNINGER et al.: „The importance of open data and software: Is energy research lagging behind?“ In: *Energy Policy* 101 (2017), S. 211–215.
- [4] H.-K. RINGKJØB, P. M. HAUGAN und I. M. SOLBREKKE: „A review of modelling tools for energy and electricity systems with large shares of variable renewables“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 96 (2018), S. 440–459.
- [5] O. K. FOUNDATION: *Open Definition 2.1: Defining Open in Open Data, Open Content and Open Knowledge*. URL: <http://opendefinition.org/> (besucht am 04. 10. 2021).
- [6] M. AMMON: *Tessif - Transforming Energy Supply System (Modelling) Frameworks*. Dokumentation (unveröffentlicht), Institut für Energietechnik, Technische Universität Hamburg.
- [7] UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE: *The Paris Agreement*. URL: <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement> (besucht am 08. 10. 2021).
- [8] H. LUND et al.: „Simulation versus Optimisation: Theoretical Positions in Energy System Modelling“. In: *Energies* 10.7 (2017), S. 840.
- [9] PYPYSA DEVELOPERS: *PyPSA: Python for Power System Analysis – PyPSA 0.18.0 documentation*. URL: <https://pypsa.readthedocs.io/en/latest/index.html> (besucht am 04. 10. 2021).
- [10] OEMOF DEVELOPER GROUP: *Welcome to oemof’s documentation! — oemof.solph 0.4.5.dev0 documentation*. URL: <https://oemof-solph.readthedocs.io/en/latest/> (besucht am 04. 10. 2021).
- [11] FINE DEVELOPER TEAM: *Welcome to FINE’s documentation! – FINE 2.2.1 documentation*. URL: <https://vsa-fine.readthedocs.io/en/latest/> (besucht am 08. 10. 2021).
- [12] OEMOF DEVELOPER GROUP: *Open Energy Modelling Framework (oemof) – oemof documentation*. URL: <https://oemof.readthedocs.io/en/latest/> (besucht am 04. 10. 2021).

-
- [13] U. KRIEN et al.: „oemof.solph—A model generator for linear and mixed-integer linear optimisation of energy systems“. In: *Software Impacts* 6.1 (2020), S. 100028.
- [14] T. BROWN, J. HÖRSCH und D. SCHLACHTBERGER: „PyPSA: Python for Power System Analysis“. In: *Journal of Open Research Software* 6 (2018), S. 10.
- [15] S. HILPERT et al.: „The Open Energy Modelling Framework (oemof) - A new approach to facilitate open science in energy system modelling“. In: *Energy Strategy Reviews* 22 (2018), S. 16–25.
- [16] BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND NUKLEARE SICHERHEIT: *Kernkraftwerke in Deutschland*. URL: <https://www.bmu.de/themen/atomenergie-strahlenschutz/nukleare-sicherheit/aufsicht-ueber-kernkraftwerke/kernkraftwerke-in-deutschland> (besucht am 05.10.2021).
- [17] PRESSE- UND INFORMATIONSAMT DER BUNDESREGIERUNG: *Kohleausstieg und Strukturstärkung: Von der Kohle hin zur Zukunft*. URL: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/kohleausstieg-1664496> (besucht am 05.10.2021).
- [18] FRAUNHOFER ISE: *Installed Power*. URL: https://www.energy-charts.info/charts/installed_power/chart.htm?l=en&c=DE&stacking=stacked_absolute&year=2020&sum=1&partsum=1&legendItems=11111111111111 (besucht am 05.10.2021).
- [19] FRAUNHOFER ISE: *Electricity Production*. URL: https://www.energy-charts.info/charts/power/chart.htm?l=en&c=DE&stacking=stacked_absolute_area&year=2020&interval=year (besucht am 05.10.2021).
- [20] C. KOST et al.: *Stromgestehungskosten erneuerbare Energien*. Hrsg. von FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME ISE. Freiburg, 2018.
- [21] J. MUEHLENPFORDT: *Data Platform: Time series*. URL: https://data.open-power-system-data.org/time_series/2020-10-06 (besucht am 01.09.2021).
- [22] STROMNETZ HAMBURG: *Energieportal Hamburg*. URL: <https://www.energieportal-hamburg.de/> (besucht am 05.10.2021).
- [23] J. MUEHLENPFORDT: *Data Platform: When2Heat Heating Profiles*. URL: <https://data.open-power-system-data.org/when2heat/2019-08-06> (besucht am 01.09.2021).
- [24] UMWELTBUNDESAMT: *Kraftwerke: konventionelle und erneuerbare Energieträger*. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/kraftwerke-konventionelle-erneuerbare#kraftwerkstandorte-in-deutschland> (besucht am 24.09.2021).
- [25] A. KATHER: *Vorlesung Wärmekraftwerke*. Technische Universität Hamburg, Wintersemester 2017/18. Unveröffentlicht.

- [26] K. GÖRNER et al.: „Umwandlungsprozesse bei fossilen Energieträgern“. In: *CO₂: Abtrennung, Speicherung, Nutzung*. Hrsg. von M. FISCHEDICK, K. GÖRNER und M. THOMECEK. Springer Vieweg, Berlin, Heidelberg, 2015, S. 153–254.
- [27] N. KÜMPEL: *Die CO₂-Bilanz von Photovoltaik*. Hrsg. von WEGATECH GREENERGY GMBH. 2021. URL: <https://www.wegatech.de/ratgeber/photovoltaik/grundlagen/co2-bilanz-photovoltaik/> (besucht am 26.08.2021).
- [28] FRAUNHOFER ISE: *Öffentliche Nettostromerzeugung in Deutschland 2019: Mehr erneuerbare als fossile Energieerzeugung*. 2020. URL: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/news/2019/oeffentliche-nettostromerzeugung-in-deutschland-2019.html> (besucht am 24.09.2021).
- [29] *Biogas: Faustzahlen*. URL: <https://biogas.fnr.de/daten-und-fakten/faustzahlen> (besucht am 25.09.2021).
- [30] *Biogas - ein Beitrag zum Klimaschutz? (Teil 1)*. 2018. URL: <https://www.energas-gmbh.de/biogas-klimaschutz/> (besucht am 25.09.2021).
- [31] B. K. SOVACOOOL: „Valuing the greenhouse gas emissions from nuclear power: A critical survey“. In: *Energy Policy* 36 (2008), S. 2940–2953.
- [32] A. BRUNNENGRÄBER und L. MEZ: „Strahlende Hinterlassenschaften aus Produktion und Konsumtion: Zur Politischen Ökonomie des Atommülls“. In: *PROKLA. Zeitschrift für kritische Sozialwissenschaft* 44.176 (2014), S. 371–382.
- [33] A. der EUROPÄISCHEN UNION: *Delegierte Verordnung (EU) 2015/ 2402 der Kommission - vom 12. Oktober 2015 - zur Überarbeitung der harmonisierten Wirkungsgrad-Referenzwerte für die getrennte Erzeugung von Strom und Wärme gemäß der Richtlinie 2012/ 27/ EU des Europäischen Parlaments und des Rates und zur Aufhebung des Durchführungsbeschlusses 2011/ 877/ EU der Kommission*. 2015. URL: https://www.bhkw-infozentrum.de/download/Ueberarbeitung_Referenzwerte_2015CELEX-32015R2402-DE-TXT.pdf (besucht am 03.11.2021).
- [34] ARBEITSGRUPPE ZUR „AUSGESTALTUNG DER ERSATZLÖSUNG FÜR DAS HKW WEDEL“: *Zweiter Bericht: der vom Hamburger Energienetzbeirat am 29.11.2018 eingesetzten Arbeitsgruppe zur „Ausgestaltung der Ersatzlösung für das HKW Wedel“*. 2020.
- [35] D. ELLER: *Integration erneuerbarer Energien mit Power-to-Heat in Deutschland: Potentiale zur Nutzung von Stromüberschüssen in Fernwärmenetzen*. Springer Fachmedien Wiesbaden, 2015.
- [36] C. BERNATH, G. DEAC und F. SENSFUSS: „Influence of heat pumps on renewable electricity integration: Germany in a European context“. In: *Energy Strategy Reviews* 26 (2019), S. 100389.
- [37] W. WANG et al.: „Calculating Pollution Equivalent of Electric Heating with Heat Storage Technology Accommodating Wind Based on LCA“. In: *International Energy Journal* 18.1A (2018), S. 63–70.

- [38] *Wirtschaftlichkeit von Stromspeicher im Photovoltaikbereich*. URL: <https://www.lfl.bayern.de/iba/energie/071515/index.php> (besucht am 25.09.2021).
- [39] V. JÜLCH et al.: *Betreibermodelle für Stromspeicher: Ökonomisch-ökologische Analyse und Vergleich von Speichern in autonomen, dezentralen Netzen und für regionale und überregionale Versorgungsaufgaben*. 2016.

A. Anhang

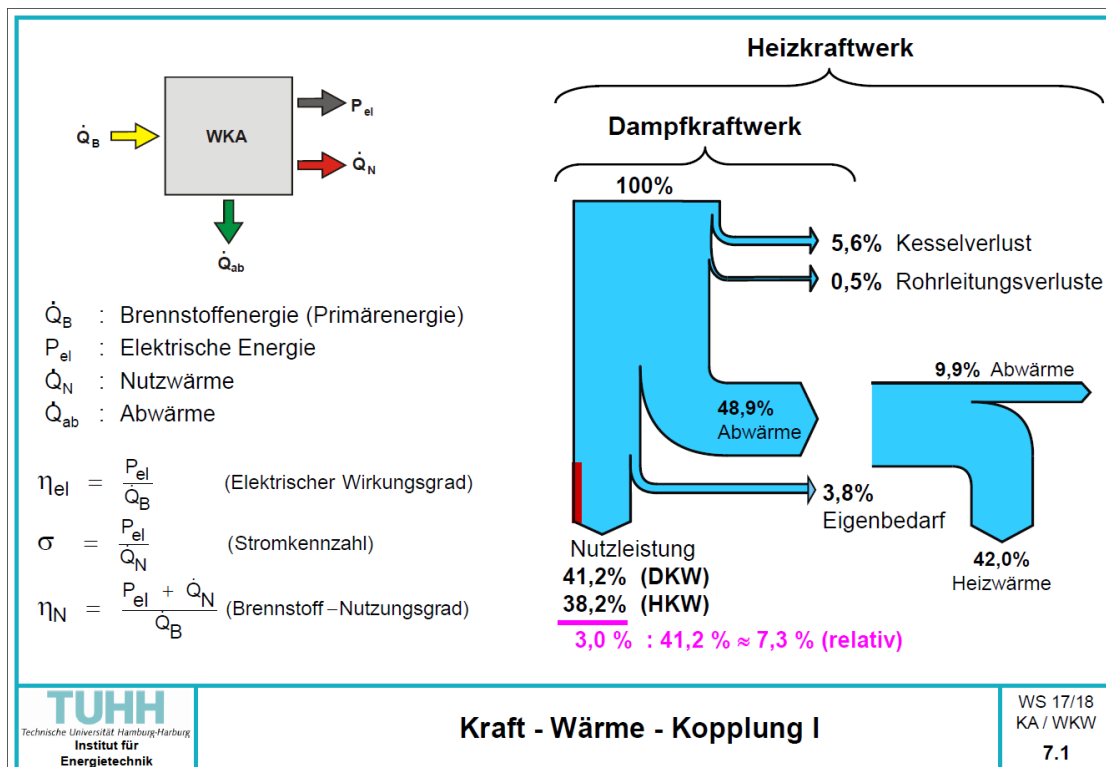


Abbildung A.1.: Folie zur Kraft-Wärme-Kopplung aus der Vorlesung Wärmekraftwerke [25]