

Projektarbeit

**Entwickeln eines netzbasierten
Energiesystemmodells zum Vergleich von
Free und Open Source
Energiesystemmodellierungssoftware in
Python**

Tim Jonas Hanke

Dezember 2021

Projektarbeit**Entwickeln eines netzbasierten
Energiesystemmodells zum Vergleich von
Free und Open Source
Energiesystemmodellierungssoftware in
Python****Tim Jonas Hanke**

Matr.-Nr.: 21599137

Erstprüfer: Dr.-Ing. Kristin Abel-Günther
Zweitprüfer: Mathias Ammon M. Sc.
Betreuer: Mathias Ammon M. Sc.

Hamburg, 27. Dezember 2021

Projektarbeit für Herrn Tim Jonas Hanke

Matr.-Nr. 21599137

**Entwickeln eines netzbasierten Energiesystemmodells zum
Vergleich von Free und Open Source
Energiesystemmodellierungssoftware in Python**

TUHH

Technische Universität Hamburg

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 beigefügt.

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

Hamburg, 27. Dezember 2021


(Tim Jonas Hanke)

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	III
Tabellenverzeichnis	IV
1 Einleitung	1
1.1 Aufbau und Ziel der Arbeit	1
1.1.1 Aufbau der Arbeit	1
1.1.2 Ziel der Arbeit	1
2 Theorie von Energiesystemmodellen	3
2.1 Energiesystemoptimierung	3
2.1.1 Optimierungsmodelle	3
2.1.2 Problem- und Fragestellungen von Optimierungen	4
2.1.3 Free Open Source Software	5
2.2 Verwendete Software	5
2.2.1 Oemof (Open Energy Modelling Framework)	5
2.2.2 PyPSA (Python for Power System Analysis)	5
2.2.3 Tessif (Transforming Energy Supply System (Modelling) Framework)	6
2.3 Anforderungen an das Referenzmodell und typische Darstellungen von Energiesystemmodellen	10
2.3.1 Darstellung von Energiesystemen in Optimierungsmodellen	10
2.3.2 Anforderungen und Eigenschaften des Referenzmodelles	11
3 Referenzmodell	15
3.1 Optimierungszeitraum	16
3.2 Kennzahlen der Komponenten	16
3.3 Ermittlung der Verbräuche	17
3.3.1 Elektrische Verbräuche	17
3.3.2 Wärme Verbrauch	18
3.4 Lastprofile und Tagesgang der Erzeuger- und Verbraucherleistung	18
3.4.1 Grundsätzliche Bestimmung der Tagesverläufe	18
3.4.2 Einspeisung durch erneuerbare Energien	19
3.4.3 Tageslastgang der Verbraucher	20
3.5 Validierung und Vergleich mit realen Kennzahlen	23
3.6 Komponenten	24
3.6.1 Niederspannungskomponenten	24
3.6.2 Mittelspannungskomponenten	26
3.6.3 Hochspannungskomponenten	27
3.6.4 Fernwärmekomponenten	29
3.6.5 Transformatoren	30
3.7 Evaluation des grundlegenden „Kupferplattenmodells“	31

3.8	Modellvariationen	31
3.8.1	Modell mit Connectoren und Speicher	32
3.8.2	Evaluation des Modells mit Connectoren und Speicher	33
3.8.3	Modell mit Connectoren und Power Source/Sink	33
3.8.4	Evaluation des Modells mit Connectoren und Power Source/Sink	34
3.8.5	Modell mit Transformatoren und Speichern	35
3.8.6	Evaluation des Modells mit Transformatoren und Speichern	36
3.8.7	Modell mit Transformatoren und Power Sources/Sinks	36
3.8.8	Evaluation des Modells mit Transformatoren und Power Sources/Sinks	37
3.9	Relevante Aspekte bei der Modellierung netzbasierter Energiesystemmodelle in Tessif	38
3.10	Optimierungsfähigkeit der Modelle	40
3.10.1	Einfluss verschiedener Komponenten	41
3.10.2	Modell mit begrenzter Netzübertragungskapazität	42
3.11	Modellübersicht	43
4	Exemplarischer Vergleich der Modellierung und Optimierung durch Oemof und PyPSA über Tessif	44
4.1	Oemof Optimierung	45
4.2	PyPSA Optimierung	46
4.3	Auswertung der Referenzmodelle durch Tessif	46
4.3.1	Auswertungsmethoden von Tessif	46
4.4	Ergebnisse und Auswertung der Optimierung	49
4.4.1	Ergebnisse und Auswertung des „Kupferplattenmodells“	50
4.4.2	Ergebnisse und Auswertung des Modells mit Connectoren und Speicher	52
4.4.3	Ergebnisse und Auswertung des Modells mit Connectoren und Powersource/-sink	54
4.4.4	Ergebnisse und Auswertung des Modells mit Transformatoren und Speichern	56
4.4.5	Ergebnisse und Auswertung des Modells mit Transformatoren und Powersources/-sinks	58
4.4.6	Zusammenfassung der Ergebnisse	59
5	Zusammenfassung	61
5.1	Fazit	61
5.2	Ausblick	62
6	Anhang	63
6.1	Weitere Optimierungen	64
6.1.1	Modell: Connectoren mit Powersource/-sink und 70% Übertragungswirkungsgrad	64
6.1.2	Modell: Transformer mit Powersource/-sink und 35.000 MW Netzbeschränkung	65
6.1.3	Modell: Transformer mit Powersource/-sink und 30.000 MW Netzbeschränkung	66
	Literatur	67

Abbildungsverzeichnis

0.1	Logo der TUHH	
2.1	Einfaches, visualisiertes Energiesystem als Node and Edge Graph (erstellt mit Tessif [8])	7
2.2	Beispielhaftes Energiesystemmodell aus [9]	11
2.3	Prinzipieller Aufbau des Energieversorgungsnetzes der Bundesrepublik Deutschland nach [11]	12
3.1	Grundlegendes Referenzmodell ("Kupferplattenmodell")	15
3.2	Modellierter Tagesverlauf der Einspeisung der erneuerbaren Energien	19
3.3	Modellierter Tageslastgang der elektrischen Verbraucher	20
3.4	Modellierter Tageslastgang der Ladestationen elektrischer Fahrzeuge	21
3.5	Modellierter Tageslastgang des Fernwärmebedarfs	22
3.6	Niederspannungsebene mit angeschlossenen Komponenten	24
3.7	Mittelspannungsebene mit angeschlossenen Komponenten	26
3.8	Hochspannungsebene mit angeschlossenen Komponenten	27
3.9	Fernwärmenetz	29
3.10	Modell mit Connectoren und Speicher	32
3.11	Modell mit Connectoren und Power Source/Sink	34
3.12	Modell mit Transformer und Speicher	35
3.13	Modell mit Transformatoren und Power Sources/Sinks	37
3.14	Optimierbarkeit der reinen Kupferplatte	40
3.15	Optimierbarkeit des Wärmenetzes	41
3.16	Optimierbarkeit der Kupferplatte mit Speicher	41
3.17	Optimierbarkeit der Kupferplatte mit Power Source/Sink	42
3.18	Optimierbarkeit der Niederspannungsebene	42
3.19	Optimierbarkeit der Mittelspannungsebene	43
3.20	Optimierbarkeit der Hochspannungsebene	43
4.1	Node Graph des „Kupferplattenmodells“	45
4.2	Modell Kupferplatte, erstellt über Oemof	48

Tabellenverzeichnis

2.1	Übliche Spannungsebenen in der Bundesrepublik Deutschland nach [11]	11
3.1	Verwendete Kennzahlen für verwendete Erzeugerkomponenten	16
3.2	Daten der Verbraucherleistungen aufgeteilt nach Sektoren	17
3.3	Verwendete Kenn- und Betriebszahlen für das Pumpspeicherkraftwerk	32
3.4	Übersicht der erstellten Modelle	43
4.1	Global Results Oemof	47
4.2	Integrated Global Results	51
4.3	Ein- und ausgespeiste Energiemengen in GWh	51
4.4	Integrated Global Results	53
4.5	Ein- und ausgespeiste Energiemengen in GWh	53
4.6	Integrated Global Results	55
4.7	Ein- und ausgespeiste Energiemengen in GWh	55
4.8	Integrated Global Results	57
4.9	Ein- und ausgespeiste Energiemengen in GWh	57
4.10	Integrated Global Results	60
4.11	Ein- und ausgespeiste Energiemengen in GWh	60
6.1	Integrated Global Results	64
6.2	Ein- und ausgespeiste Energiemengen in GWh	64
6.3	Integrated Global Results	65
6.4	Ein- und ausgespeiste Energiemengen in GWh	65
6.5	Integrated Global Results	66
6.6	Ein- und ausgespeiste Energiemengen in GWh	66

1 Einleitung

Das Ziel der UN-Klimarahmenkonvention besteht darin, eine Stabilisierung der Treibhausgaskonzentration in der Atmosphäre zu erzielen, sodass eine gefährliche, anthropogene Störung des Klimasystems vermieden wird [1]. Die Bundesrepublik Deutschland setzt sich demzufolge eine Reduktion der Treibhausgase um 80% bis 95% als Ziel. Dabei bildet insbesondere der Energiesektor einen zentralen Faktor, da dieser für mehr als 80% der Emissionen verantwortlich ist [2].

Um eine solche Aufgabe zu bewerkstelligen, gewinnen Modellierungsprogramme für Energiesysteme immer mehr an Bedeutung. Insbesondere gibt es sogenannte Free Open Source Software (FOSS), die frei erhältlich ist. Es existieren viele verschiedene Modellierungstools mit jeweils verschiedenen Einsatzgebieten. So können Softwaretools Prognosemodelle, analytische Modelle, Szenariomodelle, Simulationsmodelle und Optimierungsmodelle erstellen. Bei Optimierungsmodellen wird eine Zielfunktion, meistens eine Kostengleichung, definiert. Über einen Algorithmus kann das modellierte Energiesystem beispielweise bezüglich seiner Kosten optimiert werden [3].

Es existieren verschiedene FOSS-Tools für die Modellierung und somit letztlich für die Optimierung von Energieversorgungssystemen. Es ist dabei sinnvoll diese systematisch miteinander vergleichen zu können, um so die ideale Software für die jeweilige Anwendung zu nutzen. Um einen solchen Vergleich durchführen zu können, werden sogenannte Referenz- beziehungsweise Benchmarkmodelle verwendet.

1.1 Aufbau und Ziel der Arbeit

1.1.1 Aufbau der Arbeit

Zunächst wird in Kapitel 2 der theoretische Hintergrund von Modellierungssoftware sowie Referenzmodellen erläutert, wobei insbesondere die Anforderungen an Referenzmodelle in Optimierungen definiert werden. In Kapitel 3 wird das eigentliche Referenzmodell entwickelt und verbessert. Kapitel 4 behandelt dann die Optimierung der erstellten Modelle sowie einen Vergleich zwischen den verschiedenen genutzten Modellierungsprogrammen (Oemof und Pypsa über Tessif). Abschließend wird in Kapitel 5 ein kurzes Fazit gezogen und ein Ausblick gegeben.

1.1.2 Ziel der Arbeit

Ziel dieser Arbeit ist das Erstellen eines oder mehrerer Referenzmodelle im Programm Tessif. Der Fokus dieser Arbeit liegt dabei auf netzbasierten Energiesystemen und somit auf dem Darstellen netzähnlicher Strukturen innerhalb eines Energieversorgungssystems. Die Referenzmodelle sollen dabei verschiedene Aufgaben erfüllen. Zum einen sollen sie als Vergleichsgrundlage zwischen verschiedenen Modellierungsprogrammen dienen. Im

Rahmen dieser Arbeit wird der exemplarische Vergleich zwischen Oemof und PyPSA angestrebt. Wobei die Modelle dem Anwender helfen sollen, für die jeweilige Optimierung die ideale Modellierungssoftware auszuwählen. Desweiteren sollen die Referenzmodelle eventuelle Einschränkungen beziehungsweise Grenzen der verschiedenen in Tessif integrierten Modellierungsprogramme aufzeigen. Als weitere wesentliche Aufgabe eines solchen Referenzmodells ist die exemplarische Grundlage zu nennen, die ein solches Modell bildet. So kann das Referenzmodell ebenfalls genutzt werden, um als Grundlage für eigene netzbasierte Modelle zu dienen, beziehungsweise um verschiedene Arten und Möglichkeiten der Netzimplementierung in Energiesystemmodellen darzustellen.

2 Theorie von Energiesystemmodellen

Dieses Kapitel befasst sich zunächst mit den grundsätzlichen Eigenschaften der Energiesystemmodellierung und der Definition der bei Optimierungen auftretenden Problembeziehungswise Fragestellungen in Abschnitt 2.1.2. Desweiteren wird in Abschnitt 2.2.3 ein Überblick über die verwendete Software gegeben. Abschließend werden die für das zu erstellende Referenzmodell relevanten Eigenschaften und Anforderungen in Abschnitt 2.3 erläutert.

2.1 Energiesystemoptimierung

2.1.1 Optimierungsmodelle

Grundsätzlich wird bei Optimierungsmodellen eine Zielfunktion, wie zum Beispiel eine Kostengleichung, definiert. Über einen Algorithmus wird letztlich der Minimal- beziehungsweise Maximalwert dieser Funktion berechnet. Solche Modelle werden meistens genutzt, um den geringsten Wert einer Kostenfunktion zu bestimmen und somit beispielweise die Kosten eines Energiesystems zu reduzieren [3]. Neben der Zielfunktion werden bei Optimierungsmodellen noch Entscheidungsvariablen sowie Restriktionen vorgegeben. Die Entscheidungsvariablen legen die Freiheitsgrade fest und die Restriktionen sind die zu berücksichtigenden Einschränkungen des Modells. Wenn sowohl die Zielfunktion, die Entscheidungsvariablen und die Restriktionen formal explizit ausgedrückt werden können, kann eine optimale Lösung mithilfe einer Optimierungsmethode generiert werden [4]. In Kapitel 4 werden für die im Rahmen dieser Arbeit mit Oemof und PyPSA modellierten Referenzmodelle durch das Softwaretool Tessif solche Optimierungen durchgeführt. In den beiden nachfolgenden Abschnitten werden zwei gängige Optimierungsmethoden kurz erläutert.

Lineare Optimierung (LP)

Die Lösungstechnologien der linearen Optimierung (Linear Programming, LP) können immer dann genutzt werden, wenn sowohl die Zielfunktion als auch alle Restriktionen eines Optimierungsmodells Linearkombinationen der Entscheidungsvariablen sind. Dabei wird die Zielfunktion unter Berücksichtigung der vorgegebenen linearen Restriktionen entweder minimiert oder maximiert. Die Restriktionen treten dabei in Form von Gleichungen oder Ungleichungen (\leq oder \geq) auf. Am häufigsten wird die lineare Optimierung genutzt, um eine ideale Allokation von begrenzten Ressourcen unter konkurrierenden Möglichkeiten zu erzielen [4].

Mixed Integer Optimierung (MIP)

Die gemischt-ganzzahlige (Mixed Integer Programming, MIP) sowie die rein-ganzzahlige (Integer Programming, IP) Optimierung wird genutzt, wenn die Ergebnisse nur mit ganzzahligen Variablen sinnvoll sind. Dies ist der Fall, wenn bei einem praktischen Problem eine Teilbarkeit von Ressourcen, wie zum Beispiel Menschen, Maschinen oder Fahrzeugen, nicht gegeben ist. Der Unterschied zur linearen Optimierung liegt hierbei allerdings nur in der Ganzzahligkeitsbedingung, der einige oder alle Variablen unterliegen. Da sowohl die Zielfunktion als auch die Restriktionen weiterhin linear sind und nur die Variablen nicht mehr kontinuierlich sondern diskret sind, werden diese Optimierungen manchmal auch als MILP (Mixed Integer Linear Programming) bezeichnet. Aufgrund der enormen Anzahl möglicher Wertekombinationen bei ganzzahligen und gemischt-ganzzahligen Modellen, ist das Lösen im Vergleich zur linearen Optimierung meist deutlich schwieriger. Dementsprechend fällt die Rechenzeit größer aus [4].

2.1.2 Problem- und Fragestellungen von Optimierungen

Grundsätzlich lassen sich im Rahmen dieser Arbeit zwei bei Optimierungen auftretende Problemstellungen definieren. Zum einen kann das **Commitment**-Problem und zum anderen das **Expansion**-Problem definiert werden.

Das Commitment-Problem, welches im Grunde die Einsatzplanung von Komponenten widerspiegelt, beschäftigt sich mit dem optimierten Einsatz der einzelnen Komponenten beziehungsweise Kraftwerken eines Energiesystems. So behandelt das Commitment-Problem die Frage, welche Kraftwerke zu einem bestimmten Zeitpunkt welche Menge an Energie in Form von Strom oder Wärme in das Netz einspeisen müssen, um die Energieverbräuche zu decken. Meistens wird das Energiesystem bezüglich der auftretenden Kosten optimiert, wobei entsprechend die spezifischen Kosten der einzelnen Erzeugungskomponenten angegeben werden müssen. Es ist aber auch möglich, ein Commitment-Problem durch eine zusätzliche Emissionsgrenze zu beeinflussen. Dabei wird der Einsatzplan mit den geringsten Kosten gesucht, der zusätzlich aber noch die Emissionsbedingungen erfüllt. So kann es sein, dass eine teurere Komponente gegenüber einer günstigeren bevorzugt wird, da diese weniger Schadstoffe emittiert. Hierfür müssen natürlich zunächst die spezifischen Emissionen der einzelnen Komponenten angegeben werden.

Zusätzlich zum Commitment-Problem kann ein Expansion-Problem festgelegt werden. Dieses bezieht sich auf die Expansion des Energiesystems und befasst sich mit dem Ausbau einzelner Komponenten. Expansion-Probleme beschäftigen sich mit der Frage, welche Komponenten in ihrer Kapazität beziehungsweise Leistung erweitert werden müssen, um mit möglichst geringen Kosten gegebene Verbräuche zu decken. Hierbei handelt es sich hauptsächlich um Erzeugungskomponenten und Speicher. Insbesondere unter Berücksichtigung von Emissionsbedingungen spielen Expansionsprobleme eine wichtige Rolle, da emissionsarme erneuerbare Energien wie Wind- oder Solarkraft ausgebaut werden können und somit die Schadstoffemissionen massiv beeinflusst werden. Für Expansionsprobleme müssen zusätzlich zu den spezifischen Kosten und Emissionen auch die Ausbaukosten der einzelnen Komponenten angegeben werden. Häufig wird das Commitment-Problem mit einem Expansionsproblem erweitert und somit der Optimierungssoftware beziehungsweise dem Solver mehr Möglichkeiten gegeben, das mit den geringsten Kosten behaftete Ergebnis zu bestimmen.

Diese Arbeit befasst sich nur mit dem Commitment-Problem des zu erstellenden Refe-

renzmodelles. Es könnte ebenfalls ein Expansion-Problem betrachtet werden, allerdings ist dies aus Gründen des Umfangs im Rahmen dieser Arbeit nicht möglich.

2.1.3 Free Open Source Software

Die Begriffe „Free Software“ und „Open Source Software“ beziehen sich grundsätzlich auf Software Produkte, welche vom Benutzer

- genutzt,
- verändert beziehungsweise modifiziert
- und weitergegeben werden dürfen.

Hierbei muss dem Entwickler der Software keine Lizenzgebühr oder andere Gebühr entrichtet werden. Allerdings implizieren die Vertriebsbedingungen solcher Software, dass der Entwickler im Zuge des sogenannten „moralischen Rechts“ als solcher bezeichnet werden muss. Als Beispiel für diese Art der Software sind das Betriebssystem GNU/Linux, der Webbrowser Mozilla oder die Programmiersprache PHP zu nennen [5].

2.2 Verwendete Software

2.2.1 Oemof (Open Energy Modelling Framework)

Das Open Energy Modelling Framework oder auch kurz Oemof ist ein Framework, welches für die Energiemodellierung und insbesondere die Energiesystemmodellierung relevante Werkzeuge bereitstellt. Im weiteren Verlauf dieser Arbeit wird allerdings nur das Oemof.solph Paket genutzt. Bei Oemof.solph handelt es sich um einen Modellgenerator, welcher zur Modellierung sowie Optimierung von Energiesystemen genutzt wird [6]. Durch Kombination der in der Modellbibliothek definierten Komponenten können Energieversorgungssysteme erstellt werden. Dabei können diese entweder lineare oder gemischt ganzzahlige lineare (mixed-integer-linear-modell) Optimierungsmodelle sein [3]. Im weiteren Verlauf dieser Arbeit wird das Oemof.solph Paket vereinfachend nur noch als Oemof bezeichnet.

2.2.2 PyPSA (Python for Power System Analysis)

PyPsa steht für Python for Power System Analysis und ist eine Open-Source Software, welche für die Modellierung sowie die Optimierung von modernen Energiesystemen genutzt werden kann. PyPSA legt dabei den Fokus insbesondere auf den elektrischen Energiefluss. PyPSA umfasst dabei konventionelle Stromerzeuger, fluktuierende Wind- und Solarstromerzeugung, Speicher sowie die Kopplung mit anderen Energiesektoren. Desweiteren ist PyPSA in der Lage sowohl Wechsel- als auch Gleichstromnetze in die Modelle zu integrieren und ist insbesondere für große Netze mit langen Zeitreihen ausgelegt. PyPSA ist in der Lage den statischen Leistungsfluss unter Verwendung der vollständigen nichtlinearen Netzgleichungen sowie über linearisierte Netzgleichungen zu bestimmen. Zudem kann über die linearen Netzgleichungen eine Kostenoptimierung und

somit ein linearer, optimaler Leistungsfluss ermittelt werden. Auch kann die Optimierung zusätzlich noch mit einem Ausbauproblem der Komponenten kombiniert werden [7].

2.2.3 Tessif (Transforming Energy Supply System (Modelling) Framework)

Transforming Energy Supply System (Modelling) Framework oder kurz Tessif wurde für die Vereinheitlichung von Open-Source-Tools zur Modellierung und Analyse von Energieversorgungssystemen entwickelt. Tessif bietet eine präzise und einheitliche Schnittstelle zu verschiedenen Open-Source-Software-Tools, wie beispielsweise Oemof und PyPSA, mit dem Ziel die Handhabung von Energiesystemmodellierung und Optimierung zu vereinfachen. Insbesondere soll Tessif dazu dienen, mehrere Modellierungstools über eine Schnittstelle nutzen zu können, ohne über jedes Tool ein spezifisches Modell erstellen zu müssen. Desweiteren ermöglicht Tessif den Vergleich zwischen verschiedenen Modellierungstools, um so zum Beispiel für eine bestimmte Anwendung die am besten geeignete Modellierungssoftware zu finden [8].

Tessif hat die folgenden Hauptfunktionen:

1. Parse/Write
2. Simulate
3. Transform
4. Visualize

Zu den Hauptfunktionen von Tessif gehört das Lesen und Schreiben (*Parse/Write*) von verschiedenen Datenformaten der in Tessif implementierten Open-Source-Modellierungstools. Zudem können in Tessif auch über die implementierten Softwaretools Optimierungen (*Simulate*) sowie Datenkonvertierungen (*Transform*) durchgeführt werden. Zusätzlich ermöglicht Tessif das Visualisieren von Energiesystemdatensätzen (*Visualize*).

Tessif Energiesystem-Modell

Tessif hat ein eigenes Energie-System-Modell, welches Tessif als eine arbiträre Ansammlung von Energiesystemkomponenten betrachtet, welche miteinander verbunden und parameterisiert sein können. Das Energiesystem wird dabei im Kontext von Tessif als diskret mathematischer Graph betrachtet, der aus **Nodes** (Knoten) und **Edges** (Kanten) besteht. Hierbei stellen die Nodes die Komponenten des Energiesystems dar, also beispielsweise ein Kraftwerk, einen Speicher oder einen elektrischen Verbraucher wie einen Haushalt. Die Edges wiederum verbinden die einzelnen Nodes und stellen die Flüsse zwischen diesen Komponenten dar. Im Allgemeinen kann davon ausgegangen werden, dass es sich dabei um Energieflüsse handelt. Allerdings können diese Flüsse genauso gut als jede andere Art von Fluss interpretiert werden. Im Weiteren wird ein solcher diskreter mathematischer Graph nur noch als Graph oder als Node and Edge Graph bezeichnet. Die Abbildung 2.1 zeigt ein einfaches visualisiertes Energiesystem als Node and Edge Graph [8].

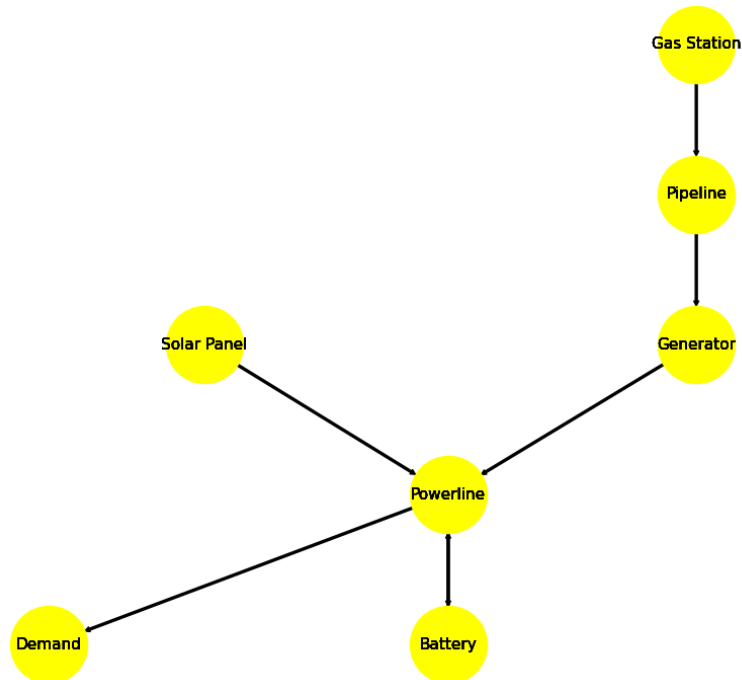


Abbildung 2.1: Einfaches, visualisiertes Energiesystem als Node and Edge Graph (erstellt mit Tessif [8])

Für Tessif Energiesysteme ist es nicht relevant, ob die Komponenten technisch sinnvoll verbunden und parameterisiert sind. Allerdings kann dies dazu führen, dass die transformierten Modelle nicht kompiliert oder optimiert werden können. Tessifs Energiesysteme können aus den nachfolgenden sechs grundlegenden Komponenten bestehen.

1. Bus
2. Source
3. Sink
4. Transformer
5. Storage
6. Connector

In Tessif gibt es für Komponenten verschiedene Identifizierungsparameter. Dabei reicht nur der Name der Komponente als eindeutiges Identifizierungsmerkmal, sodass alle weiteren Parameter optional sind. Gemeinsam bilden diese dann ein eindeutiges, gleichbleibendes Uid-Objekt in Tessif. Die Identifizierungsfaktoren sind dabei die nachfolgenden Parameter.

- Name (*Hashable*): Der Name der Komponente
- Latitude (*Number*): Die geografische Breite in Grad
- Longitude (*Number*): Die geografische Länge in Grad
- Region (*String*): Die regionale Zuordnung der Komponente
- Sector (*String*): Die Zuordnung zu einem Energiesektor

- Carrier (*String*): Der Energieträger der Komponente
- Component (*String*): Die Art der Komponente im Energiesystem
- node_type (*String*): Kategorisierung des Knotenpunktes (Node Type)

Die weiteren Parameter, die für die einzelnen Tessif-Komponenten von Relevanz sind, werden in den weiteren Abschnitten genauer erklärt [8].

Bus

Für die Bus-Komponente sind neben den Parametern für die Identifizierung nur die Inputs und die Outputs relevant. Der Bus kann als Leitung gesehen werden, für die nur wichtig ist, welche Komponenten in diese einspeisen und welche Energie ausspeisen. Somit kann der Bus genutzt werden, um die einzelnen Komponenten miteinander zu verbinden und stellt damit das Energienetz des Systems dar [8].

Source

Die Source-Komponente ist eine Quelle, die einen oder mehrere Outputs liefert und in Energiesystemen einerseits direkt als Energiequelle, beispielweise in Form eines Windparks, genutzt werden kann. Andererseits kann sie aber auch in Form einer Gasquelle als Treibstoffquelle für ein konventionelles Kraftwerk dienen. Desweiteren können der Quelle noch viele weitere Parameter zugeordnet werden, welche die Eigenschaften der darzustellenden Komponente genauer definiert. Nachfolgend sind die relevantesten Parameter aufgelistet und deren Nutzen kurz erläutert.

- **Accumulated Amounts** beschreiben die minimale/maximale Menge, die der Output der Quelle über die Zeitschritte zur Verfügung hat.
- **Flow Rates** geben die minimale/maximale Menge des Output pro diskretem Zeitschritt an. Jeder Fluss muss innerhalb des minimalen/maximalen Bereichs liegen.
- **Flow Costs** geben die Kosten an. Die Kosteneinheit wird pro Menge pro Zeit berücksichtigt.
- **Flow Emissions** geben die Emissionen an. Die Emissionseinheit wird ebenfalls pro Menge pro Zeit berücksichtigt.
- **Flow Gradients** beschreiben die maximale positive beziehungsweise negative Flussänderung zwischen zwei Zeitschritten.
- **Gradient Costs** geben die Kosten an, die bei einer Änderung der Flussmenge auftreten.
- **Timeseries** geben der Komponente für jeden Zeitschritt einen konkreten Output vor. Dieser Parameter kann genutzt werden, um fluktuierende Einspeisungen von beispielweise Solaranlagen darzustellen.
- **Expandable** gibt an ob die Komponente ausgebaut werden darf oder nicht. (Expansion Problem; Siehe Abschnitt 2.1.2)
- **Expansion Costs** geben entsprechend die Kosten für den Ausbau an.
- **Expansion Limits** beschreiben die Grenzen der Expansion pro Zeitschritt.

Zudem gibt es noch weitere Parameter, über die zum Beispiel angegeben werden kann, ob der Output aus gemischt ganzzahligen Werten bestehen muss oder nicht (MILP). Alle weiteren sowie die erläuterten Parameter können in der Tessif Dokumentation [8] unter dem Abschnitt Components eingesehen werden [8].

Sink

Sink-Komponenten sind Senken, denen ein Input sowie entsprechende Attribute vorgegeben werden müssen. Im Energiesystem können Sinks genutzt werden, um Verbräuche darzustellen. Da die Sink-Komponente im Grunde komplementär zur Source-Komponente ist, können der Sink-Komponente die gleichen Parameter zugeordnet werden. Somit sind die in 2.2.3 genannten Parameter auch auf die Senke anwendbar. Im Gegensatz zur Source beziehen sich die Parameter der Sink nicht auf den Output sondern den Input, den diese Komponente aufnimmt [8].

Transformer

Die Transformer-Komponente wird dazu genutzt, einen Fluss in einen anderen zu transformieren. Somit ist der Transformer mit einem Input sowie einem Output behaftet, wobei ein Transformer sowohl mehrere Inputs als auch Outputs haben kann. Somit lassen sich konventionelle aber auch CHP-Kraftwerke (Combined Heat and Power) durch den Transformer darstellen. CHP-Anlagen wandeln beispielweise einen Kraftstoff-Input in einen Strom- und einen Wärme-Output um. Die Eigenschaften des Kraftstoff-, Strom- und Wärmefluss können jeweils wieder über die in 2.2.3 genannten Parameter definiert werden. Nur der Parameter *Accumulated Amounts* findet keine Verwendung, da er ausschließlich für Sources und Sinks relevant ist. Zusätzlich wird der Transformer-Komponente noch über den Parameter *Conversions* der Umwandlungswirkungsgrad für die jeweiligen Transformationen angegeben [8].

Storage

Die Storage-Komponente kann dazu genutzt werden, um Energiespeicher in das Energiesystem zu integrieren. Der Storage ist dabei in der Lage, Flüsse auf- und zu späteren Zeitschritten wieder abzugeben. Um reale Speicher abbilden zu können, benötigt der Speicher neben den in 2.2.3 genannten Fluss-Parametern noch die nachfolgenden [8].

- **Capacity** gibt die Kapazität und somit die Speichergröße vor.
- **Initial SOC** beschreibt den Speicherladestand zu Optimierungsbeginn. (State of Charge)
- **Final SOC** gibt den Speicherladestand an, der zum Optimierungsende vorhanden sein soll.
- **Idle Changes** geben die Veränderungen des Speichers zwischen den einzelnen Zeitschritten an (zum Beispiel Speicherverluste).
- **Flow Efficiencies** beschreiben die Ein- und Ausspeicherwirkungsgrade des Speichers.

Connector

Die Connector-Komponente kann genutzt werden, um zwei Bus-Komponenten miteinander zu verbinden und so zum Beispiel zwei verschiedene Energiesysteme miteinander zu verknüpfen. Dabei wird über den Parameter *Interfaces* angegeben, welche Busse miteinander verbunden sind. Zusätzlich können wie bei der Transformer-Komponente über den *Conversions*-Parameter die Übertragungswirkungsgrade zwischen den beiden Bussen vorgegeben werden [8].

2.3 Anforderungen an das Referenzmodell und typische Darstellungen von Energiesystemmodellen

Dieser Abschnitt befasst sich zunächst mit der üblichen Darstellung von Energiesystemen in Optimierungsmodellen und geht im weiteren Verlauf auf die Anforderungen und Eigenschaften des Referenzmodelles ein.

2.3.1 Darstellung von Energiesystemen in Optimierungsmodellen

In diesem Abschnitt werden häufige Vereinfachungen sowie Annahmen der Darstellungen von Energiesystemen in Optimierungsmodellen anhand von zwei Vergleichsmodellen ([9] und [10]) erläutert. Dabei ist zu beachten, dass keine einheitlichen Regeln oder Normen zum Erstellen eines Modells existieren. In Abhängigkeit der zu untersuchenden Fragestellung kann das Modell des Energiesystems entsprechend variieren. Beide Modelle bilden unter entsprechenden Vereinfachungen und Annahmen ein mögliches Energiesystem für Deutschland im Jahr 2050 ab. Betrachtet man die Energiesystemmodelle aus [9] und [10], so fällt auf, dass in beiden Modellen eine Vereinfachung des elektrischen Netzes angenommen wurde. In beiden Fällen speisen die Erzeugerkomponenten den Strom in eine Leitung (Bus-Komponente) ein, durch welche die elektrischen Verbraucher versorgt werden. Eine Netzstruktur mit unterschiedlichen Spannungen, wie zum Beispiel die Netzstruktur des Europäischen Verbundnetzes, wird in diesen Modellen nicht abgebildet, sondern vereinfacht durch eine einzige Sammelschiene (Bus-Komponente) dargestellt. Häufig werden entsprechend auch die Netzverluste vernachlässigt und nicht weiter beachtet. Zudem werden in beiden Modellen die Erzeugerkomponenten, wie Kraftwerke, zusammengefasst, sodass im Optimierungsmodell nur ein Kraftwerksverbund dargestellt wird. Dabei werden zum Beispiel alle Kohlekraftwerke, Solarkraftwerke oder Windkraftanlagen zusammengefasst. Dies ist ein gängiges Mittel, um Modelle von insbesondere großen Energiesystemen mit vielen einzelnen Komponenten übersichtlich zu vereinfachen. Auf die gleiche Weise werden zudem häufig die Verbräuche ebenso zusammengefasst. Wie man in den beiden Modellen sieht, erfolgt die Zusammenfassung auch hier je nach Fragestellung unterschiedlich. So wird im Modell [9] der elektrische Verbrauch als ein einziger Gesamtverbrauch abgebildet, während im Modell [10] der elektrische Verbrauch in den „normalen“ Strombedarf, den Strombedarf für Wärme sowie den Bedarf für Verkehr unterteilt wird. Die Abbildung 2.2 zeigt das Modell aus [9], wobei es zwei Energiesysteme abbildet (Norddeutsches Energiesystem *NDE* & Süddeutsches Energiesystem *SDE*), die über einen Link miteinander verbunden sind.

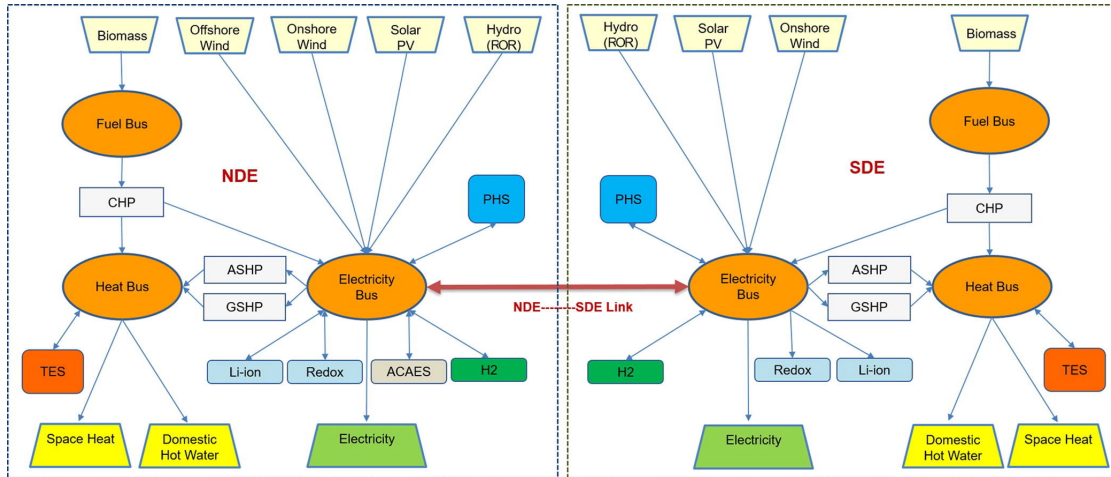


Abbildung 2.2: Beispielhaftes Energiesystemmodell aus [9]

2.3.2 Anforderungen und Eigenschaften des Referenzmodelles

Grundsätzlich ist zu erwähnen, dass das Referenzmodell kein reales Energiesystem nachbilden soll. Um es aber dennoch realistisch zu gestalten, orientiert es sich grob an dem Energiesystem Deutschlands. Allerdings wird hierbei insbesondere eine zukünftige Entwicklung des deutschen Energiesystems berücksichtigt und somit viele in Zukunft relevante Aspekte, wie beispielsweise die Klimaziele Deutschlands beachtet.

Dabei wird der Fokus auf die Betrachtung des Stromnetzes gelegt. Dies bietet sich an, da in Bezug auf das Stromnetz im Vergleich zum Wärmenetz oder einem Versorgungsnetz (zum Beispiel das Gasnetz) mehr Daten öffentlich zugänglich sind und somit auf eine breite Datengrundlage zurückgegriffen werden kann. Zudem sind die in Tessif integrierten Modellierungsprogramme ebenfalls primär für die Modellierung von Stromversorgungssystemen ausgelegt.

Nach [11] lässt sich das deutsche Verteilnetz in verschiedene Spannungsebenen einteilen. Bei diesen handelt es sich gemäß Tabelle 2.1 um die Höchstspannungs-, die Hochspannungs-, die Mittelspannungs- sowie die Niederspannungsebene.

Bezeichnung	Kurzform	U_n	U_m	Bemerkung
Höchstspannung	HS	380 kV	420 kV	400-kV-Ebene
Hochspannung		110 kV	123 kV	
Mittelspannung	MS	20 kV	24 kV	Verteilungsspannungen
		10 kV	12 kV	
Niederspannung	NS	230 V/ 400 V	/	0,4-kV-Ebene

Tabelle 2.1: Übliche Spannungsebenen in der Bundesrepublik Deutschland nach [11]

Das Niederspannungsnetz ist über Netzstationen mit dem Mittelspannungsnetz verbunden. Das Mittelspannungsnetz ist wiederum über Umspannstationen mit dem Hochspannungsnetz verbunden, wobei dieses durch Umspannwerke Energie aus dem Höchstspannungsnetz bezieht. Somit sind alle vier Spannungsebenen über Transformatoren miteinander verbunden und es ist ein Energietransfer zwischen den verschiedenen Netzen möglich. Der prinzipielle Aufbau des Energieversorgungsnetzes ist zudem noch in Abbildung 2.3 zu sehen. Dabei sind insbesondere die verschiedenen Spannungsebenen,

welche über die Transformatoren miteinander verbunden sind, ersichtlich. Desweiteren wird deutlich, dass die Energieübertragung nicht unidirektional von der Höchstspannungsebene zur Niederspannungsebene erfolgt, sondern eine bidirektionale Übertragung zwischen den Spannungsebenen erfolgen kann. Zudem ist die Energieerzeugung dezentral und auf die verschiedenen Netze verteilt [11].

Das Höchstspannungsnetz dient hauptsächlich der Verteilung und speist außer den Umspannwerken in der Regel kaum andere Verbraucher. Daher wird im Rahmen dieser Arbeit für das zu erstellende Referenzmodell das Höchstspannungsnetz dem Hochspannungsnetz zugeordnet, sodass nur drei unterschiedliche Spannungsebenen (Hochspannung, Mittelspannung & Niederspannung) im Modell integriert werden müssen. Das Modell wird somit nicht zu komplex und unübersichtlich.

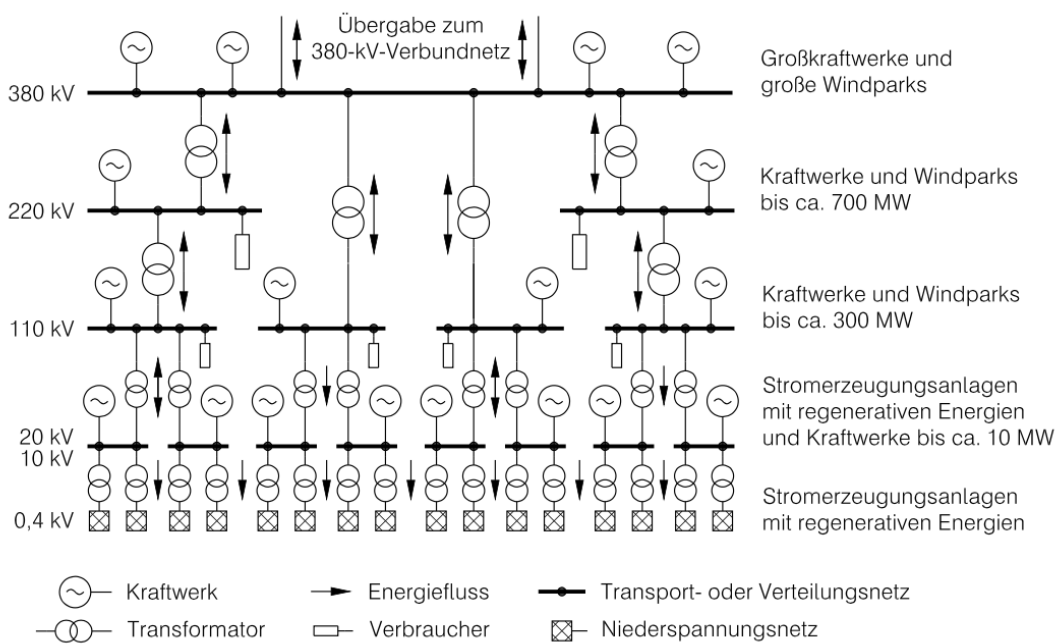


Abbildung 2.3: Prinzipieller Aufbau des Energieversorgungsnetzes der Bundesrepublik Deutschland nach [11]

Insbesondere durch die erneuerbaren Energien kommt es vermehrt zur dezentralen Stromspeisung. So speisen beispielweise laut [12] über 90% der aktuell installierten EE-Erzeugungsanlagen direkt in das Niederspannungsnetz ein. Zudem sind auch Windkraft, Biomasse oder Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen in Abhängigkeit der maximalen Erzeugungskapazität an die Mittelspannungs- beziehungsweise Hochspannungsebene angeschlossen. So kann es zeitweise zu einer Umkehrung der Leistungsflüsse und somit zu bidirektionalen Stromflüssen innerhalb der Netzstrukturen kommen. Desweiteren können auch größere insbesondere industrielle Verbraucher direkt aus dem Mittelspannungs- oder dem Hochspannungsnetz mit elektrischer Energie versorgt werden [12]. Die dezentrale Einspeisung sowie die an höhere Spannungsebenen angeschlossenen Großverbraucher werden auch im zu erstellenden Referenzmodell berücksichtigt.

Bedingt durch die von der Bundesregierung angestrebte Treibhausgasneutralität im Jahr 2050 muss im Zuge der Energiewende der Ausbau der erneuerbaren Energien fortgesetzt werden. Zum Erreichen dieses Ziels wird im Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) der

Ausbaupfad der erneuerbaren Energien dargelegt. So soll nach [13] eine Steigerung der installierten Leistung von Windenergieanlagen an Land auf bis zu 71 GW im Jahr 2030 erfolgen. Zudem soll laut [13] zusätzlich bis 2030 eine insgesamt installierte solare Leistung von 100 GW vorhanden sein. Da die EE-Anlagen in naher sowie ferner Zukunft einen relevanten Teil der Energieerzeugung der Bundesrepublik bilden, dürfen sie natürlich auch nicht im Referenzmodell vernachlässigt werden, sondern sollen einen elementaren Beitrag zur Energieversorgung im Modell leisten. Desweiteren dürfen aber auch die fluktuierenden Einspeiseeigenschaften von vielen erneuerbaren Energien nicht ignoriert werden. Dies begründet sich darin, dass insbesondere Wind- und Solarkraft durch die Wetterbedingungen (solare Einstrahlung, sowie Hoch- und Tiefdruckgebiete und daraus resultierende Winde) stark beeinflusst werden und daraus eine schwankende, nicht konstante Einspeisung resultiert. Des Weiteren ist mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien ein Rückgang aus der Kern- sowie Kohleenergie zu verzeichnen.

Nach [2] wird vorraussichtlich in naher Zukunft die Elektromobilität eine immer größere Rolle spielen und insbesondere werden reine Elektrofahrzeuge sowie Hybrid-Fahrzeuge vermehrt genutzt. Daher sollte das Referenzmodell die für die Elektromobilität benötigten Ladestation einbinden und als zusätzlichen Verbrauch aufzählen.

Nach [14] kann zukünftig die Sektorenkopplung einen relevanten Beitrag zur Energiewende leisten, da Power-to-X Technologien das elektrische Versorgungsnetz entlasten können. So kann zum Beispiel Power-to-Heat und Power-to-Gas genutzt werden, um Überschüsse abzuführen und weitere Speichermöglichkeiten zu bieten. Desweiteren können nach [15] auch Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KwK-Anlagen) zu einer Kopplung zwischen der elektrischen und der thermischen Energieversorgung (zum Beispiel in Form von Fernwärme) beitragen. Gleichzeitig können diese einen höheren Gesamtwirkungsgrad als konventionelle Stromerzeugungsanlagen aufweisen. Das Referenzmodell sollte demzufolge die Sektorenkopplung abbilden, wobei sich eine Kopplung mit dem Wärmesektor anbieten würde, um zusätzlich KwK-Anlagen in das Modell zu integrieren.

Es muss außerdem berücksichtigt werden, dass die Erneuerbaren Energien nicht abgeriegelt werden dürfen, um den Einfluss auf das Stromnetz betrachten zu können. Das Modell implementiert nur ein Commitment-Problem aber kein Expansion-Problem. Daher ist zudem die maximale Residuallast, die durch die konventionellen Kraftwerke gedeckt werden kann, festgelegt. Aus diesem Grund wird in dem Modell der Energieverbrauch skaliert, um bewusst die Grenzen des Netzes zu untersuchen.

Des Weiteren ist noch zu erwähnen, dass Tessif zurzeit noch nicht in der Lage ist passive Leitungselemente darzustellen. Das Tessif-Modell kann anders als das von Oemof und PyPSA nur aktive Komponenten beinhalten. Aktive Komponenten können dabei aktiv durch den Solver beeinflusst werden, wobei passive Elemente beispielsweise von einem Spannungsunterschied oder einer auftretenden Druckdifferenz abhängen. Der große Vorteil von passiven Komponenten liegt dabei insbesondere bei der Darstellung von lastabhängigen Verlusten. Oemof und PyPSA können dabei nur Strom, nicht aber Fluide oder Gase, durch passive Komponenten abbilden. Da Tessif passive Komponenten aktuell noch nicht berücksichtigen kann und zudem fast alle Modellierungsprogramme aktive Komponenten verwenden, werden für die Netzdarstellung nur aktive Komponenten verwendet.

Letztendlich lassen sich die für das Referenzmodell wichtigsten Eigenschaften und Anforderungen in der nachfolgenden Liste zusammenfassen.

1. Verschiedene Spannungsebenen (Hochspannung, Mittelspannung & Niederspannung)
2. Dezentrale Einspeisung insbesondere von Erneuerbaren-Energien-Anlagen
3. Verschiedene elektrische Verbraucher in unterschiedlichen Spannungsebenen
4. Berücksichtigung der fortschreitenden Ausbaumaßnahmen der erneuerbaren Energien
5. Fluktuierende Einspeisung durch erneuerbare Energien (Windkraft, Photovoltaik)
6. Keine Atomkraftwerke, konventionelle Kraftwerke hauptsächlich zur Lastregelung
7. Integration von Ladestationen für Fahrzeuge im Zuge der fortschreitenden Elektromobilität
8. Integration des Wärmenetzes
9. Sektorenkopplung
 - 9.1. Power-to-Heat
 - 9.2. Berücksichtigung von Kraft-Wärme-Anlagen
10. Kein Abregeln der erneuerbaren Energien
11. Festgelegte maximale Residuallast
12. Skalieren des Verbrauchs um eine Optimierung zu ermöglichen
13. Verwenden von aktiven Komponenten

3 Referenzmodell

Das grundlegende Referenzmodell, auf dem die nachfolgenden Modelle aufbauen, basiert elementar auf der Energieversorgung von Deutschland. Allerdings soll es diese nicht im Detail widerspiegeln, sondern sich nur im Wesentlichen an Betriebskennzahlen sowie der Struktur der Energieversorgung orientieren. Dieses Modell kann auch als „Kupferplattenmodell“ bezeichnet werden, da noch keine Netzverluste berücksichtigt werden. Die Abbildung 3.1 zeigt das Modell, wobei das Stromnetz im Modell in einen Hochspannungs-, Mittelspannungs- und Niederspannungsbereich eingeteilt werden kann. Zusätzlich zum Stromnetz ist ebenfalls noch ein gekoppeltes Fernwärmenetz in das Basismodell integriert.

Im weiteren Verlauf dieses Kapitels wird auf die einzelnen Komponenten des Referenzmodells eingegangen sowie die verschiedenen Variationen des Modells erläutert.

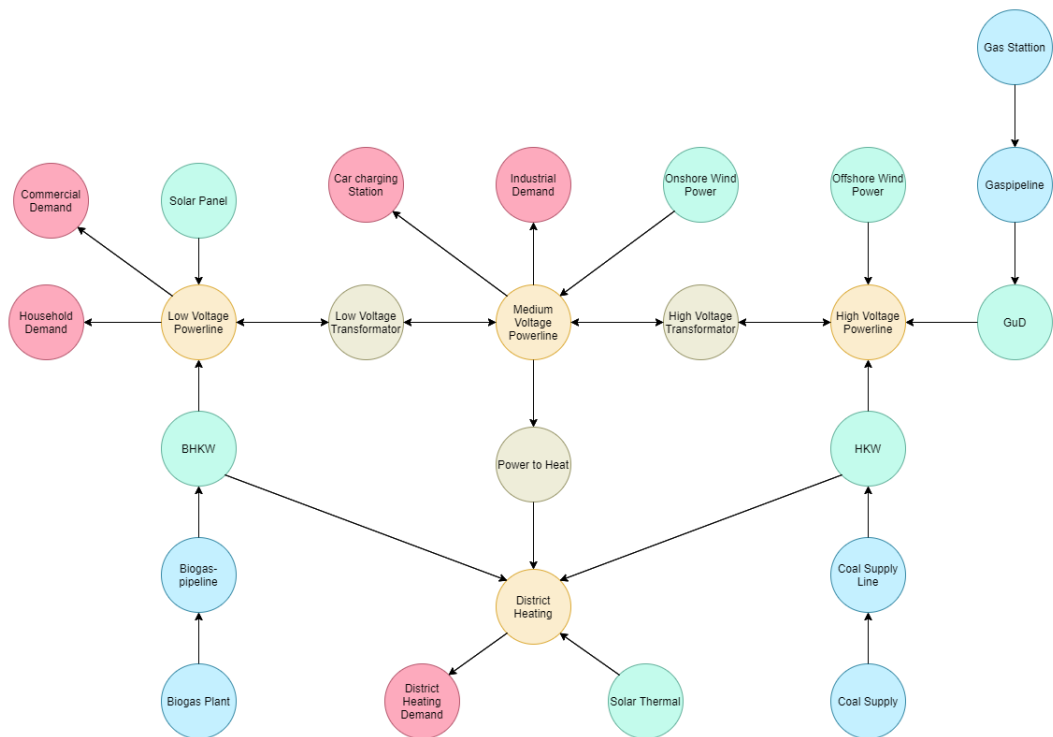


Abbildung 3.1: Grundlegendes Referenzmodell ("Kupferplattenmodell")

3.1 Optimierungszeitraum

Die Optimierung des Modells ist auf einen Zeitraum von 24 Stunden ausgelegt. Insbesondere der Einfluss der im Verlauf des Tages schwankenden Verbräuche und der fluktuierenden Erzeuger auf das Netz ist dabei interessant. Es wird hierbei ein Tag in der Übergangszeit (Herbst) beobachtet, da an diesem sowohl solare Einspeisungen und Strom aus Windkraft als auch ein Wärme- und Strombedarf berücksichtigt werden muss. Demzufolge werden die im Modell integrierten Komponenten alle eingesetzt und keine relevante Komponente wird vernachlässigt. Eine Betrachtung über einen Zeitbereich von einem Jahr wäre für die Einsatzplanung eines realen Energiesystems relevant. In diesem Fall stellt das Modell allerdings ein netzbasiertes Referenzmodell dar und somit ist es ausreichend einen Zeitbereich von 24 Stunden zu betrachten, da durch die Untersuchung dieses Zeitbereichs genügend Informationen für den Vergleich von Modellierungsprogrammen erhalten werden können.

3.2 Kennzahlen der Komponenten

Die Kennzahlen der einzelnen Komponenten, die im nachfolgenden Abschnitt 3.6 noch ausführlicher erläutert werden, sind in der Tabelle 3.1 jeweils mit den entsprechenden Literaturwerten, auf denen die Modellwerte basieren, angegeben. Hierbei ist der verwendete Wert jeweils in der Einheit angegeben, die im Tessif-Modell verwendet wird.

Technologie	Beschreibung	Werte aus Quelle	Verwendeter Wert	Quelle
PV	Erzeugungskapazität	100.000 MW	100.000 MW	[13]
	Stromgestehungskosten	3,71 - 8,46 Eurocent/kWh	60,85 €/MWh	[16]
Biogas-BHKW	Erzeugungskapazität	8.576 MW	8.576 MW	[17]
	Wirkungsgrad, elektrisch	26 - 40%	33%	[18]
	Wirkungsgrad, thermisch	40 - 64%	52%	[18]
	Stromgestehungskosten	10,14 - 14,74 Eurocent/kWh	124,4 €/MWh	[16]
	Wärmegestehungskosten	20 - 30% der Stromgestehungskosten	31,1 €/MWh	[19]
	Emissionen, elektrisch	157,3 g CO ₂ /kWh	0,1573 t CO ₂ /MWh	[20]
	Emissionen, thermisch	73,2 g CO ₂ /kWh	0,0732 t CO ₂ /MWh	[20]
Windkraft, onshore	Erzeugungskapazität	71.000 MW	71.000 MW	[17]
	Stromgestehungskosten	3,99 - 8,23 Eurocent/kWh	61,1 €/MWh	[16]
Windkraft, offshore	Erzeugungskapazität	20.000 MW	20.000 MW	[21]
	Stromgestehungskosten	7,49 - 13,79 Eurocent/kWh	106,4 €/MWh	[16]
Kohle-HKW ohne Wärmeentnahme	Erzeugungskapazität	BK: 20.225 MW, SK: 23.688 MW	43.913 MW	[17]
	Wirkungsgrad, elektrisch	43 - 46%	43%	[22]
	Stromgestehungskosten	6,27 - 9,86 Eurocent/kWh	80,65 €/MWh	[16]
	Emissionen, elektrisch	513,6 g CO ₂ /kWh	0,5136 t CO ₂ /MWh	[20]
Kohle-HKW mit Wärmeentnahme	Wirkungsgrad, elektrisch	15 - 30%	24%	[15]
	Wirkungsgrad, thermisch	60 - 75%	60%	[15]
	Stromgestehungskosten	6,27 - 9,86 Eurocent/kWh	80,65 €/MWh	[16]
	Wärmegestehungskosten	20 - 30% der Stromgestehungskosten	20,1625 €/MWh	[19]
	Emissionen, elektrisch	513,6 g CO ₂ /kWh	0,5136 t CO ₂ /MWh	[20]
	Emissionen, thermisch	293 g CO ₂ /kWh	0,293 t CO ₂ /MWh	[20]
GUD	Erzeugungskapazität	26.742 MW	26.742 MW	[17]
	Wirkungsgrad	58 - 59%	59%	[22]
	Stromgestehungskosten	7,78 - 9,96 Eurocent/kWh	88,7 €/MWh	[16]
	Emissionen	56,1 t CO ₂ /TJ _{Kraftstoff}	0,3366 t CO ₂ /MWh _{elektrisch}	[23]
Solarthermie	Erzeugungskapazität	14,4 GW	14.400 MW	[24]
	Wärmegestehungskosten	7,3 Eurocent/kWh	73 €/MWh	[25]

Tabelle 3.1: Verwendete Kennzahlen für verwendete Erzeugerkomponenten

3.3 Ermittlung der Verbräuche

Das Ermitteln der Strom- sowie des Wärmeverbrauchs ist relevant, da die maximal benötigte Leistung des Modelles geringer als die erzeugbare Leistung sein muss, um eine Optimierung zu ermöglichen.

3.3.1 Elektrische Verbräuche

Rechnet man die Leistungen der einzelnen Erzeugungskomponenten aus Tabelle 3.1 zusammen, so ergibt sich eine maximale elektrische Erzeugerleistung von 270,231 GW. Da die konventionellen Kraftwerke nicht bei einer Auslastung von 100% betrieben werden sollen (Commitment Problem) und ebenfalls die erneuerbaren Energiequellen im Verlauf des Tages stark fluktuierend Strom einspeisen, wird für die elektrischen Verbraucher eine in Summe maximale Leistung von 145 GW definiert. Um die Anteile der einzelnen Sektoren zu bestimmen, wird der Endenergieverbrauch 2019 nach Sektoren und Energieträgern des Umweltbundesamtes genutzt [26]. Durch den Stromverbrauch der einzelnen Sektoren und des gesamten Stromverbrauchs lässt sich gemäß der Formel 3.1 der prozentuale Anteil des jeweiligen Sektors bestimmen.

$$\text{Prozentualer Anteil des Sektors} = \frac{\text{Stromverbrauch des Sektors}}{\text{gesamter Stromverbrauch}} \quad (3.1)$$

Aus diesen und der zuvor definierten maximalen Verbraucherleistung von 145 GW lassen sich mit der Gleichung 3.2 die maximalen Verbrauchsleistungen der einzelnen Sektoren berechnen.

$$\begin{aligned} \text{max. Verbraucherleistung der Sektoren} = \\ \text{Prozentualer Anteil des Sektors} \cdot \text{max. Verbraucherleistung} \end{aligned} \quad (3.2)$$

Die aus [26] entnommenen Daten, die prozentualen Anteile der Sektoren sowie die maximalen Verbraucherleistungen des Modelles sind in Tabelle 3.2 dargestellt.

Sektor	Endstromverbrauch 2019, [26]	Prozentualer Anteil	max. Leistung im Modell
Haushalte	125 TWh	24,95 %	36,178 GW
Gewerbe	146 TWh	29,14 %	42,255 GW
Industrie	218 TWh	43,51 %	63,094 GW
Verkehr	12 TWh	2,4 %	3,473 GW
Gesamt	501 TWh	100%	145 GW

Tabelle 3.2: Daten der Verbraucherleistungen aufgeteilt nach Sektoren

Hierbei ist zu erwähnen, dass die verwendete Methode nicht akkurat ist, da die Leistungen aus Energiemengen bestimmt werden. Es handelt sich im Rahmen dieser Arbeit allerdings um eine vereinfachende Annahme. Das Modell soll zwar realistisch sein, allerdings kein reales Energiesystem, wie beispielweise das der Bundesrepublik Deutschland, darstellen.

3.3.2 Wärme Verbrauch

Die maximale Wärmeleistung, welche im Modell in Form eines Fernwärmeverbrauchers auftritt, wird anders als die elektrischen Verbräuche nicht in die Sektoren aufgeteilt, sondern als einziger Verbraucher dargestellt, um das Energiesystemmodell nicht unnötig kompliziert zu gestalten. Auch hier muss der Wärmeverbrauch geringer als die erzeugbare Wärme sein, damit das erstellte Modell optimiert werden kann. Daher wird im Rahmen dieses Modells die maximale Verbrauchsleistung der Wärme als 50 GW definiert.

3.4 Lastprofile und Tagesgang der Erzeuger- und Verbraucherleistung

Es ist notwendig dem Modell für die einzelnen Komponenten entsprechende Zeitreihen vorzugeben, da das Modell einen Zeitraum von 24 Stunden optimieren soll und sowohl die erneuerbaren Energien als auch die Verbraucher keine konstanten Leistungen einspeisen beziehungsweise beziehen. In diesem Abschnitt wird erläutert, wie grundsätzlich aus Standardlastprofilen, realen Einspeisedaten sowie Literaturwerten und den in Abschnitt 3.3 bestimmten maximalen Leistungen die für das Modell relevanten Zeitreihen bestimmt werden. Die verwendeten Daten beziehen sich dabei auf einen Werktag im Herbst.

3.4.1 Grundsätzliche Bestimmung der Tagesverläufe

Da die zu Grunde liegenden Daten nicht auf die Erzeugerkomponenten des Modells skaliert sind, muss zunächst gemäß Formel 3.3 ein prozentualer Tagesverlauf bestimmt werden.

$$\text{Prozentualer Anteil zum Zeitpunkt} = \frac{\text{Wert zum Zeitpunkt}}{\text{Maximaler Wert der Zeitreihe}} \quad (3.3)$$

Somit wird der maximale Wert der Zeitreihe als Eins normiert und alle anderen Werte stellen den prozentualen Anteil des Maximalen Wertes dar. Im nächsten Schritt kann dann mittels Gleichung 3.4 der Tagesverlauf auf die in Abschnitt 3.3 berechneten und die in Tabelle 3.1 maximalen Leistungen der jeweiligen Verbraucher und Erzeuger bezogen werden.

$$\text{Skalierter Wert zum Zeitpunkt} = \text{Prozentualer Anteil zum Zeitpunkt} \cdot \text{Maximale Leistung der Komponente} \quad (3.4)$$

Bei einigen Datensätzen sind die Last-/Leistungswerte nicht stündlich, sondern viertelstündlich angegeben und somit werden entsprechend nur die Werte zur vollen Stunde genutzt.

3.4.2 Einspeisung durch erneuerbare Energien

Solare Energieerzeugung

Als Datengrundlage für die solaren Energieerzeuger wird die Solarenergie-Hochrechnung der Übertragungsnetzbetreiber nach [27] genutzt. Es werden dabei die Solardaten des 13.10.2021 als Tagesverlauf verwendet. Desweiteren bildet die Summe der Daten aller vier Übertragungsnetzbetreiber und nicht nur die Daten eines einzelnen Betreibers den zu Grunde liegenden Datensatz des Tagesverlaufs. Gemäß Abschnitt 3.4.1 ergibt sich mithilfe der maximalen Einspeiseleistung von 100.000 MW für Photovoltaikanlagen sowie den 14.400 MW maximaler Wärmeleistung der Solarthermieanlagen für beide Komponenten jeweils ein skaliertes Tagesverlauf der Einspeisung. Abbildung 3.2 zeigt eben diese Tagesverläufe.

Windkraft

Die onshore und offshore Windkraftanlagen nutzen mit der Windenergie-Hochrechnung der Übertragungsnetzbetreiber nach [28] jeweils die gleiche Datengrundlage. Ebenfalls wird der Tagesverlauf des 13.10.2021 sowie die Summe der Einspeisungen aller vier Übertragungsnetzbetreiber als grundlegender Datensatz verwendet. Über die Gleichungen aus Abschnitt 3.4.1 können mithilfe der maximalen Einspeiseleistungen der onshore (71.000 MW) sowie der offshore (20.000 MW) Windkraftanlagen gemäß Tabelle 3.1 erneut die für das Modell skalierten Tagesverläufe bestimmt werden. In der nachfolgenden Abbildung 3.2 sind sowohl die Tagesverläufe der Einspeisung durch die Windkraftanlagen als auch der solaren Energieerzeuger gezeigt.

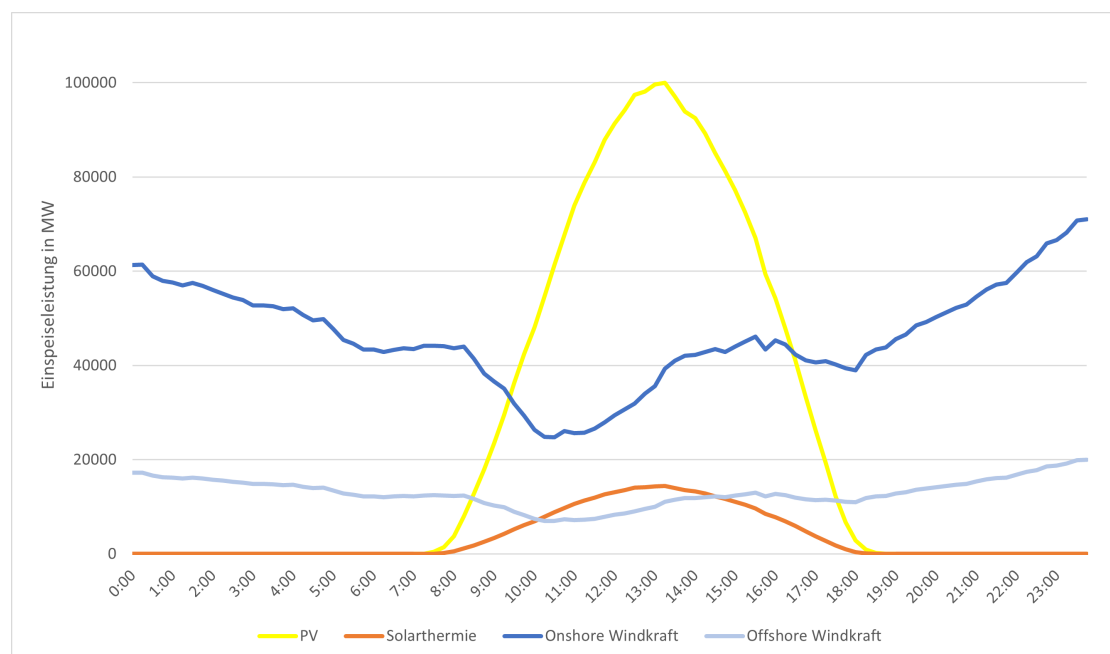


Abbildung 3.2: Modellierter Tagesverlauf der Einspeisung der erneuerbaren Energien

3.4.3 Tageslastgang der Verbraucher

Elektrische Verbraucher

Als Datengrundlage für die elektrischen Verbraucher dienen die Standardlastprofile (SLP) des Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft ([29]). SLP sind Prognosen der Stromabnahme im Viertelstundentakt und werden genutzt, um nicht vorhandene Lastganglinien von Letztverbrauchern zu ersetzen. Es gibt dabei verschiedene Standardlastprofile, die jeweils einer Kundengruppe zugeordnet werden können [29].

Für den Haushaltssektor wird entsprechend das Standardlastprofil H0 genutzt, welches Haushalte mit ausschließlichem und überwiegendem Privatgebrauch repräsentiert. Das SLP G0, welches im Allgemeinen gewerbliche Verbraucher darstellt, wird als Grundlage für den Gewerbesektor genutzt. Da es für industrielle Verbraucher kein Standardlastprofil gibt, wird das Profil G3, welches durchlaufende Gewerbe beschreibt, für den industriellen Sektor genutzt. Desweiteren wird von den drei ausgewählten Standardlastprofilen jeweils die Datenreihe für Werktagen in der Übergangszeit genutzt. Gemäß Abschnitt 3.4.1 und mithilfe der maximalen Lasten aus Tabelle 3.2 für die drei Energiesektoren kann jeweils der Tageslastgang berechnet werden. In Abbildung 3.3 sind die für das Modell skalierten Lastgänge der drei Verbrauchssektoren dargestellt.

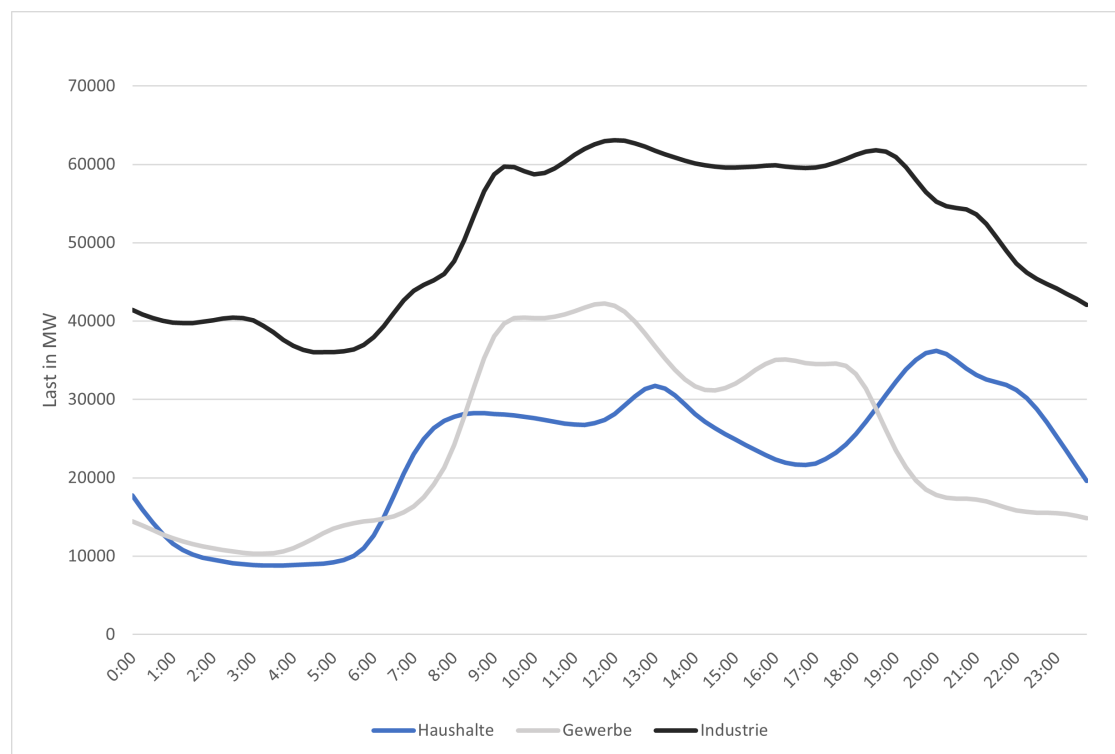


Abbildung 3.3: Modellierter Tageslastgang der elektrischen Verbraucher

Elektrofahrzeug-Ladestationen

Die Elektrofahrzeug-Ladestationen stellen den Verbrauch des Verkehrssektor dar. Aus [30] kann ein simuliertes, graphisches Lastprofil für Ladestationen von elektrischen Fahrzeugen entnommen werden (Figur 10). Mithilfe eines Plot Digitizer können dem graphischen Lastprofil die relevanten Werte abgelesen werden, welche dann die Datengrundlage für das Lastprofil bilden. Die stündlichen Werte können ebenfalls mithilfe der Gleichungen aus Abschnitt 3.4.1 und zuhilfenahme der zuvor ermittelten maximalen Verbrauchsleistung von 3.473 MW des Verkehrssektors skaliert werden. Das somit erhaltene Lastprofil der Ladestationen von elektrischen Fahrzeugen ist in Abbildung 3.4 dargestellt.



Abbildung 3.4: Modellierter Tageslastgang der Ladestationen elektrischer Fahrzeuge

Thermischer Verbraucher

Für den Wärmeverbrauch wird die *When2Heat Heating Profiles*-Datei der Open-Power-System-Data Datenbank [31] genutzt. Für das Modell wird der totale Wärmebedarf Deutschlands vom 13.10.2013 als grundlegendes Lastprofil verwendet und gemäß Abschnitt 3.4.1 und unter Berücksichtigung der maximalen Wärmeleistung von 50 GW für das Energiesystemmodell passend skaliert. Die Abbildung 3.5 zeigt den skalierten Wärmebedarf des Modells.

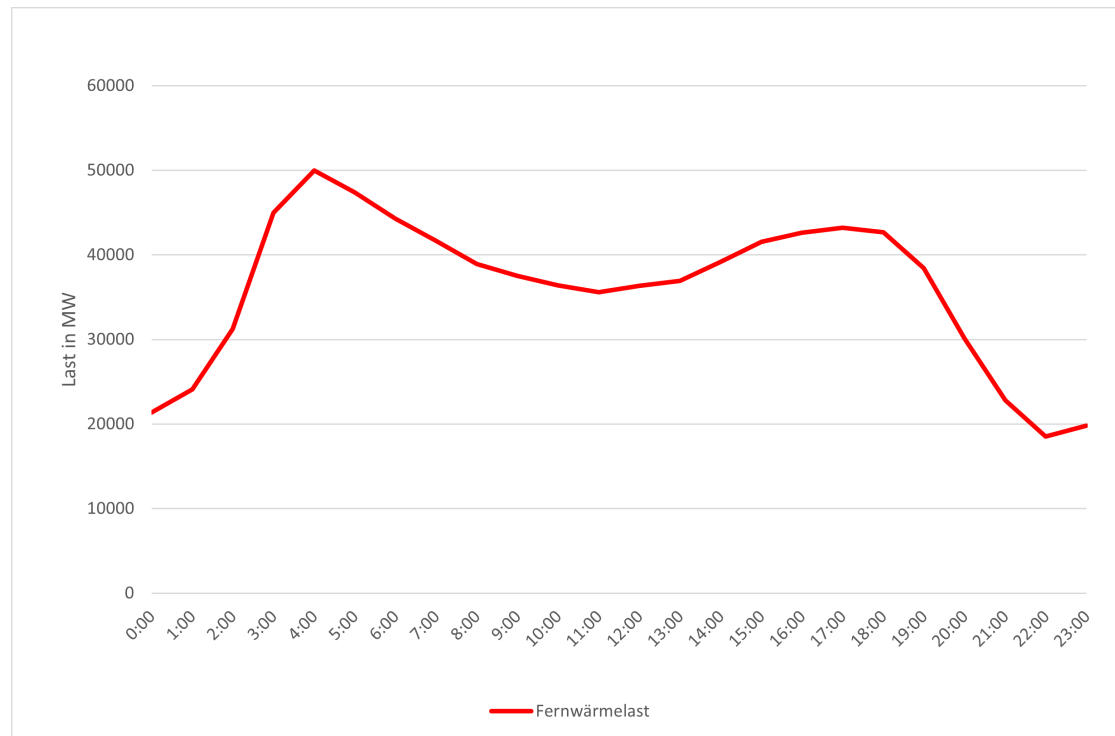


Abbildung 3.5: Modellierter Tageslastgang des Fernwärmebedarfs

3.5 Validierung und Vergleich mit realen Kennzahlen

Rechnet man die elektrischen Verbräuche der 24 Zeitschritte hoch, so erhält man einen Jahresverbrauch. Im Vergleich zum Jahresverbrauch Deutschlands in den letzten Jahren fällt dieser allerdings deutlich höher aus.

Dies ist primär auf die Tatsache zurückzuführen, dass es sich bei dem erstellten Modell um ein futuristisches Modell handelt, das sich nur grob an einem möglichen zukünftigen Energiesystem orientiert. Daher erzeugen die erneuerbaren Energien im Energiesystemmodell sehr große Leistungen. Da im Modell die Einspeiseleistung dieser erneuerbaren Energien generell und insbesondere im Peakzeitpunkt der Einspeisung nicht abgeregelt werden kann, wird zusätzlich eine hohe Regelleistung benötigt. Hierfür wird auf die im Jahr 2020 installierte regelbare Leistung zurückgegriffen und beispielsweise ein Rückbau von Kohlekraftwerken nicht weiter berücksichtigt. Einzig der Atomausstieg wird beachtet. Unter dem Begriff Regelleistung wird hier und im weiteren Verlauf dieser Arbeit die Leistung verstanden, die durch den Solver geregelt werden kann. Demzufolge bezeichnet der Begriff die gesamte Leistung der konventionellen Kraftwerke. Durch die so auftretenden hohen Einspeiseleistungen in den einzelnen Zeitschritten müssen ebenfalls hohe Verbrauchsleistungen angenommen werden, um eine Optimierung des Modells zu ermöglichen.

Desweiteren ist noch zu erwähnen, dass die Einspeiseleistungsverläufe der erneuerbaren Erzeuger so ausgelegt sind, dass im Peak die maximale installierte Leistung erreicht wird. Da ein Tag im Herbst betrachtet wird, ist es zum Beispiel eher unwahrscheinlich, dass die Solarenergie mit 100% der installierten Leistung einspeist. Hier könnte allerdings mithilfe eines Korrekturfaktors beim Ermitteln der Verläufe noch Einfluss genommen werden. Da es sich bei dem zu erstellenden Modell um keine Nachbildung eines realen Energiesystems handelt, sondern es sich nur grob an einer möglichen, zukünftigen Energieversorgung Deutschlands orientiert, könnte ein solcher Faktor nur willkürlich gewählt werden und wird somit im Modell nicht weiter berücksichtigt. Zudem ist zu beachten, dass die Hochrechnung über einen Werktag im Herbst erfolgt und daher eventuell geringere Verbräuche der Industrie am Wochenende oder aber geringere Stromverbräuche der Haushalte im Sommer nicht berücksichtigt werden.

Abschließend lässt sich sagen, dass die Abweichung des Jahresenergieverbrauchs nicht weiter relevant ist und nicht weiter beachtet werden muss, da es sich beim Modell um keine Nachbildung eines existierenden Energiesystems handelt und zudem die Funktion des Referenzmodells von der Größe des Energieverbrauchs beziehungsweise der Energieerzeugung unabhängig ist.

3.6 Komponenten

Im nachfolgendem Abschnitt werden die einzelnen Komponenten und deren wichtigsten Kenn- beziehungsweise Betriebswerte erläutert. Die für die Modelle relevanten Kennzahlen können zudem aus der Tabelle 3.1 entnommen werden. Es ist dabei zu beachten, dass es sich bei dem Modell wie zuvor erwähnt um ein vereinfachendes Modell handelt, welches kein reales Energiesystem abbilden soll. Desweiteren wird im Modell die Annahme getroffen, dass es sich bei allen Erzeugungskomponenten um Verbunde von Kraftwerken handelt und daher die Leistungsregelung zwischen den einzelnen Zeitschritten ohne Einschränkungen erfolgt. Da die Zeitschritte zudem mit einer Dauer von einer Stunde im Vergleich zu herkömmlichen Regelzeiten von Kraftwerken relativ groß sind, wird angenommen, dass jede Komponente in der Lage ist, zwischen zwei Zeitschritten von 0% Leistung auf 100% Leistung hochzufahren beziehungsweise abzusenken.

3.6.1 Niederspannungskomponenten

Zum einen versorgt das Niederspannungsnetz die Haushalte mit Strom, zum anderen ist der kommerzielle/gewerbliche Verbrauch an das niederspannige Stromnetz angeschlossen. Das Modell stellt ein bidirektionales Übertragungssystem dar. Das bedeutet, dass die Erzeugung der Energie nicht ausschließlich zentral in Großkraftwerken erfolgt und unidirektional von der Hochspannungsebene verteilt wird, sondern zusätzlich dezentrale Einspeisungen in der Nieder- und Mittelspannungsebene erfolgen. In diesem Modell wird somit eine Einspeisung von solarem Strom sowie aus Biomasse erzeugtem Strom über Blockheizkraftwerke in die Niederspannungsebene umgesetzt. Zudem ist das Niederspannungsnetz noch über einen Transformator (Low Voltage Transformator) mit dem Mittelspannungsnetz verbunden, sodass dort ein Energieaustausch erfolgen kann. Die Abbildung 3.6 zeigt die an das Niederspannungsnetz angeschlossenen Komponenten.

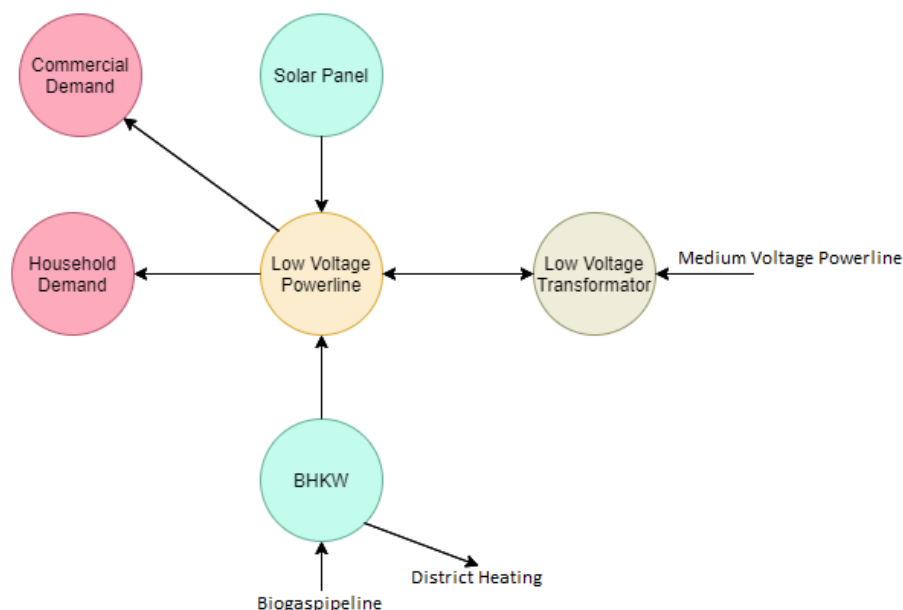


Abbildung 3.6: Niederspannungsebene mit angeschlossenen Komponenten

Solar Panel

Das Modell wird auf der Niederspannungsebene von Photovoltaik-Anlagen mit Strom versorgt, welche in Tessif als *Source*-Komponente definiert ist. Als maximale Flussrate (Flow Rate) ist die maximale Erzeugerkapazität gemäß Tabelle 3.1 mit 100.000 MW angegeben. Desweiteren sind auch die Stromkosten mit 60,85 €/MWh sowie die Emissionen vorgegeben, wobei bei Solaranlagen keine Emissionen auftreten. Da es sich um eine erneuerbare Energiequelle handelt, die sich in der Leistungsabgabe fluktuierend verhält und von der Einstrahlung der Sonne abhängig ist, wird der Komponente keine konstante Einspeiseleistung, sondern eine Zeitreihe (Timeseries) vorgegeben. Die Ermittlung der Zeitreihe beziehungsweise der Tagesgang der Einspeisung kann aus Abschnitt 3.4.2 entnommen werden und ist in Abbildung 3.2 dargestellt.

BHKW

Zusätzlich zum Solarstrom kann auf der Niederspannungsebene noch Regelleistung von Blockheizkraftwerken eingespeist werden, die mit Biogas betrieben werden. Diese sind in Tessif als *Transformer*-Komponente dargestellt, welche über die Biogaspipeline (*Bus*-Komponente) mit Biogas aus Biogasanlagen (Biogas Plant, *Source*-Komponente) versorgt werden. Die Versorgungsstränge dienen dabei hauptsächlich der Verdeutlichung des Energieflusses, haben aber keinen direkten Einfluss auf die Optimierung. Die BHKWs haben einen elektrischen Wirkungsgrad von 33% und einen thermischen Wirkungsgrad von 52%. Durch die maximale elektrische Leistung von 8.576 MW ergibt sich daher für die thermische Leistung ein maximaler Betrag von ca. 13.513,7 MW. Tabelle 3.1 entsprechend sind die Kosten sowie die Emissionen für die Strom und die Wärmeerzeugung angegeben.

Household Demand

Der durch Haushalte verursachte Verbrauch wird durch eine *Sink*-Komponente in Tessif abgebildet, wobei diese gemäß Abschnitt 3.3 mit einem maximalen Verbrauch von 36.178 MW definiert ist. Da die Verbraucher im Verlauf eines Tages keine konstanten Leistungen beziehen, muss auch hier eine Zeitreihe vorgegeben werden, die zuvor in Abschnitt 3.4.3 berechnet und in Abbildung 3.3 dargestellt ist.

Comercial Demand

Neben dem Verbrauch der Haushalte ist der kommerzielle/gewerbliche Verbrauch (*Sink*-Komponente) mit einer maximalen Leistung von 42.255 MW angegeben. Wie bereits erwähnt, handelt es sich bei den Verbräuchen nicht um zeitlich konstante Leistungen, somit wird der gewerbliche Verbrauch ebenfalls durch eine Zeitreihe gemäß Abschnitt 3.4.3 dargestellt.

3.6.2 Mittelspannungskomponenten

Das Mittelspannungsnetz versorgt die Verbraucher mit höheren Anschlussleistungen. Bei diesem Modell sind das Ladestationen für Elektrofahrzeuge sowie industrielle Verbraucher. Zudem wird auf der Mittelspannungsebene Strom aus onshore Windkraftanlagen eingespeist. Das Mittelspannungsnetz bildet die Schnittstelle zwischen dem Hochspannungsnetz und dem Niederspannungsnetz, da sowohl über den Niederspannungstransformator Strom in das Niederspannungsnetz übertragen werden als auch über einen weiteren Transformator ein Stromaustausch mit der Hochspannungsebene erfolgen kann. In Abbildung 3.7 ist die Mittelspannungsebene sowie deren Komponenten dargestellt.

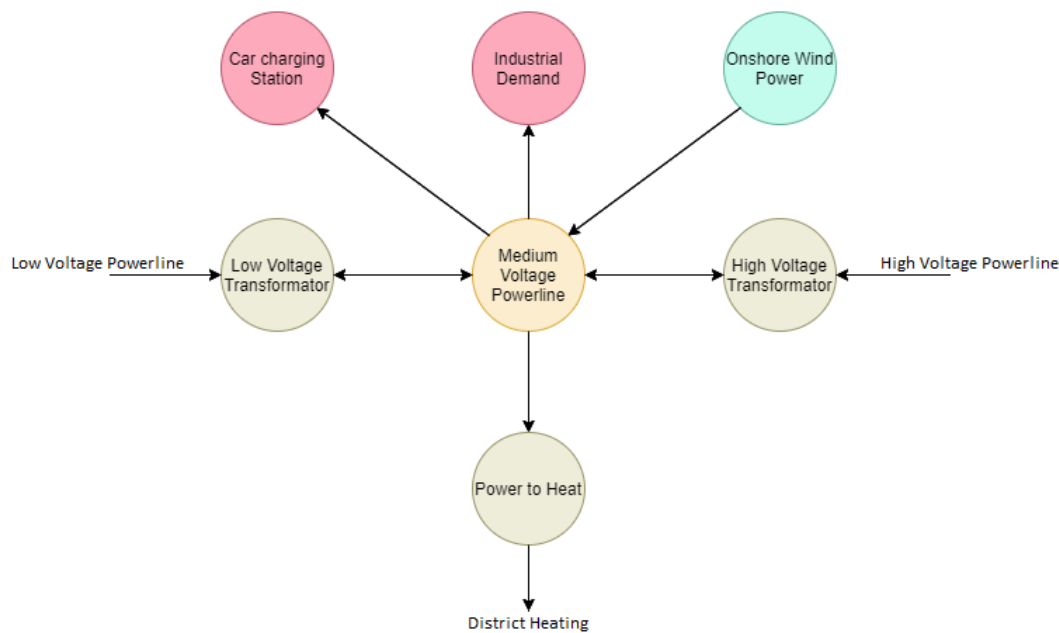


Abbildung 3.7: Mittelspannungsebene mit angeschlossenen Komponenten

Onshore Windpower

Die onshore Windkraftanlagen sind dabei eine *Source*-Komponente mit einer maximalen Einspeiseleistung von 71.000 MW. Die Kosten sind gemäß Tabelle 3.1 mit 61,1 €/MWh angegeben und die CO_2 -Emissionen entfallen ebenso wie beim Solar Panel. Da es sich auch um eine fluktuierende Energiequelle handelt und die Einspeiseleistung windabhängig auftritt, wird auch hier wieder eine Zeitreihe für die eingespeiste Leistung angenommen. Abbildung 3.2 zeigt die durch die onshore Windkraft eingespeiste Leistung, welche zuvor im Abschnitt 3.4.2 bestimmt wurde.

Industrial Demand

Der industrielle Verbrauch (*Sink*-Komponente) ist mit 63.094 MW maximaler Leistung definiert. Im Modell wird auch hier aufgrund von schwankenden Verbräuchen eine Zeitreihe angenommen. Diese ist in Abbildung 3.3 dargestellt.

Car charging Demand

Desweiteren werden durch die Mittelspannung noch Ladestationen für Elektroautos mit Strom versorgt. Solche Ladestationen werden im Zuge der Energiewende immer relevanter. Diese sind in Tessif durch eine *Sink*-Komponente abgebildet und können eine Leistung von bis zu 3.473 MW beziehen. Da nicht alle Ladestationen zur selben Zeit genutzt werden, wird erneut ein Tagesverlauf vorgegeben. Dieser Tagesverlauf wird in Abbildung 3.4 gezeigt.

3.6.3 Hochspannungskomponenten

Das Hochspannungsnetz versorgt keine Verbraucher mit Energie, sondern dient lediglich der Einspeisung sowie der Übertragung. Als Erzeuger sind die offshore Windkraftanlagen sowie die Gas- und Dampfkraftwerke und mit Kohle betriebenen Heizkraftwerke zu nennen. Wobei die beiden letzteren als regelbare Erzeuger die fluktuierende Einspeisung aus den erneuerbaren Energiequellen ausgleichen sollen. Der erzeugte Strom kann durch den Hochspannungstransformator (High Voltage Transformator) in das Mittelspannungsnetz übertragen werden. Das Hochspannungsnetz mitsamt der Erzeuger ist in Abbildung 3.8 visualisiert.

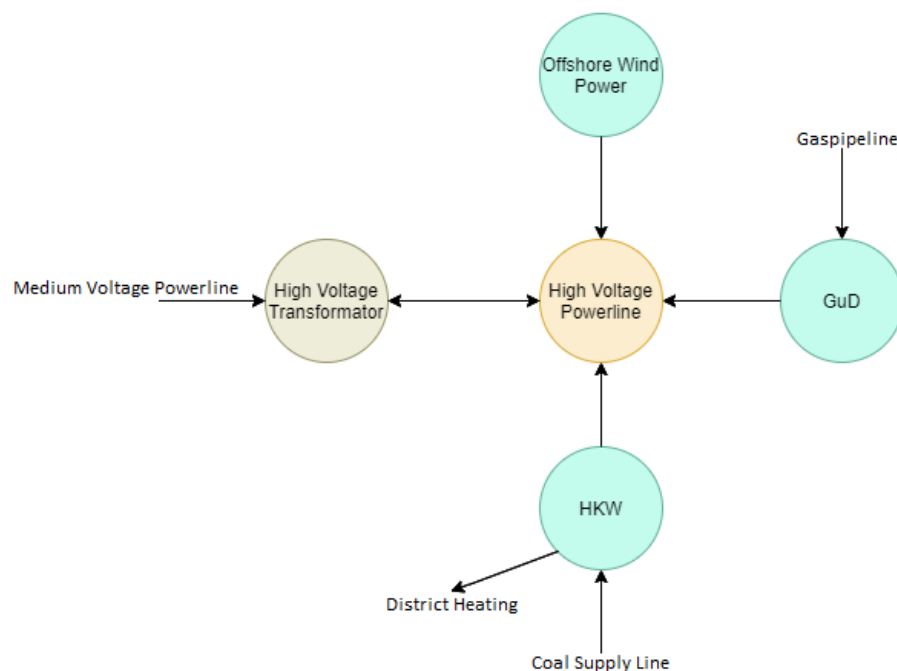


Abbildung 3.8: Hochspannungsebene mit angeschlossenen Komponenten

Offshore Windpower

Die offshore Windkraft ähnelt grundsätzlich der onshore Windkraft, allerdings liegt die Einspeiseleistung mit 20.000 MW deutlich unter der Leistung der onshore Windkraft. Zu-

dem treten auch mit 106,4 €/MWh höhere Kosten auf. Die Einspeiseleistung im Modell kann aufgrund der fluktuierenden Eigenschaften durch den in Abschnitt 3.4.2 bestimmten Tagesverlauf der Einspeisung angegeben werden.

Gas- und Dampfkraftwerk

Die Gas- und Dampfkraftwerke oder auch kurz GuD-Kraftwerke stellen dem Energiesystem bis zu 26.742 MW Regelleistung zur Verfügung. Die GuD-Kraftwerke werden durch eine *Transformer*-Komponente dargestellt, die über eine *Bus*-Komponente (Gaspipeline) von einer *Source*-Komponente (Gas Station) mit Gas versorgt wird. Die Kosten sind mit 88,7 €/MWh und die Emissionen mit 0,3366 t CO₂/MWh angegeben. Nach Tabelle 3.1 wird ein Wirkungsgrad von 59% für die *Transformer*-Komponente genutzt.

Heizkraftwerk

Die Heizkraftwerke arbeiten mit dem Prinzip der Entnahme-Kondensations-Turbine, welche es ermöglicht die Stromerzeugung von der Wärmeerzeugung loszulösen und diese unabhängig macht. Somit wird das Energiesystem flexibler, da Strom auch ohne Wärmebedarf im reinen Kondensationsbetrieb in das Netz eingespeist werden kann. Die mit Kohle betriebenen Heizkraftwerke können ohne Wärmeentnahme im Kondensationsbetrieb bis zu 43.913 MW elektrische Regelleistung bereitstellen. Im reinen Kondensationsbetrieb ohne Entnahme erreichen die Kraftwerke dabei einen Wirkungsgrad von 43%. Im reinen Entnahmebetrieb beträgt der Gesamtwirkungsgrad der Heizkraftwerke 84%, wobei der elektrische Wirkungsgrad bei 24% und der thermische bei 60% liegt. Bei voller Wärmeauskopplung sinkt die maximale elektrische Erzeugung auf 24.509,6 MW, dabei werden zusätzlich 61.273,96 MW thermische Leistung erzeugt.

In Tessif werden die Heizkraftwerke durch zwei verschiedene *Transformer*-Komponenten dargestellt, wobei eine das Kraftwerk im Kondensationsbetrieb und die andere die Heizkraftwerke mit vollständiger Wärmeentnahme repräsentiert. Beide Heizkraftwerk-Komponenten werden von derselben *Bus*- sowie einer *Source*-Komponente (Coal Supply Line und Coal Supply) mit Kohle beliefert, sodass der maximale Kohlefluss der *Source* als begrenzender Faktor wirkt und das Energiesystem die Strom- und Wärmeproduktion unabhängig voneinander regeln kann. Hierbei wird die HKW 1 Komponente wärme gesteuert betrieben, sodass diese auftretende Wärmedefizite abdeckt. Daher ist es nicht nötig einen zusätzlichen Spitzenlastkessel zur Absicherung der Wärmeversorgung in das Modell zu integrieren. Die HKW 2 Komponente hingegen kann als Spitzenlastversorger für den Strombedarf betrachtet werden, da diese unabhängig von der Wärmeerzeugung eingesetzt werden kann. Die Kosten werden nach Tabelle 3.1 mit 80,65 €/MWh (elektrisch) und 20,1625 €/MWh (thermisch) und die Emissionen mit 0,5136 t CO₂/MWh (elektrisch) und 0,293 t CO₂/MWh (thermisch) angenommen. Die erzeugte Wärmeleistung wird in die Fernwärmeleitung (District Heating) eingespeist. Damit die Modelle übersichtlicher sind, wird in den Modell-Darstellungen jeweils nur eine als HKW bezeichnete Komponente abgebildet.

3.6.4 Fernwärmekomponenten

Zusätzlich zum Stromnetz umfasst das Energiemodell ein Fernwärmenetz. Die Wärme wird zum Teil erneuerbar durch Solarthermieanlagen in das Netz gespeist, aber auch durch Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplungs Anlagen (Combined heat and power bzw. CHP) zur Verfügung gestellt. Das Netz versorgt den Fernwärmeverbrauch, der den Warmwasserverbrauch von Haushalten oder öffentlichen Einrichtungen wie Schulen darstellt. Sollte der Verbrauch die Erzeugungskapazitäten überschreiten, so kann zusätzlich über die Power-to-Heat-Komponente, die das Stromnetz mit dem Wärmenetz direkt verknüpft, Strom in Wärme gewandelt werden. Abbildung 3.9 zeigt das Fernwärmenetz mitsamt seiner Komponenten.

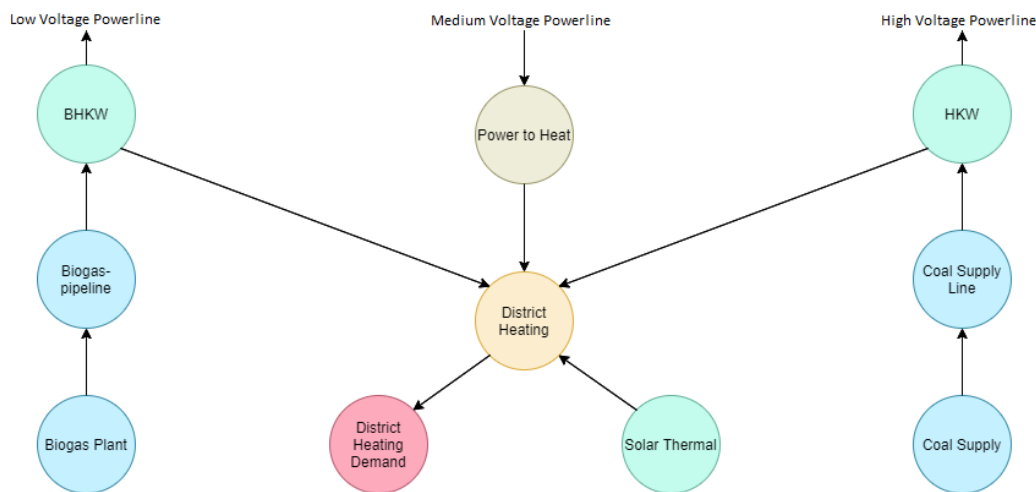


Abbildung 3.9: Fernwärmenetz

Solar Thermal

Das Modell verfügt zusätzlich zu den CHP-Anlagen über einen reinen Wärmeerzeuger in Form der Solarthermie. Die Solarthermie (*Source*-Komponente) kann gemäß Tabelle 3.1 eine maximale Wärmeleistung von 14.400 MW bereitstellen. Allerdings ist die Solarthermie ebenfalls von der solaren Einstrahlung abhängig, sodass die Einspeiseleistungen im Modell gemäß der Berechnungen aus Abschnitt 3.4.2 angenommen werden. Die Kosten belaufen sich auf 73 €/MWh und es werden keine Schadstoffe emittiert.

District Heating Demand

Der Wärmebedarf (*Sink*-Komponente) wird mit einer Bemessungsleistung von 50.000 MW angegeben. Da es sich dabei nicht um eine konstante Verbrauchsleistung handelt, wird diese im Modell mit dem Tagesverlauf aus Abbildung 3.5 angenommen. Der Wärmebedarf umfasst hierbei alle Fernwärmenutzungen, unabhängig davon, ob sie industrieller oder privater Art sind.

Power to heat

Desweiteren kann Strom der Mittelspannungsebene auch direkt über Power-to-Heat in Wärme umgewandelt werden. Die *Transformer*-Komponente kann mit einem Umwandlungswirkungsgrad von 100% (gemäß [32]) Wärme bereitstellen. Die Power-to-Heat Komponente wirkt dabei ebenso wie die Netztransformatoren als verbindendes Element, wobei sie den Strom- mit dem Wärmesektor kuppelt. Über Power-to-Heat können so beispielweise Einspeiseüberschüsse, die durch die fluktuierenden erneuerbaren Energien insbesondere zur Mittagszeit entstehen können, in das Wärmenetz eingespeist werden, um somit das Stromnetz zu entlasten.

3.6.5 Transformatoren

Die zwei Transformatoren (*Transformer*-Komponenten) verknüpfen die drei verschiedenen Spannungsebenen und ermöglichen so einen Stromfluss von der Hochspannungsebene zur Mittel- und Niederspannungsebene und entsprechend von der Niederspannungsebene zur Mittel- und Hochspannungsebene. Die Transformatoren werden zunächst als verlustfrei, unbegrenzt und somit als ideal angenommen. In den weiterführenden Modellen werden diese allerdings mit Verlust behaftet. Nach [33] kann ein Übertragungswirkungsgrad von 99% angenommen werden.

3.7 Evaluation des grundlegenden „Kupferplattenmodells“

Das „Kupferplattenmodell“ verbindet die einzelnen Komponenten, ob diese nun Verbraucher oder Erzeuger sind, verlustfrei miteinander. Damit ist das „Kupferplattenmodell“ die simpelste Möglichkeit eine netzähnliche Struktur in einem Modell wiederzugeben. Grundlegend können die Ein- und Ausspeisungen der einzelnen Spannungsebenen und die maximalen Leistungsflüsse, welche über die Transformatoren von einer Spannungsebene zu einer anderen fließen, betrachtet werden. Somit kann zum Beispiel die benötigte Übertragungskapazität eines Transformators ermittelt werden.

Das Modell ist allerdings nicht in der Lage Übertragungs- beziehungsweise Netzverluste darzustellen oder die maximale Übertragungsleistung der Stromtransformatoren zwischen den verschiedenen Spannungsebenen zu begrenzen. Insbesondere wird das Modell sehr stark eingeschränkt, da zu jedem Zeitschritt die Verbräuche mit der Erzeugung übereinstimmen müssen, damit das Modell optimiert werden kann. Variable Komponenten, wie konventionelle Kraftwerke, die in der Lage sind Regelleistung bereitzustellen, verbessern die Optimierfähigkeit eines Modells. Die Verbräuche müssen dann in dem Bereich liegen, der durch die Regelleistung beeinflusst werden kann. Somit muss, um eine erfolgreiche Optimierung des „Kupferplattenmodells“ zu ermöglichen, der Verbrauch für jeden Zeitschritt in den entsprechenden Grenzen liegen. Die Grenzen werden durch die minimal mögliche Leistung, welche durch nicht regelbare erneuerbare Energien festgelegt wird, und der maximal möglichen Leistung, die von der zur Verfügung stehenden Regelleistung abhängt, bestimmt. Im Abschnitt 3.10 dieser Arbeit wird tiefergehend auf die Restriktionen der Optimierung sowie den Einfluss wesentlicher Komponenten eingegangen.

3.8 Modellvariationen

Im weiteren Verlauf der Arbeit werden weitere Variationen dieses Grundmodells entwickelt, wobei die erfolgten Anpassungen, beziehungsweise hinzugefügten Komponenten, in den nachfolgenden Abschnitten im Detail erläutert werden. Diese Variationen sollen einerseits das Modell um weitere Aspekte realer Übertragungsnetze, wie Netzverluste oder begrenzte Netzkapazitäten, erweitern und andererseits die Optimierbarkeit der Modelle erhöhen. Insbesondere die bessere Optimierbarkeit ist von hoher Relevanz, da zwar eine Fehlermeldung erscheint, wenn die Optimierung nicht möglich sein sollte. Allerdings gibt diese keine eindeutige Auskunft darüber, wieso die Optimierung nicht durchgeführt werden konnte, sodass eine Fehlersuche meist recht kompliziert ist.

3.8.1 Modell mit Connectoren und Speicher

Bei dieser Modellvariation wird das Modell durch einen Speicher erweitert. Um das Energiesystem zu flexibilisieren wird ein Pumpspeicherkraftwerk (Pumped Storage) an die Hochspannungsebene angeschlossen. Die im Modell für die Speicherkomponente angenommenen Kennzahlen beziehungsweise Betriebswerte können Tabelle 3.3 entnommen werden. Desweiteren wird in der Modellvariation die Stromtransformation zwischen den Spannungsebenen als verlustbehaftet betrachtet. Nach [33] ergibt sich somit für die *Connector*-Komponenten ein Übertragungswirkungsgrad von 99%. Die Abbildung 3.10 zeigt das modifizierte Energiesystemmodell mit dem zusätzlichen Pumpspeicher.

Komponente	Beschreibung	Werte aus Quelle	Verwendeter Wert	Quelle
Pumped Storage	Kapazität	40 GWh	40.000 MWh	[2]
	Nennleistung	8,6 GW	8.600 MW	[2]
	Einspeicherwirkungsgrad	74% (Gesamtwirkungsgrad)	86%	[2]
	Ausspeicherwirkungsgrad	74% (Gesamtwirkungsgrad)	86%	[2]
	Speicherstand (SoC)	/	50 MWh	/

Tabelle 3.3: Verwendete Kenn- und Betriebszahlen für das Pumpspeicherkraftwerk

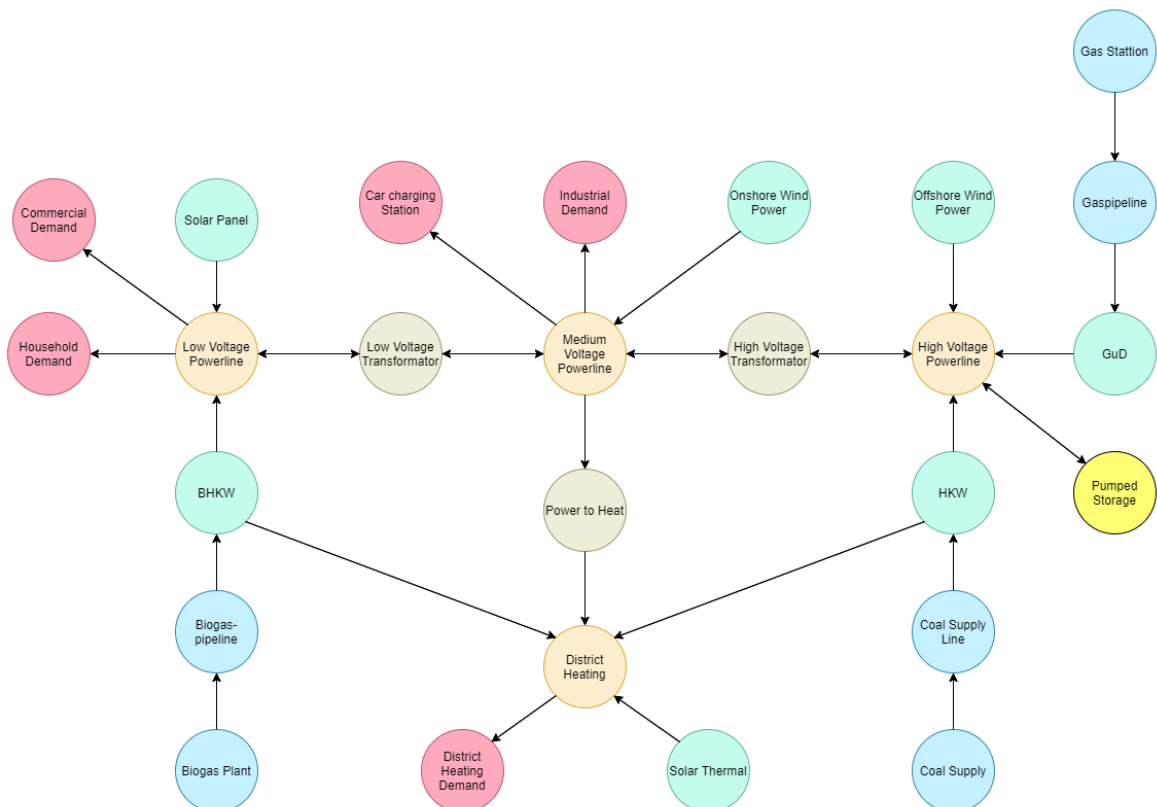


Abbildung 3.10: Modell mit Connectoren und Speicher

3.8.2 Evaluation des Modells mit Connectoren und Speicher

Durch die Vorgabe eines Übertragungswirkungsgrades der *Connector*-Komponenten zwischen den einzelnen Spannungsebenen ist das Modell im Gegensatz zum ursprünglichen „Kupferplattenmodell“ in der Lage, Netzverluste beziehungsweise Übertragungsverluste der Transformatoren zu berücksichtigen. Eine Begrenzung der Übertragungsleistung ist allerdings nicht möglich. Es kann also unter Berücksichtigung von Verlusten der Energietransfer zwischen den verschiedenen Spannungsebenen dargestellt werden, um somit ein durchaus realistischeres Modell zu erstellen.

Auch der Speicher macht das Energiesystem beziehungsweise das Modell bezüglich der Optimierbarkeit variabler. Dies erfolgt allerdings nur bis zu einem gewissen Grad, da insbesondere

- die Ein-/ Ausspeicherleistung,
- die Speicherkapazität und
- die Selbstentladung

als limitierende Faktoren zu berücksichtigen sind. Das Modell ist dabei in der Lage, in einzelnen Zeitschritten Leistungsdefizite durch im Speicher hinterlegte Energie auszugleichen. Dies ist natürlich nur möglich, sofern in den Zeitschritten zuvor ein entsprechender Leistungsüberschuss vorhanden war. Somit erweitert der Speicher in einem gewissen Maße den Bereich in dem der Verbrauch liegen darf, damit das Modell noch optimierbar ist. Ist der Verbrauch allerdings stark über- oder unterdimensioniert, tritt auch hier wieder dasselbe Problem auf, sodass eine Optimierung nicht möglich ist.

3.8.3 Modell mit Connectoren und Power Source/Sink

Diese Modellvariation basiert ebenfalls auf dem Grundmodell, wobei bei diesem Modell eine zusätzliche Stromquelle (Power Source, *Source*-Komponente in Tessif) sowie eine Stromsenke (Power Sink, *Sink*-Komponente in Tessif) an die Hochspannungsebene angeschlossen sind, um das Modell bezüglich der Optimierung flexibler zu gestalten. Dadurch ist das Energiesystem in der Lage sowohl Stromüberschüsse als auch Strommängel auszugleichen. Im Grunde kann es wie der Anschluss an das europäische Verbundnetz betrachtet werden. Sowohl die Quelle als auch die Senke sind unlimitiert, sodass die übertragbare Leistung unendlich groß sein kann. Damit das Energiesystem aber nicht den gesamten Energiebedarf aus der Power Source bezieht, sondern nur im Notfall darauf zugreift, werden die Kosten jeweils mit 300 €/MWh und die Emissionen mit 0,6 t CO₂/MWh definiert. Da die Kosten und Emissionen somit höher als bei den anderen Komponenten ausfallen und das Modell bezüglich der Kosten beziehungsweise Emissionen optimiert wird, werden die anderen Komponenten der Power Source/Sink gegenüber bevorzugt. In Abbildung 3.11 ist das modifizierte Energiesystem mitsamt der zusätzlichen Komponenten dargestellt. Auch bei diesem Modell werden die Connectoren nicht mehr als ideal, sondern verlustbehaftet betrachtet und somit wird gemäß [33] ein Übertragungswirkungsgrad von 99% für die Netztransformatoren angenommen.

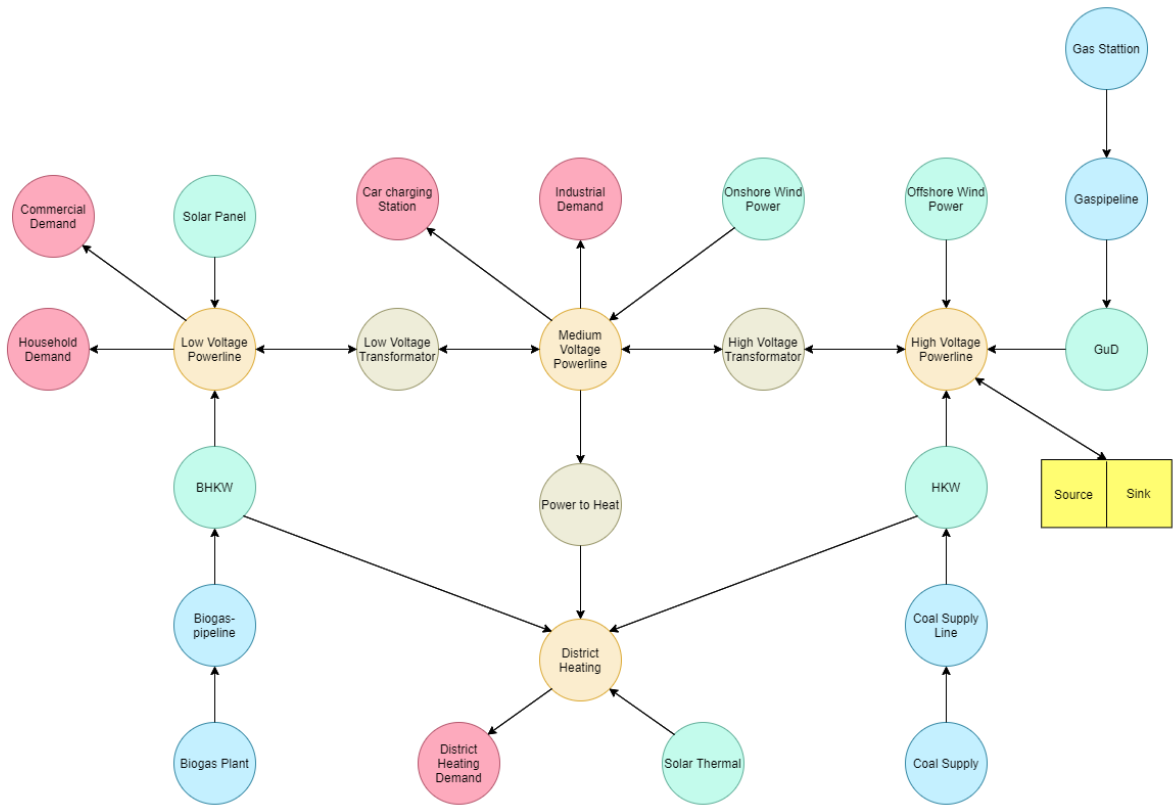


Abbildung 3.11: Modell mit Connectoren und Power Source/Sink

3.8.4 Evaluation des Modells mit Connectoren und Power Source/Sink

Ein solches Modell ist grundsätzlich immer optimierbar, da bei falscher oder schlechter Dimensionierung der Verbräuche und Erzeuger die entsprechenden Leistungsdefizite/-überschüsse durch die Quelle oder die Senke ausgeglichen werden können. Sofern der Wärmeverbrauch durch die erneuerbaren Wärmeerzeuger, die Power-to-Heat-Komponente und die thermische Regellast, gedeckt ist, treten bei einem solchem System keine Optimierungsprobleme auf. Alternativ kann das Wärmesystem zusätzlich mit einer Wärmequelle und Senke ausgestattet werden, damit das Modell ohne Einschränkungen optimierfähig ist. Ist die Power-to-Heat-Komponente nicht in der Übertragung begrenzt, so kann der Wärmebedarf aber auch durch die Stromquelle beliebig hohe Werte annehmen. Problematisch bei dieser Modellvariation ist allerdings, dass die Quelle und Senke teurer sein beziehungsweise höhere Emissionen aufweisen müssen, um eine permanente Nutzung zu unterbinden. Dadurch wird unter Umständen die Kosten/- Emissionsbilanz des zu optimierenden Energiesystems verfälscht.

3.8.5 Modell mit Transformatern und Speichern

Um zusätzlich zum „Kupferplattenmodell“ mit unbegrenzter Übertragungsnetzkapazität noch die Möglichkeit der Netzbegrenzung über die elektrischen Transformatoren zu ermöglichen, werden in den beiden nachfolgenden Modellvarianten die Connector-Komponenten, welche die Transformatoren zwischen den Spannungsstufen darstellen, durch Transformer-Komponenten ersetzt. Dies ist notwendig, da Connector-Komponenten in Tessif nicht begrenzt werden können.

Diese Modellvariation basiert auf dem Modell aus Abschnitt 3.8.1. Um die Übertragungskapazität der Netztransformatoren zu beschränken, werden allerdings in Tessif die *Connector*-Komponenten durch *Transformer* ausgetauscht, da diesen eine maximal zu übertragene Leistung vorgegeben werden kann. Allerdings kann eine *Transformer*-Komponente den Leistungsfluss nur unidirektional, also in eine Richtung, darstellen, sodass ein *Connector* jeweils durch zwei *Transformer* ersetzt werden muss. Auch für die *Transformer* wird ein Übertragungswirkungsgrad von 99% angenommen. Desweiteren wird die Übertragungsleistung der Transformatoren auf 60.000 MW begrenzt. Da die Übertragung durch das Netz begrenzt ist, ist es sinnvoll, anders als im Modell aus Abschnitt 3.8.1 an jede Spannungsebene einen Speicher zu installieren. Somit wird das Modell zusätzlich so erweitert, dass an jeder Spannungsebene ein Stromspeicher vorhanden ist. Die Kenn- und Betriebszahlen der Speicher sind bei jeder Ebene gleich und identisch zu denen aus Tabelle 3.3. Das modifizierte Energiesystemmodell ist in der nachfolgenden Abbildung 3.12 dargestellt.



Abbildung 3.12: Modell mit Transformer und Speicher

3.8.6 Evaluation des Modells mit Transformatern und Speichern

Durch die Begrenzung der Energieübertragung zwischen den einzelnen Spannungsebenen wird das Modell bezüglich der Optimierung unflexibler. Zwar schaffen die Speicher wie zuvor in Abschnitt 3.8.2 einen Energiepuffer, allerdings muss die Netzbegrenzung als weiterer limitierender Faktor des Systems berücksichtigt werden. Durch die Begrenzung der Transformatoren zwischen den einzelnen Spannungsebenen muss nun die Energiebilanz jeder einzelnen Ebene zu jedem Zeitpunkt ausgeglichen sein. Die Abweichungen können dabei nur durch die von den Speichern geschaffenen Puffer sowie die maximale durch die Transformatoren übertragbare Leistung ausgeglichen werden. Auch wenn die Gesamtbilanz des Systems ausgeglichen ist, kann lokal in einer Spannungsebene ein Überschuss und in einer anderen ein Energiemangel vorhanden sein. Wenn das Netz zu stark begrenzt ist, können diese durch die eingeschränkte Übertragungsleistung der Transformatoren nicht ausgeglichen werden und es entsteht ein Fehler in der Optimierung.

Für diese Modellvariante ist es sehr sinnvoll, einen Speicher in jeder Spannungsebene und nicht wie beim Modell aus 3.8.1 nur einen einzelnen Speicher in der Hochspannungsebene zu installieren. Da anders als beim Connector nicht unendlich hohe Leistungen von einer zur anderen Spannungsebene übertragen werden können, kann die gespeicherte Energie größtenteils nur auf der Ebene des Speichers genutzt werden. Abschließend lässt sich sagen, dass ein Fehler in der Optimierung auftreten kann, sollten die Speicher in ihren Eigenschaften zu „gering“ ausgelegt werden oder wenn die Netzübertragung zu stark begrenzt wird. Diese Modellvariation ist dafür allerdings in der Lage, Netzverluste und zum Teil Netzkapazitäten darzustellen. Sollen jedoch Leitungskapazitäten sowie konkrete Leitungsverluste im Vordergrund stehen, sollte vermutlich eher eine Lastflussberechnung durchgeführt werden.

3.8.7 Modell mit Transformatern und Power Sources/Sinks

Dieses Modell kombiniert die Netzbegrenzung durch *Transformer*-Komponenten aus dem Modell 3.8.5 mit dem Power Source/Sink Konzept aus Abschnitt 3.8.3. Zur Stromtransformation zwischen den Spannungsebenen werden in Tessif erneut vier *Transformer* genutzt, wobei diesen ein Übertragungswirkungsgrad von 99% und eine maximale Übertragungsleistung von 60.000 MW vorgegeben wird. Auch bei diesem Modell müssen jeweils wieder an jede Spannungsebene eine Stromquelle (*Source*) und eine Stromsenke (*Sink*) angeschlossen werden. Die Kosten und Emissionen sind ebenso wie in Abschnitt 3.8.3 mit 300 €/MWh und 0,6 t CO₂/MWh definiert. In der Abbildung 3.13 ist das Energiesystemmodell mitsamt der *Transformer* sowie der *Sources/Sinks* dargestellt.

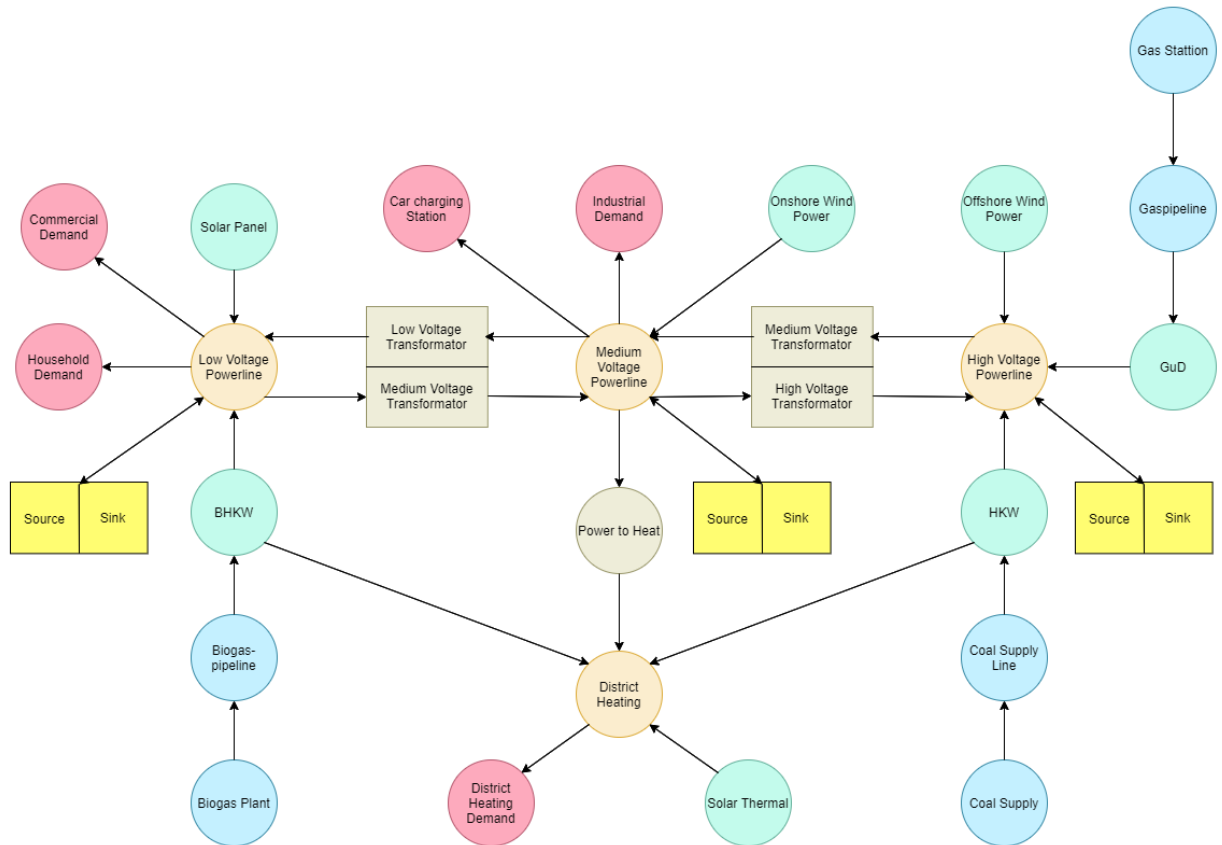


Abbildung 3.13: Modell mit Transformern und Power Sources/Sinks

3.8.8 Evaluation des Modells mit Transformern und Power Sources/Sinks

Sofern das Modell an jeder Spannungsebene mit einer Energiequelle/-senke ausgestattet ist, sollte die Simulation immer möglich sein, da die Leistungsbilanz auf jeder Spannungsebene entsprechend ausgeglichen werden kann. Allerdings gelten auch hier die selben Restriktionen wie in Abschnitt 3.8.3 bezüglich des Wärmenetzes. Sollte dieses ebenfalls mit einer Wärmesenke/-quelle versehen werden, stellt auch die Netzbegrenzung kein Problem mehr für die Optimierungsfähigkeit des Modells dar. Das Modell kann sogar bei keiner Übertragungsleistung zwischen den Ebenen optimiert werden, da die fehlende beziehungsweise überschüssige Leistung durch die Quellen/Senken ausgeglichen werden kann. Durch die Übertragungsbegrenzung ist es auch bei diesem Modell notwendig, jede Spannungsebene mit einer Quelle und Senke auszustatten, damit der positive Einfluss auf die Flexibilität der Optimierung erfolgen kann und nicht das Übertragungsnetz als limitierender Faktor für eine erfolgreiche Optimierung wirkt. Auch bei dieser Modellvariation tritt dasselbe Problem wie beim Modell aus 3.8.3 bezüglich der verfälschten Gesamtkosten/-emissionen auf. Aus den Überschussleistungen kann rein theoretisch die benötigten Übertragungskapazitäten bestimmt werden, damit das Modell auch ohne „Überschussprinzip“ funktionieren kann.

3.9 Relevante Aspekte bei der Modellierung netzbasierter Energiesystemmodelle in Tessif

Da insbesondere die Darstellung einer Netzstruktur bei den meisten Modellierungsprogrammen nicht vorgesehen ist, muss zum Wiedergeben solcher Strukturen auf andere Komponenten zurückgegriffen werden, um das gewünschte Ergebnis zu erzielen. So wird wie zuvor bei den Modellvariationen erwähnt die Tessif *Transformer*-Komponente als verbindendes Element zwischen den Spannungsebenen genutzt, um zusätzlich zur verlustbehafteten Energieübertragung auch eine Netzbegrenzung in das Modell zu implementieren. Damit so eine unkonventionelle Nutzung der Komponente möglich ist, müssen die nachfolgenden Aspekte bei der Modellierung beachtet werden.

Energycarrier

Bei Modellen, welche Netztransformatoren über *Transformer*-Komponenten darstellen, muss auf jeder Ebene ein anderer Energieträger (Carrier) gewählt werden. Dies verhält sich anders als bei Modellen, welche *Connector*-Komponenten zum Verbinden der verschiedenen Spannungsebenen nutzen, da bei diesen ein einheitlicher Energieträger verwendet wird. Es kann also somit nicht für das gesamte elektrische Netz der Carrier: 'electricity' gewählt werden, da die *Transformer*-Komponente eine eindeutige Bezeichnung der Energieträger benötigt. Dies ist wichtig, damit die Umwandlungen beziehungsweise die Conversions sowie die Inputs und Outputs der *Transformer*-Komponenten eindeutig definiert sind. Bei einem über das ganze System einheitlichen Energieträger (zum Beispiel 'electricity') ist dies nicht der Fall und es kommt zu einem Fehler in der Optimierung. Somit muss jede Spannungsebene einen unterschiedlichen Energieträger nutzen. Daher bietet es sich an, beispielweise Niederspannungs-, Mittelspannungs- oder Hochspannungsstrom als jeweiligen Carrier zu verwenden. Eine korrekte Anwendung wird im Code-Beispiel 3.1 eines der Transformer gezeigt. Desweiteren ist zu berücksichtigen, dass der Carrier einer Spannungsebene gleichbleibend sein muss. Demzufolge muss zum Beispiel jede Niederspannungskomponente den Energieträger 'low-voltage-electricity' nutzen.

Node Type

Zudem ist es wichtig, bei *Transformer*-Komponenten, die Netztransformatoren darstellen sollen, den Node Type als 'connector' zu definieren und nicht standardmäßig auf 'transformer' zu lassen. Wird der Node Type nicht mit 'connector' angegeben, kann es vorkommen, dass beim Transformieren in andere Modellierungsprogramme die *Transformer* nicht mit den entsprechenden *Bussen* verbunden werden. Insbesondere bei der Transformierung in ein PyPSA-Modell tritt dieser Fehler auf, da PyPSA *Transformer*-Komponenten mit einem einzelnen Input und Output vereinfacht als *Quelle* darstellt.

Flow Rate

Desweiteren ist es noch wichtig, dass die Flussparameter (flow_rates) von *Transformer*-Komponenten eindeutig definiert sind. Es bietet sich dabei an, die maximalen Flüsse

gemäß der nachfolgenden Gleichung 3.5 zu berechnen und anzugeben.

$$\text{max. Flow Rate Output} = \text{max. Flow Rate Input} \cdot \text{Umwandlungswirkungsgrad} \quad (3.5)$$

Wird für den Inflow und den Outflow derselbe maximale Wert vorgegeben, kann es beim Transformieren vorkommen, dass manche Modellierungstools nur den Inflow oder den Outflow berücksichtigen. Anhand des Umwandlungswirkungsgrads wird dann entsprechend der Outflow oder der Inflow berechnet. Daher können teilweise Flow Rates größere Werte annehmen, als sie eigentlich sollten. Als Beispiel für eine eindeutige Definition der Flow Rates kann der *Transformer*-Code aus 3.1 betrachtet werden.

Beispiel eines in Tessif modellierten Transformators aus Modell 3.8.5 und 3.8.7

Nachfolgend wird der Python Code gezeigt, der den Transformator in Tessif modelliert, welcher Strom von der Mittelspannungsebene zur Niederspannungsebene transformieren kann. Hierbei kann der Transformatorwirkungsgrad sowie die Übertragungskapazität des Transformators beim Erstellen des Modells vorgegeben werden. Sofern beim Aufrufen des Modells keine Werte vorgegeben werden, werden entsprechend die hinterlegten Default-Werte (`transformer_efficiency=0.99`; `gridcapacity=60000`) verwendet.

```

1 medium_low_transformator = components.Transformer(
2     name='Medium Low Transformator',
3     inputs=('medium-voltage-electricity',),
4     outputs=('low-voltage-electricity',),
5     conversions={('medium-voltage-electricity', 'low-voltage-
6     electricity'): transformer_efficiency},
7     # Minimum number of arguments required
8     latitude=42,
9     longitude=42,
10    region='Here',
11    sector='Power',
12    carrier='electricity',
13    node_type='connector',
14    flow_rates={
15        'low-voltage-electricity': nts.MinMax(min=0, max=
16        transformer_efficiency*gridcapacity),
17        'medium-voltage-electricity': nts.MinMax(min=0, max=
18        gridcapacity)},
19    flow_costs={'low-voltage-electricity': 0, 'medium-voltage-
20    electricity': 0},
21    flow_emissions={'low-voltage-electricity': 0, 'medium-voltage-
22    electricity': 0},
23    timeseries=None,
24 )

```

Listing 3.1: Transformator, welcher Energie von der Mittelspannungs- zur Niederspannungsebene übertragen kann

3.10 Optimierungsfähigkeit der Modelle

Damit das Modell eines Energiesystems grundsätzlich optimiert werden kann, muss zu jedem Zeitschritt der Optimierung der Verbrauch durch die Erzeuger abgedeckt werden können. Hierbei ist es irrelevant, ob die Leistung von fluktuierenden erneuerbaren Energien oder von konventionellen Kraftwerken in Form von Regelleistung bereitgestellt wird. Die nachfolgenden Grafiken 3.14 - 3.20 zeigen jeweils den Bereich den der jeweilige Verbrauch annehmen darf, um grundsätzlich eine Optimierung des Modells zu ermöglichen. Desweiteren zeigen die Abbildungen wie dieser Bereich ermittelt wird und welchen Einfluss verschiedene Komponenten auf diesen sowie die Optimierungsfähigkeit des Modells ausüben.

Zunächst wird in Abbildung 3.14 das zu Grunde liegende „Kupferplattenmodell“ sowie in Abbildung 3.15 das zugehörige Wärmenetz betrachtet. Für die erneuerbaren Energien, die eine nicht regelbare Leistung einspeisen, werden die Einspeiseleistungen des Zeitschrittes 11:00 Uhr genutzt. Da beim „Kupferplattenmodell“ keine Netzbeschränkungen berücksichtigt werden, ist es ausreichend die Gesamtbilanz des elektrischen Netzes und des Wärmenetzes zu betrachten. Würde das Modell nur durch erneuerbare Energien gespeist werden, müssten die Verbräuche zu jedem Zeitpunkt identisch mit den Einspeiseleistungen sein. Da dieses Modell allerdings über sowohl elektrische als auch thermische Regelleistung verfügt, kann der Verbrauch größer als die Einspeisung der erneuerbaren Energien sein. Die zusätzliche benötigte Leistung wird dann durch die Regelleistung bereitgestellt. Allerdings muss hierbei berücksichtigt werden, dass nur eine begrenzte Regelleistung zur Verfügung steht und somit der Verbrauch nicht unendlich große Werte annehmen darf. Die Power-to-Heat Komponente hingegen sorgt dafür, dass beispielweise Leistungsspitzen durch die fluktuierende Einspeisung in Wärme umgewandelt werden können, sollte der elektrische Verbrauch geringer als die Einspeisung ausfallen. Es ergibt sich für das „Kupferplattenmodell“ der in Abbildung 3.14 dargestellte Bereich, in dem der Verbrauch für diesen Zeitschritt liegen darf. Ebenso verhält es sich auch mit dem Wärmeverbrauch in 3.15. Es ist allerdings zu beachten, dass manche Komponenten wie zum Beispiel die Power-to-Heat Komponente von mehreren Netzen abhängig sind. Demzufolge kann, wenn 10.000 MW elektrische Leistung in Wärme gewandelt werden, natürlich das Wärmenetz nur diese 10.000 MW Wärmeleistung aufnehmen. Andererseits kann das elektrische Netz über Power-to-Heat nur Elektrizität abgeben, wenn das Wärmenetz in der Lage ist, diese aufzunehmen. Diese Abhängigkeit verändert im Grunde die Bereiche, kann aber nur im konkreten Fall berücksichtigt und nicht pauschalisiert dargestellt werden.

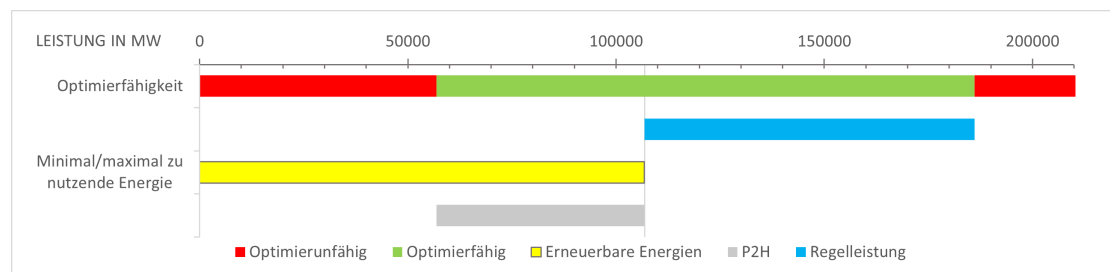


Abbildung 3.14: Optimierungsfähigkeit der reinen Kupferplatte

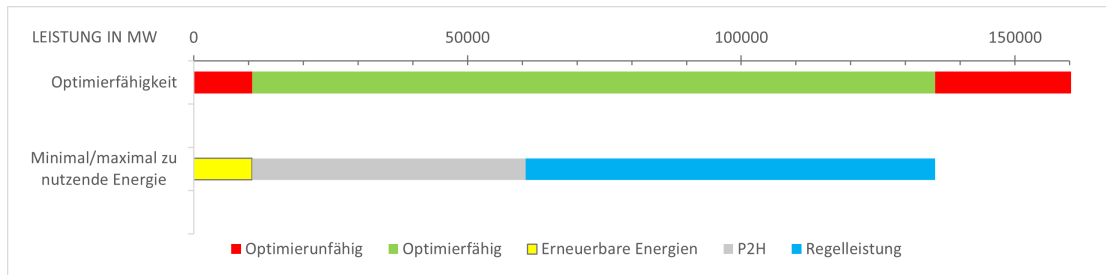


Abbildung 3.15: Optimierbarkeit des Wärmenetzes

3.10.1 Einfluss verschiedener Komponenten

Dieser Abschnitt befasst sich mit dem Einfluss einer Speicherkomponente sowie der Integration einer Power Source/Sink in das „Kupferplattenmodell“.

Die Abbildung 3.16 verdeutlicht den Einfluss der zusätzlichen Speicherkomponente. Der Speicher bringt weitere Flexibilität in Bezug auf den Bereich, in dem der Verbrauch limitiert beziehungsweise variiert werden darf. Dies begründet sich in der Fähigkeit des Speichers, bei höherer Einspeisung Strom oder Energie aufzunehmen und bei Spitzenlast zusätzliche Energie in das System abzugeben. Allerdings ist die Funktion des Speichers in Abhängigkeit seines Speicherstandes (SoC) im jeweiligen Zeitpunkt zu beachten, da ein leerer Speicher keine Energie abgeben und ein voller Speicher keine Energie mehr aufnehmen kann. Desweiteren kann der Einfluss des Speichers noch verstärkt werden, wenn ein Speicher mit größerer Ein- und Ausspeicherungsleistung und zudem auch größerer Speicherkapazität verwendet wird.

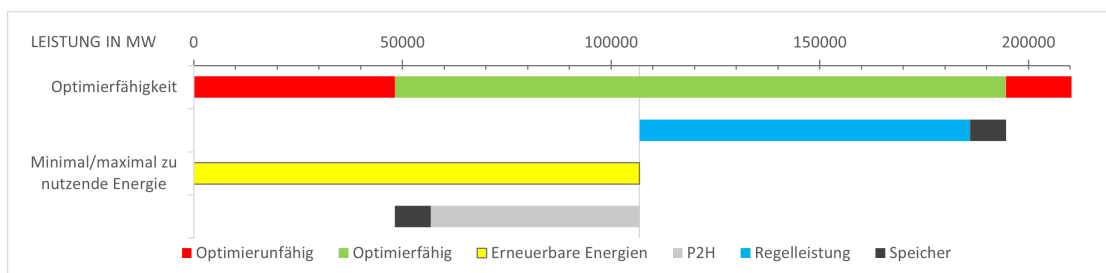


Abbildung 3.16: Optimierbarkeit der Kupferplatte mit Speicher

In Abbildung 3.17 ist der Einfluss einer zusätzlichen unbegrenzten Power Source beziehungsweise Sink wiedergegeben. Ein solches System kann jeden beliebigen Verbrauch bedienen. Die benötigte oder überschüssige Energie kann dabei über die Quelle beziehungsweise Senke aufgenommen oder abgegeben werden. Somit ist das System bei jedem beliebigem Stromverbrauch optimierbar. Die einzige Restriktion, der das Modell noch unterliegt, ergibt sich durch das Wärmenetz, da dieses weiterhin den Einschränkung aus Abbildung 3.15 unterliegt. Allerdings könnte man auch beim Wärmenetz noch weitere Komponenten wie Speicher oder Energiequellen/-senken integrieren. Auf diese Weise kann ein Modell geschaffen werden, das unabhängig von den Erzeugerleistungen oder den Verbräuchen in jedem Fall optimiert werden kann. Alternativ kann auch durch eine unbegrenzte Power-to-Heat Komponente ein ähnliches Ergebnis erzielt werden, da so über die unlimitierte Stromquelle auch unbegrenzt Wärme bereitgestellt werden kann. Häufig bietet es sich an ein Modell, bei welchem beim Optimieren Fehler auftreten, mit einer Powersource/-sink zu ergänzen. So ist man in der Lage zu sehen, ob die Erzeugungsleistungen beziehungsweise Verbräuche richtig dimensioniert sind.

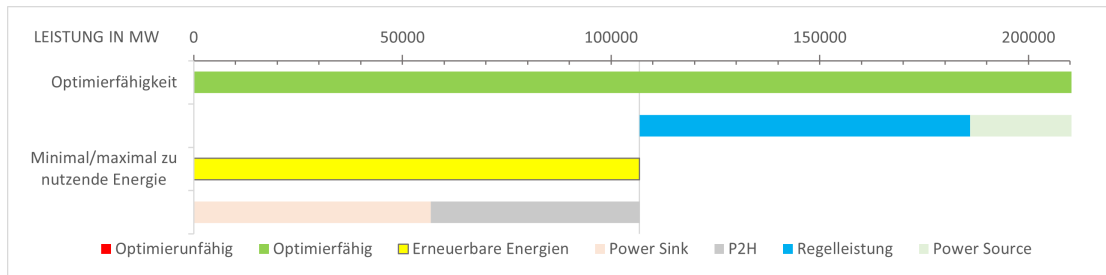


Abbildung 3.17: Optimierbarkeit der Kupferplatte mit Power Source/Sink

3.10.2 Modell mit begrenzter Netzübertragungskapazität

Bei Modellen mit begrenzter Netzkapazität wird die Betrachtung zur Optimierfähigkeit der Modelle deutlich komplexer als bei dem ursprünglichen „Kupferplattenmodell“. Das ist darauf zurückzuführen, dass die Energiebilanz für jede Spannungsebene ausgeglichen sein muss und eine Betrachtung des Gesamtsystems alleine nicht mehr ausreichend ist. Dies liegt an der Tatsache, dass die Energie nicht mehr unbegrenzt von einer zu einer anderen Netzebene übertragen werden kann. Die Abbildungen 3.18, 3.19 und 3.20 zeigen die drei verschiedenen Spannungsebenen mit den Einspeiseleistungen der erneuerbaren Energien des Zeitpunktes um 11:00 Uhr. Hierbei muss erneut bei jeder Spannungsebene der Verbrauch in dem angegebenen Bereich liegen, um eine Optimierung grundsätzlich zu ermöglichen. Auch hier muss wie bereits in Abschnitt 3.10 berücksichtigt werden, dass sowohl die Power-to-Heat Komponente als auch die verschiedenen Transformatoren jeweils von mehreren Systemen abhängen. Deswegen können diese nicht bei jeder Spannungsebene beliebig sondern nur einheitlich genutzt werden. Daraus folgt, dass sich im Anwendungsfall die zulässigen Bereiche, in denen sich der Verbrauch der einzelnen Ebenen befinden darf, noch verändern können. Desweiteren muss für eine erfolgreiche Optimierung ebenfalls die Wärmebilanz aus Abbildung 3.15 erfüllt sein. Die nachfolgenden Abbildungen stellen dabei das Modell aus 3.8.5 dar. Bei mehreren Spannungsebenen und einem begrenzten Netz können leicht Fehler beim Optimieren entstehen, die durch unpassende Dimensionierung bei der Modellierung erzeugt werden. Um dies zu verhindern, bietet es sich auch hier wieder an, unbegrenzte Energiequellen/-senken gemäß Abschnitt 3.10.1 als Ausgleichsmöglichkeit zu nutzen.

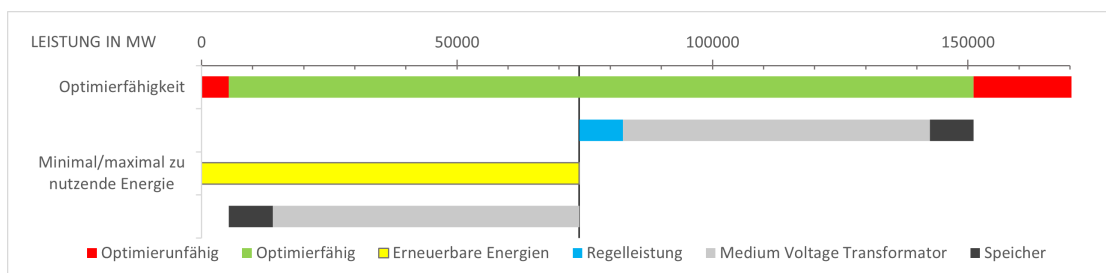


Abbildung 3.18: Optimierbarkeit der Niederspannungsebene

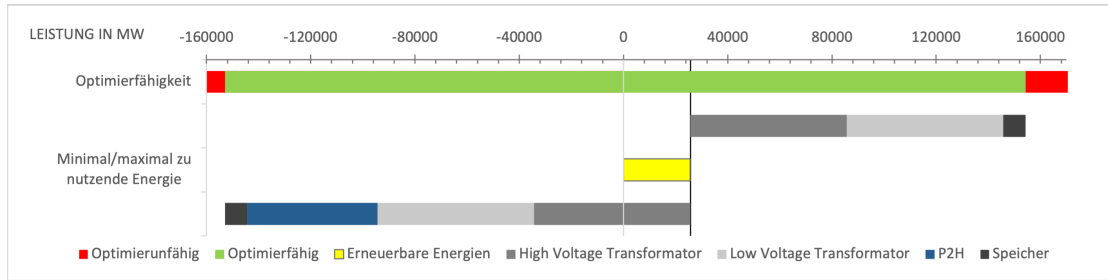


Abbildung 3.19: Optimierbarkeit der Mittelspannungsebene

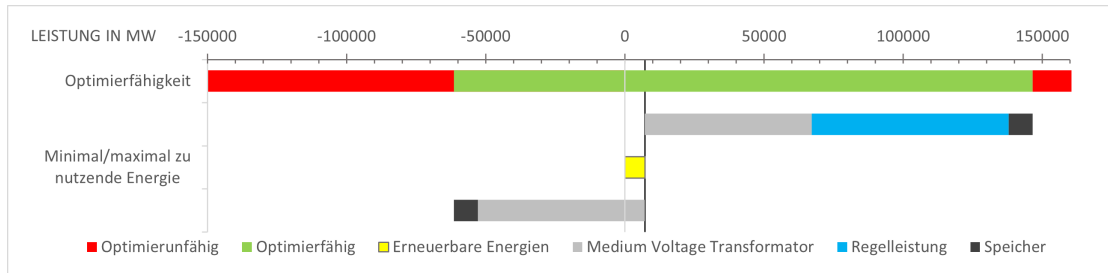


Abbildung 3.20: Optimierbarkeit der Hochspannungsebene

3.11 Modellübersicht

Die nachfolgende Tabelle 3.4 zeigt die hauptsächlichen Vor- und Nachteile sowie die Optimierungsfähigkeit der einzelnen Modelle.

Modell	Vorteile	Nachteile	Optimierungsfähigkeit
Kupferplattenmodell	- einfache Darstellung	- keine Transformatorverluste - keine Netzbegrenzung	- Optimierungsfähig, wenn Verbräuche zu jedem Zeitpunkt durch die Erzeuger gedeckt werden können
Connectoren mit Speicher	- Transformatorverluste	- keine Netzbegrenzung	- Speicher bringt Variabilität → Bereich der Optimierungsfähigkeit nimmt zu
Connectoren mit Powersource/-sink	- Transformatorverluste	- keine Netzbegrenzung - Verfälschung der Kostenbilanz durch Powersource/sink	- Immer Optimierungsfähig durch Powersource/-sink
Transformer mit Speichern	- Transformatorverluste - Netzbegrenzung	- Netzbegrenzung beeinflusst die Optimierungsfähigkeit negativ	- Optimierungsfähigkeit abhängig von den Speicherkennwerten und der Netzbegrenzung
Transformer mit Powersources/-sinks	- Transformatorverluste - Netzbegrenzung	- Verfälschung der Kostenbilanz durch Powersource/sink	- Immer Optimierungsfähig durch Powersource/-sink

Tabelle 3.4: Übersicht der erstellten Modelle

4 Exemplarischer Vergleich der Modellierung und Optimierung durch Oemof und PyPSA über Tessif

Im Rahmen dieser Arbeit wurden fünf unterschiedliche netzbasierte Modelle entwickelt und in Tessif integriert:

- „Kupferplattenmodell“ (*create_grid_kp_es*)
- Modell mit Connectoren und Speicher (*create_grid_cs_es*)
- Modell mit Connectoren und Powersource/-sink (*create_grid_cp_es*)
- Modell mit Transformatoren und Speichern (*create_grid_ts_es*)
- Modell mit Transformatoren und Powersources/-sinks (*create_grid_tp_es*)

Über den Code 4.1 können die oben genannten Modelle in Tessif aufgerufen werden, um sie anschließend weiter zu verwenden.

```
1 # Laden des Tessifmodells
2 import tessif.examples.data.tsf.py_hard as tsf_py
3 esys = tsf_py.create_grid_kp_es()
```

Listing 4.1: Aufrufen des „Kupferplattenmodells“ über *tessif.examples.data.tsf.py_hard*

Um zu überprüfen, ob das richtige Modell aufgerufen wurde, können die einzelnen Komponenten aufgelistet oder der Node Graph des Energiesystems gezeichnet werden. Beide Befehle sind in 4.2 dargestellt und der so erstellte Node Graph ist in Abbildung 4.1 zu sehen. Hierbei ist zu erwähnen, dass zusätzlich die empfohlene Farbcodierung aus der *tessif.examples.data.tsf.py_hard*-Datei angewendet wurde, um die einzelnen Komponenten farblich darzustellen, diese aber aus Gründen der Übersicht nicht in 4.2 gezeigt wird.

```
1 # Auflisten der Komponenten
2 for node in esys.nodes:
3     print(node.uid.name)
4
5 # Grafisches Darstellen des Energiesystems
6 import matplotlib.pyplot as plt
7 import tessif.visualize.nxgrph as nxv
8 grph = esys.to_nxgrph()
9 drawing_data = nxv.draw_graph(grph,)
10 plt.show()
```

Listing 4.2: Anzeigen der Komponenten sowie grafische Darstellung des Energiesystems

Beim Aufrufen der Modelle können zusätzlich noch Modellparameter vorgegeben werden. Unter anderem kann die Anzahl der Zeitschritte, die das Modell umfassen soll, der

Wirkungsgrad der Netztransformatoren sowie die Übertragungskapazität (nur bei Modellen mit Netzbegrenzung) dem Modell vorgegeben werden. Nähere Informationen dazu sind in der Tessif-Dokumentation zu finden. Werden keine weiteren Werte vorgeben, so werden beim Erstellen des Tessif-Modells die hinterlegten Standardwerte genutzt.

In den nachfolgenden Abschnitten wird kurz auf die Transformierung in ein Oemof-

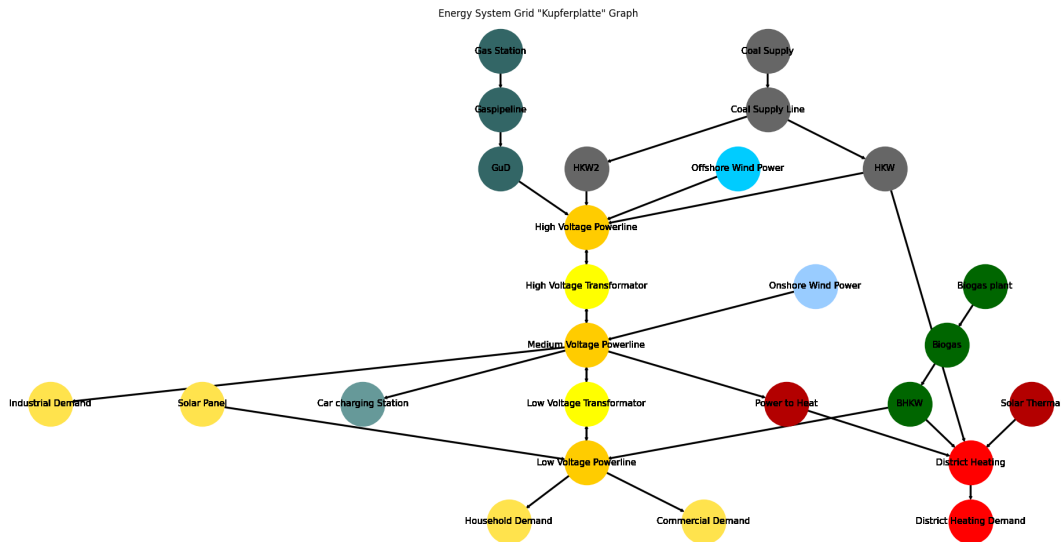


Abbildung 4.1: Node Graph des „Kupferplattenmodells“

und PyPSA-Modell sowie die anschließende Optimierung des Energiesystems eingegangen. Abschließend werden die Optimierungen noch durch Tessif ausgewertet und verglichen.

4.1 Oemof Optimierung

Um das zuvor geladene Energiesystemmodell mithilfe von Modellierungssoftware wie Oemof zu optimieren, muss zunächst das Tessif-Energiesystemmodell über Tessif in ein für Oemof verwendbares Modell gewandelt werden. Anschließend kann das transformierte Energiesystem durch Oemof modelliert und mit einem Solver wie Glpk in Tessif optimiert werden. Das nachfolgende Code Beispiel 4.3 zeigt die Befehle für sowohl die Transformation in ein für Oemof kompatibles Modell als auch die Optimierung eben dieses Modells. Letztendlich erhält man ein optimiertes Energiesystem (`optimized_oemof_es`), welches durch Tessif ausgewertet werden kann. Die Auswertung wird im späteren Abschnitt 4.3 behandelt.

```

1 # Transformieren des Energiesystems
2 from tessif.transform.es2es.omf import transform
3 oemof_es = transform(esys)
4
5 # Simulieren des Energiesystems
6 import tessif.simulate as simulate
7 optimized_oemof_es = simulate.omf_from_es(oemof_es)

```

Listing 4.3: Optimieren des Energiesystems über Oemof in Tessif

4.2 PyPSA Optimierung

Die Optimierung über PyPSA erfolgt im Grunde identisch zu der mit Oemof. Auch hier muss das ursprünglich geladene Energiesystemmodell transformiert werden, um dann von PyPSA modelliert und von einem externen Solver optimiert zu werden. Der folgende Code 4.4 zeigt dabei die Optimierung durch PyPSA.

```
1 # Transformieren des Energiesystems
2 from tessif.transform.es2es.ppsa import transform
3 pypsa_es = transform(esys)
4
5 # Simulieren des Energiesystems
6 import tessif.simulate as simulate
7 optimized_pypsa_es = simulate.ppsa_from_es(pypsa_es)
```

Listing 4.4: Optimieren des Energiesystems über PyPSA in Tessif

4.3 Auswertung der Referenzmodelle durch Tessif

In diesem Abschnitt werden zunächst verschiedene Möglichkeiten der Auswertung beziehungsweise des Vergleichs unterschiedlicher Modellierungssoftware erläutert. Desweiteren erfolgt in diesem Abschnitt die konkrete Auswertung der optimierten Referenzmodelle sowie der Vergleich zwischen den Modellierungsprogrammen.

4.3.1 Auswertungsmethoden von Tessif

Es gibt grundsätzlich zwei Möglichkeiten der Auswertung und des Vergleichs. Einerseits können die Modelle manuell über die einzelnen Modellierungsprogramme optimiert werden, andererseits kann ein automatischer Vergleich mehrerer Modellierungsprogramme vorgenommen werden.

Manuelle Auswertung und Vergleich verschiedener Modellierungsprogramme

Für die manuelle Auswertung muss zunächst das optimierte Oemof/PyPSA-Energiesystem gemäß Abschnitt 4.1 und 4.2 erzeugt werden. Die weitere Auswertung wird nur am Beispiel von Oemof gezeigt, ist aber für PyPSA entsprechend gleich durchzuführen. Sofern das optimierte Oemof-Energiesystem erzeugt wurde, können über den in 4.5 gezeigten Code die von den unterschiedlichen Spannungsebenen (Powerlines) aufgenommenen sowie abgegebenen Leistungen eingesehen werden. Desweiteren können die Global Results des Energiesystems, also die Emissionen und Kosten, dargestellt werden. Abschließend kann durch den Code 4.5 noch ein Node Graph des Energiesystems erzeugt werden, der die zwischen den einzelnen Komponenten übertragenen Energiemengen sowie die verursachten Kosten und Emissionen darstellt.

```

1 # Ausgeben der Node Loads
2 import tessif.transform.es2mapping.omf as oemof_results
3 resultier_oemof = oemof_results.LoadResultier(optimized_oemof_es)
4 print(resultier_oemof.node_load['Low Voltage Powerline'])
5 print(resultier_oemof.node_load['Medium Voltage Powerline'])
6 print(resultier_oemof.node_load['High Voltage Powerline'])
7 print(resultier_oemof.node_load['District Heating'])
8
9 # Ausgeben der Global Results
10 igr_oemof = oemof_results.IntegratedGlobalResultier(optimized_oemof_es)
11 print(igr_oemof.global_results)
12
13 # Grafische Darstellung und Speichern der Grafik
14 from tessif.transform.es2mapping import omf as transform_oemof
15 formatier = transform_oemof.AllFormatier(optimized_oemof_es, cgrp='all')
16 from tessif.transform import nxgrph as transform_to_nxgraph
17 grph = transform_to_nxgraph.Graph(
18     transform_oemof.FlowResultier(optimized_oemof_es))
19 for key, value in formatier.edge_data()['edge_width'].items():
20     formatier.edge_data()['edge_width'][key] = 4 * value
21 from tessif.visualize import nxgrph as visualize_nxgraph
22 visualize_nxgraph.draw_numerical_representation(
23     formatier=formatier, colored_by='name')
24 import matplotlib.pyplot as plt
25 f = plt.gcf()
26 default_size = f.get_size_inches()
27 f.set_size_inches((default_size[0]*4, default_size[1]*4))
28 path_to_store_the_image = os.path.join('Modelle', 'static_image_PA.png')
29 f.savefig(path_to_store_the_image, dpi=200)

```

Listing 4.5: Auswertung des mittels Oemof optimierten Energiesystems

Die für das „Kupferplattenmodell“ mittels Oemof bestimmten Global Results sind nachfolgend in der Tabelle 4.1 dargestellt und die Abbildung 4.2 zeigt das nach 4.5 erstellte Abbild des Energiesystems. Weitere Auswertungsmöglichkeiten insbesondere Auswertungen grafischer Art sind ausführlich in der Tessif-Dokumentation [8] beschrieben.

	Oemof
Emissions (sim) in t CO_2	443159.0
Costs (sim) in €	202259102.0
Opex (ppcd) in €	202259102.0
Capex (ppcd) in €	0.0

Tabelle 4.1: Global Results Oemof

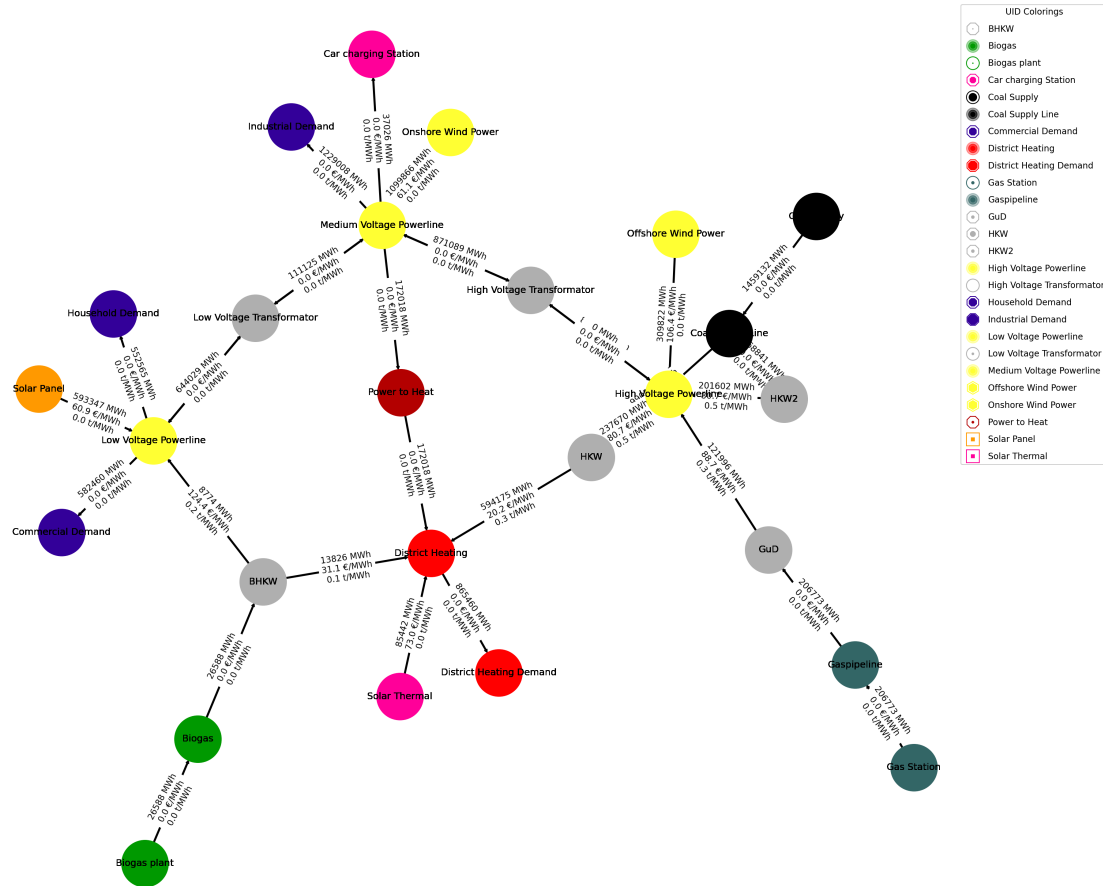


Abbildung 4.2: Modell Kupferplatte, erstellt über Oemof

Auto Comparison verschiedener Modellierungsprogramme

Alternativ zur manuellen Auswertung beziehungsweise Optimierung kann auch der automatische Vergleich verschiedener Modelle genutzt werden (Auto Comparison). Hierbei wird zunächst das zu optimierende Energiesystem geladen und dann im hdf5-Format gespeichert. Der Tessif-Comparatier kann die hdf5-Datei einlesen und mithilfe der vorgegebenen Modelle (in diesem Fall Oemof und PyPSA) das Energiesystem modellieren und optimieren. Auch hier können wieder die in die Powerlines ein- und ausgespeiste Leistungen sowie die Integrated Global Results der Optimierungen ausgegeben werden. Dabei gibt der Comparatier die entsprechenden Werte von beiden Modellierungsprogrammen an. Nachfolgend ist der Code angegeben, um das „Kupferplattenmodell“ mithilfe des Tessif-Comparatier zu optimieren und auszuwerten.

```

1 import tessif.frused.configurations as configurations
2 import os
3 from tessif.frused.paths import write_dir
4 import tessif.analyze
5 import tessif.parse
6 import tessif.examples.data.tsf.py_hard as tsf_py
7 import pandas as pd
8 # Einstellungen zum Anzeigen der gesamten Ergebnisse
9 configurations.spellings_logging_level = 'debug'
10 desired_width = 620
11 pd.set_option('display.width', desired_width)
12 pd.set_option('display.max_columns', 20)

```

```
13
14 # Aufrufen des Energiesystems
15 esys = tsf_py.create_grid_kp_es()
16
17 # Formatieren des Energiesystems
18 output_msg = esys.to_hdf5(
19     directory=os.path.join(write_dir, 'tsf'),
20     filename='grid_comparison.hdf5',
21 )
22
23 # Modellierung und Optimierung
24 comparatier = tessif.analyze.Comparatier(
25     path=os.path.join(write_dir, 'tsf', 'grid_comparison.hdf5'),
26     parser=tessif.parse.hdf5,
27     models=('oemof', 'pypsa'),
28 )
29
30 # Kontrollausgabe der benutzten Modelle
31 for model in sorted(comparatier.models):
32     print(model)
33
34 # Ausgeben der Global Results
35 print(comparatier.integrated_global_results)
36
37 # Ausgeben der Node Loads
38 print(comparatier.comparative_results.loads['Low Voltage Powerline'])
39 print(comparatier.comparative_results.loads['Medium Voltage Powerline'])
40 print(comparatier.comparative_results.loads['High Voltage Powerline'])
41 print(comparatier.comparative_results.loads['District Heating'])
```

Listing 4.6: Optimieren und Auswerten mittels Tessif-Comparatier

4.4 Ergebnisse und Auswertung der Optimierung

Dieser Abschnitt befasst sich mit den Ergebnissen sowie der Auswertung der optimierten Energiesysteme nach der Modellierung mit Oemof und PyPSA. Insbesondere werden zu Vergleichszwecken die Energiemengen, welche über die 24 Zeitschritte beziehungsweise Stunden von den einzelnen Komponenten ein- und ausgespeist werden, sowie die Integrated Global Results betrachtet. Die Integrated Global Results geben dabei die Emissionen, Kosten sowie die zur Optimierung und Datenverarbeitung benötigte Zeit an. Die Kosten und Emissionen beziehen sich dabei auf den gesamten Zeitbereich von 24 Stunden. Da bei PyPSA die Emissionswerte nicht direkt abgegriffen werden können, berechnet Tessif diese selbstständig anhand der von PyPSA ausgegebenen Leistungsflüsse sowie dem Modell vorgegebenen spezifischen Emissionswerten. PyPSA rechnet intern allerdings anders mit Emissionswerten, sodass diese nicht zwangsweise mit den von Tessif ausgegebenen übereinstimmen. Da in den nachfolgenden Optimierungen keine Emission-Constraints also Einschränkungen der Emissionen vorliegen, ist dieser Aspekt nicht weiter relevant und kann vernachlässigt werden. Sollen eben solche Constraints auf die Energiesystemmodelle angewendet werden, müssten für die Optimierung mit PyPSA sogenannte Hooks verwendet werden, um die Werte der spezifischen Emissionen für PyPSA richtig zuzuordnen. Weitere Informationen über die Nutzung von Hooks können der Tessif-Dokumentation [8] entnommen werden.

Die Hauptintention der Auswertung ist dabei der Vergleich von Oemof und PyPSA, um mögliche Einschränkungen der Modellierungsprogramme aufzudecken. Zusätzlich wird ein Vergleich der Modelle untereinander durchgeführt um den Einfluss der verschiedenen, weiteren Komponenten zu erfassen.

4.4.1 Ergebnisse und Auswertung des „Kupferplattenmodells“

Betrachtet man die Ergebnisse der Optimierung des „Kupferplattenmodells“ durch PyPSA und Oemof in den Tabellen 4.2 und 4.3, so fällt zunächst auf, dass sich die Integrated Global Results mit Ausnahme der zur Modellierung und Optimierung benötigten Zeit nicht unterscheiden. Sowohl die Emissionen als auch die Kosten des Energiesystems können dabei als Vergleichswert genutzt werden, ob die Optimierung bei den zu vergleichenden Modellierungsprogrammen (in diesem Fall Oemof und PyPSA) identisch erfolgt ist. Dies ist nur möglich, da Tessif wie bereits zuvor erwähnt im Post-Processing die Emissionen über die von den einzelnen Erzeugern eingespeisten Energiemengen sowie die vorgegebenen spezifischen Emissionswerte berechnet. Somit spiegeln die Emissionen indirekt die einzelnen Energieflüsse wieder. In Bezug auf die Kosten ist zu erwähnen, dass hier nur die anfallenden Gesamtkosten angegeben sind. Da bei den Modellen nur ein Commitment-Problem und kein Expansion-Problem betrachtet wird, ergeben sich die Gesamtkosten aus den Betriebskosten (OpEx) und es müssen keine Investitionskosten (CapEx) berücksichtigt werden. Tabelle 4.3 zeigt die von den einzelnen Komponenten in die jeweiligen Spannungsebenen ein- oder ausgespeiste Energie. Ebenfalls lassen sich zwischen den beiden verwendeten Modellierungsprogrammen Oemof und PyPSA keine Differenzen feststellen. Alternativ könnten auch noch die Energiemengen pro Zeitschritt und nicht die Summen aller Zeitschritte betrachtet werden. Allerdings würde die Tabelle aufgrund der vielen Werte schnell unübersichtlich werden.

Abschließend lässt sich sagen, dass bei der Modellierung des „Kupferplattenmodells“ mit Oemof und PyPSA keine Differenzen nach der Optimierung zu erkennen sind, sondern über beide Modellierungsprogramme das gleiche Ergebnis erzielt wird. Allerdings ist zu erwähnen, dass die Modellierung, Optimierung und Auswertung durch Tessif bei PyPSA innerhalb von 10 Sekunden und bei Oemof in 14 Sekunden erfolgt ist. Somit benötigt PyPSA eine etwas geringere Zeit für die gesamte Optimierung. Im Falle eines simplen Energiesystems oder bei geringen Zeitschritten kann dieser Unterschied als redundant angesehen werden. Sofern aber komplexere Energiesysteme mit vielen Zeitschritten optimiert werden sollen, sollte dies berücksichtigt werden.

	Oemof	PyPSA
Emissionen in t CO_2	443159.0	443159.0
Kosten in €	202259102.0	202259102.0
Zeit in s	14.0	10.0

Tabelle 4.2: Integrated Global Results

		Oemof	PyPSA
Low Voltage Powerline	BHKW	8.774095	8.774096
	Low Voltage Transformator	644.028627	644.028627
	Solar Panel	593.346832	593.346832
	Commercial Demand	-582.459558	-582.459558
	Household Demand	-552.564843	-552.564842
Medium Voltage Powerline	Low Voltage Transformator	-111.125154	-111.125154
	High Voltage Transformator	871.089257	871.089257
	Low Voltage Transformator	111.125154	111.125154
	Onshore Wind Power	1099.866419	1099.866419
	Car charging Station	-37.026338	-37.026338
	High Voltage Transformator	-0.000000	-0.000000
	Industrial Demand	-1229.008356	-1229.008357
	Low Voltage Transformator	-644.028627	-644.028627
High Voltage Powerline	Power to Heat	-172.017506	-172.017506
	GuD	121.996114	121.996114
	HKW	237.669821	237.669820
	HKW2	201.601795	201.601796
	High Voltage Transformator	-0.000000	-0.000000
	Offshore Wind Power	309.821525	309.821525
	High Voltage Transformator	-871.089257	-871.089257
District Heating	BHKW	13.825848	13.825848
	HKW	594.174551	594.174550
	Power to Heat	172.017506	172.017506
	Solar Thermal	85.441944	85.441944
	District Heating Demand	-865.459850	-865.459849

Tabelle 4.3: Ein- und ausgespeiste Energiemengen in GWh

4.4.2 Ergebnisse und Auswertung des Modells mit Connectoren und Speicher

Das Modell mit Connectoren und Speicher ist im Gegensatz zum „Kupferplattenmodell“ in der Lage, Netzverluste über die Connectoren abzubilden. Somit können zum Beispiel Übertragungsverluste der Transformatoren dargestellt werden. Zusätzlich ist noch ein Speicher in das Modell integriert worden. Betrachtet man die in Tabelle 4.4 angegebenen Werte des mittels Oemof und PyPSA modellierten und optimierten Energiesystems, so fällt zunächst auf, dass die Werte von Oemof und PyPSA voneinander abweichen. Desweiteren unterscheiden sich die optimierten Energiesysteme durch jeweils höhere Emissionen und geringere Kosten im Vergleich zu den Ergebnissen des „Kupferplattenmodells“ aus 4.4.1.

Letzteres kann insbesondere auf den Speicher zurückgeführt werden, da dieser zu Zeitpunkten geringer Last in der Lage ist, günstigen Strom, wie beispielweise den aus Kohle erzeugten, einzuspeichern und diesen dann bei Lastspitzen wieder auszuspeichern. Dadurch wird bei Spitzenlast weniger Residuallast von teureren Erzeugern, wie dem GuD-Kraftwerk oder dem BHKW, benötigt und somit sinken die Betriebskosten des Energiesystems. Gleichzeitig steigen aber die Emissionen, da Kohlekraftwerke mehr Schadstoffe als GuD-Kraftwerke emittieren. Der zuvor beschriebene Einfluss der Speicherkomponente wird ersichtlich, wenn man die Tabellen 4.5 und 4.3 miteinander vergleicht. So fällt auf, dass im Energiesystem mit Speicher die Stromerzeugung durch das HKW um 24,67 GWh höher als beim „Kupferplattenmodell“ ausfällt. Gleichzeitig sinkt die vom GuD-Kraftwerk bereitgestellte Energiemenge von 122,00 GWh beim „Kupferplattenmodell“ auf 78,79 GWh. Hierbei ist zu beachten, dass nur die Zahlen der Oemof Modellierung genannt wurden, die PyPSA Werte sich aber ebenso verhalten.

Als zusätzlicher Grund für höhere Kosten sind die bei diesem Modell in den Connectoren auftretenden Übertragungsverluste zu nennen, da diese zu einer erhöhten Stromerzeugung führen, um die gleichbleibenden Verbräuche und die zusätzlichen Verluste abzudecken. Eine erhöhte Stromerzeugung führt auch gleichermaßen zu einer Erhöhung der Emissionen sowie der Kosten. Allerdings muss hierbei beachtet werden, dass durch den hohen Übertragungswirkungsgrad von 99% die Erhöhung der Emissionen sowie der Kosten verhältnismäßig gering ausfallen, sodass die Kosten im Vergleich zum „Kupferplattenmodell“ durch den Einfluss des Speichers immer noch geringer ausfallen.

Als weiterer Punkt fällt der Unterschied zwischen den Werten des mit Oemof und PyPSA modellierten und optimierten Energiesystemen auf. Dabei sind insbesondere die niedrigeren Kosten und Emissionen des PyPSA Modells auffällig. Wie bereits zuvor erwähnt, können die Emissionen indirekt die Energieflüsse widerspiegeln und somit erzeugt das PyPSA Modell weniger Energie als das Oemof Modell. Betrachtet man die einzelnen Transformatoren in der Tabelle 4.5, so wird ersichtlich, dass beim PyPSA Modell der Wirkungsgrad der Connectoren nicht berücksichtigt wird. Zum Beispiel ist die Energiemenge, die der Low Voltage Transformator in der Niederspannungsebene aufnimmt, identisch mit der Menge, die von diesem in die Mittelspannungsebene transformiert wird. Währenddessen wird beim Oemof Modell der Wirkungsgrad beachtet und es entsteht ein Energieverlust. Demzufolge wird in der Mittelspannungsebene ein geringerer Energiebetrag vom Low Voltage Transformator eingespeist. Hierbei ist zu erwähnen, dass Tessif den Wirkungsgrad für PyPSA absichtlich auf 1 oder 100% setzt, da PyPSA den Wirkungsgrad der Link-Componente nicht bidirectional abbilden kann. So könnte der Connector in der PyPSA Modellierung in eine Richtung Verluste abbilden, sollte aber Energie in die andere Richtung übertragen werden, würde der Connector gemäß des Kehrwertes des Übertragungswirkungsgrades Energie erzeugen. Um dieses Verhalten

der Komponente zu unterbinden, wird der Wirkungsgrad unabhängig von der Vorgabe von Tessif als 100% definiert.

	Oemof	PyPSA
Emissionen in t CO_2	460354.0	454697.0
Kosten in €	200821160.0	199646851.0
Zeit in s	15.0	10.0

Tabelle 4.4: Integrated Global Results

		Oemof	PyPSA
Low Voltage Powerline	BHKW	2.909165	2.029346
	Low Voltage Transformator	649.893559	650.773377
	Solar Panel	593.346832	593.346832
	Commercial Demand	-582.459558	-582.459558
	Household Demand	-552.564843	-552.564842
Medium Voltage Powerline	Low Voltage Transformator	-111.125154	-111.125154
	High Voltage Transformator	823.327705	819.948388
	Low Voltage Transformator	110.013902	111.125154
	Onshore Wind Power	1099.866419	1099.866419
	Car charging Station	-37.026338	-37.026338
	High Voltage Transformator	-0.000000	-0.000000
	Industrial Demand	-1229.008356	-1229.008357
	Low Voltage Transformator	-656.458141	-650.773377
High Voltage Powerline	Power to Heat	-110.715195	-114.131888
	GuD	78.789074	72.550369
	HKW	265.887430	265.075304
	HKW2	198.048698	193.560970
	High Voltage Transformator	-0.000000	-0.000000
	Offshore Wind Power	309.821525	309.821525
	Pumped Storage	59.533591	59.980085
	High Voltage Transformator	-831.644150	-819.948388
	Pumped Storage	-80.436169	-81.039866
District Heating	BHKW	4.584138	3.197758
	HKW	664.718572	662.688259
	Power to Heat	110.715195	114.131888
	Solar Thermal	85.441944	85.441944
	District Heating Demand	-865.459850	-865.459849

Tabelle 4.5: Ein- und ausgespeiste Energiemengen in GWh

4.4.3 Ergebnisse und Auswertung des Modells mit Connectoren und Powersource/-sink

Das Modell mit Connectoren und zusätzlicher Powersource/-sink verhält sich im Grunde wie das „Kupferplattenmodell“. Allerdings ist auch bei diesem Modell ein Übertragungswirkungsgrad des Connectors vorgegeben, sodass wie bereits in 4.4.2 beschrieben beim Oemof Modell durch die zusätzlichen Verluste höhere CO_2 -Emissionen und Kosten auftreten. Da das PyPSA Modell, wie in Abschnitt 4.4.2 erläutert, nicht in der Lage ist diesen Wirkungsgrad der Connector-Komponenten zu berücksichtigen sondern diesen unabhängig von der Vorgabe als 100% definiert, sind die Ergebnisse identisch mit den Ergebnissen des „Kupferplattenmodells“ aus 4.4.1. Sowohl die Powersource, als auch die Powersink wird nicht benötigt und aufgrund der im Vergleich zu den anderen Komponenten höheren Kosten nicht genutzt.

Betrachtet man die Energiemengen des von Oemof modellierten und optimierten Energiesystems, so fällt auf, dass auch hier weder die Source- noch die Sink-Komponente genutzt wird. Dies liegt an der Tatsache, dass die durch die Übertragungswirkungsgrade verursachten Verluste durch die Residuallasterzeuger des Energiesystems ausgeglichen werden kann. Daher ist ein Energiebezug aus der Powersource nicht notwendig. Wird allerdings beim Aufrufen des Modells über den Befehl 4.7 ein geringerer Übertragungswirkungsgrad angegeben, so wird der zusätzlich benötigte Energiebedarf, welcher nicht durch die Residuallast abgedeckt werden kann, aus der Powersource bezogen.

```
1 # Laden des Tessifmodells
2 import tessif.examples.data.tsf.py_hard as tsf_py
3 esys = tsf_py.create_grid_cp_es(24, 0.7, None, None)
```

Listing 4.7: Aufrufen des Modells mit einem Übertragungswirkungsgrad von 70% über *tessif.examples.data.tsf.py_hard*

Die Auswertungsdaten für die Optimierung mit einem Übertragungswirkungsgrad von 70% sind in Tabelle 6.1 und 6.2 im Anhang zu finden. Aus diesen wird ersichtlich, dass das Oemof Modell bei Bedarf auf die Powersource zurückgreift und somit auch nicht ideal ausgelegte Modelle optimiert werden können. Die Powersink wird im Regelfall allerdings nicht genutzt, da in der Modelldefinition kein Leistungsüberschuss der erneuerbaren Energien auftritt. Einzig durch Vorgeben eines Übertragungswirkungsgrades von über 100% könnte eine Nutzung der Powersink-Komponente hervorgerufen werden. Da ein solcher Wirkungsgrad aber in keinsten Weise eine reale Netzkomponente widerspiegelt, wird der Fall nicht weiter betrachtet. Die Sink-Komponente ist allerdings in diesem Modell vorhanden, obwohl sie in einem realistischen Fall keine Anwendung findet, da diese insbesondere bei der nachfolgenden Netzbegrenzung noch relevant wird.

	Oemof	PyPSA
Emissionen in t CO_2	448623.0	443159.0
Kosten in €	203465454.0	202259102.0
Zeit in s	15.0	10.0

Tabelle 4.6: Integrated Global Results

		Oemof	PyPSA
Low Voltage Powerline	BHKW	10.422229	8.774096
	Low Voltage Transformator	642.380495	644.028627
	Solar Panel	593.346832	593.346832
	Commercial Demand	-582.459558	-582.459558
	Household Demand	-552.564843	-552.564842
Medium Voltage Powerline	Low Voltage Transformator	-111.125154	-111.125154
	High Voltage Transformator	872.781594	871.089257
	Low Voltage Transformator	110.013902	111.125154
	Onshore Wind Power	1099.866419	1099.866419
	Car charging Station	-37.026338	-37.026338
	High Voltage Transformator	-0.000000	-0.000000
	Industrial Demand	-1229.008356	-1229.008357
	Low Voltage Transformator	-648.869188	-644.028627
High Voltage Powerline	Power to Heat	-167.758037	-172.017506
	GuD	126.908111	121.996114
	HKW	238.334786	237.669820
	HKW2	206.533148	201.601796
	High Voltage Transformator	-0.000000	-0.000000
	Offshore Wind Power	309.821525	309.821525
	Power Source	-0.000000	-0.000000
	High Voltage Transformator	-881.597570	-871.089257
	Power Sink	-0.000000	-0.000000
	District Heating	BHKW	16.422906
HKW		595.836962	594.174550
Power to Heat		167.758037	172.017506
Solar Thermal		85.441944	85.441944
District Heating Demand		-865.459850	-865.459849

Tabelle 4.7: Ein- und ausgespeiste Energiemengen in GWh

4.4.4 Ergebnisse und Auswertung des Modells mit Transformatern und Speichern

Betrachtet man das Modell mit Transformatern und Speichern in den verschiedenen Spannungsebenen, so fällt zunächst auf, dass dieses Modell im Vergleich zum „Kupferplattenmodell“ sowie dem Modell mit Connectoren und Speichern höhere Schadstoffemissionen und geringere Kosten aufweist. Wie bereits in Abschnitt 4.4.2 erläutert, ist dieses Verhalten auf den Einfluss der Speicher-Komponente zurückzuführen. Da aufgrund der Netzbegrenzung in jede der drei Spannungsebenen ein Stromspeicher integriert ist, können die Kosten stärker als bei dem Connector-Modell mit nur einem einzelnen Speicher reduziert werden.

Der Einfluss der Netzbegrenzung durch Limitieren der Übertragungsleistung der Transformer-Komponente wird insbesondere durch den Vergleich der vom Hochspannungstransformator (High Medium Transformator) übertragenen Energiemenge aus Tabelle 4.9 mit den Werten des „Kupferplattenmodells“ aus Tabelle 4.3 ersichtlich. Durch die Begrenzung des Netzes sowie die Speicherkomponenten wird um die 100 GWh weniger Energie von der Hochspannungsebene in die Mittelspannungsebene übertragen. Bei der Netzbegrenzung ist zu beachten, dass diese in diesem Modell nicht ganz willkürlich gewählt werden darf, da bei zu starker Begrenzung die Modelle nicht mehr optimiert werden können. Dies ist auf die Netzstruktur des Energiesystems zurückzuführen, da die Regelleistung beinahe ausschließlich in der Hochspannungsebene eingespeist wird und diese entsprechend über die Netzkomponenten in die Mittel- und Niederspannungsebene übertragen werden muss. Durch die Speicher kann zwar Energie in der jeweiligen Ebene gespeichert und bei hohen Lasten wieder genutzt werden, allerdings können die Verbraucher nur begrenzt mit der Regelleistung des Systems versorgt werden. Betrachtet man die Optimierungsergebnisse in Tabelle 4.8, so fällt zunächst auf, dass es keine Unterschiede zwischen der Optimierung mittels Oemof und PyPSA gibt. Damit insbesondere die netzbildenden Transformer-Komponenten in beiden Modellierungsprogrammen gleich dargestellt werden, müssen diese gemäß Kapitel 3.9 eindeutig parametrisiert sein. Bei unterschiedlicher Parametrierung kann es zu verschiedenen Optimierungsergebnissen kommen, da beispielweise die Flussbegrenzung der Transformer-Komponente unterschiedlich von den einzelnen Modellierungsprogrammen interpretiert wird.

Desweiteren fällt auf, dass kleine Differenzen zwischen einzelnen Komponenten bei der Optimierung mit Oemof und PyPSA auftreten. Dies ist auf eine unterschiedliche Nutzung der Speicher zurückzuführen. Da aber die von den einzelnen Kraftwerken eingespeisten Energiemengen identisch sind, ergeben sich in Tessif ebenfalls identische Global Results. Auch bei diesem Modell benötigt die Optimierung über Oemof eine minimal längere Zeit.

	Oemof	PyPSA
Emissionen in t CO_2	467832.0	467832.0
Kosten in €	197240294.0	197240294.0
Zeit in s	17.0	12.0

Tabelle 4.8: Integrated Global Results

		Oemof	PyPSA
Low Voltage Powerline	BHKW	3.748359	3.748359
	Medium Low Transformator	640.488831	640.104346
	Pumped Storage LV	53.042050	51.950018
	Solar Panel	593.346832	593.346832
	Commercial Demand	-582.459558	-582.459558
	Household Demand	-552.564843	-552.564842
	Low Medium Transformator	-83.942598	-83.942598
	Pumped Storage LV	-71.659072	-70.182555
Medium Voltage Powerline	High Medium Transformator	764.228788	762.902417
	Low Medium Transformator	83.103172	83.103172
	Onshore Wind Power	1099.866419	1099.866419
	Pumped Storage MV	56.145835	53.481680
	Car charging Station	-37.026338	-37.026338
	Industrial Demand	-1229.008356	-1229.008357
	Medium High Transformator	-0.000000	-0.000000
	Medium Low Transformator	-646.958414	-646.570046
High Voltage Powerline	Power to Heat	-14.495461	-14.495461
	Pumped Storage MV	-75.855645	-72.253488
	GuD	11.500603	11.500603
	HKW	303.846376	303.846376
	HKW2	164.165787	164.165787
	Medium High Transformator	-0.000000	-0.000000
	Offshore Wind Power	309.821525	309.821525
	Pumped Storage HV	49.545702	53.350973
District Heating	High Medium Transformator	-771.948270	-770.608502
	Pumped Storage HV	-66.931723	-72.076762
	BHKW	5.906505	5.906505
	HKW	759.615942	759.615940
	Power to Heat	14.495461	14.495461
	Solar Thermal	85.441944	85.441944
	District Heating Demand	-865.459850	-865.459849

Tabelle 4.9: Ein- und ausgespeiste Energiemengen in GWh

4.4.5 Ergebnisse und Auswertung des Modells mit Transformatern und Powersources/-sinks

Die Optimierung des Energiesystems mit Transformatern und zusätzlichen Stromquellen und -senken erfolgt sowohl für die Modellierung mit Oemof als auch mit PyPSA identisch. Dies wird einerseits aus den Global Results in Tabelle 4.10 sowie den ein- und ausgespeisten Energiemengen aus Tabelle 4.11 ersichtlich, da alle Werte für Oemof und PyPSA gleich sind. Allerdings ist dies auch nur möglich, wenn das Modell korrekt parametrisiert ist. Sollte dies nicht der Fall sein, variieren die Werte der Optimierungen. Die im Vergleich zum „Kupferplattenmodell“ größeren Emissionen sowie Kosten lassen sich auf die Übertragungsbegrenzung des Netzes und den damit verbundenen Strombezug aus der teureren und stärker emittierenden Powersource in der Niederspannungsebene zurückführen.

Das Modell sollte durch die an jeder Spannungsebene integrierte Stromquelle und -senke in der Lage sein, eine Optimierung des Energiesystems unabhängig von der Netzbegrenzung, der Übertragungswirkungsgrade oder der elektrischen Verbraucher- oder Erzeugerleistungen durchzuführen. Somit kann es sinnvoll sein, auch weitere Optimierungen mit verschiedenen Parametern auszuführen. Über den in 4.8 gezeigten Befehl kann beispielweise dieses Energiesystemmodell geladen werden, wobei die Übertragungskapazität der Netztransformatoren auf 35.000 MW und nicht wie durch den standardmäßig vorgegebenen Wert auf 60.000 MW begrenzt wird.

```
1 # Laden des Tessifmodells
2 import tessif.examples.data.tsf.py_hard as tsf_py
3 esys = tsf_py.create_grid_tp_es(24, 0.99, 35000, None, None)
```

Listing 4.8: Aufrufen des Modells mit einem Übertragungskapazität von 35.000 MW über *tessif.examples.data.tsf.py_hard*

Die Ergebnisse für diese Optimierung sind im Anhang 6.1.2 zu finden. Je geringer die Übertragungskapazität des Netzes wird, desto weniger Leistung kann durch die Regelleistung des Systems bereitgestellt werden, da diese nur zum Teil in die anderen Spannungsebenen übertragen werden kann. Somit werden die verschiedenen Powersources verstärkt genutzt, um eben diese Leistung „lokal“ einzuspeisen. Einzig die Powersinks werden nicht genutzt, da der Leistungsüberschuss der im Peakzeitpunkt durch die erneuerbaren Energien erzeugt wird, über die Transformatoren verteilt und durch die Power-to-Heat Komponente in Wärme umgewandelt werden kann. Beschränkt man das Übertragungsnetz noch weiter, so können die Überschüsse nicht mehr über die Netztransformatoren abgeführt werden, sondern müssen von den Stromsenken aufgenommen werden. Um einen solchen Fall zu betrachten, kann das Modell erneut über den Befehl 4.8 geladen werden, wobei entsprechend die Übertragungskapazität weiter abgesenkt werden muss. Zum Beispiel würde eine Übertragungskapazität von 30.000 MW einen Einsatz der Powersink Komponente bewirken.

Beim anschließenden Optimieren fällt auf, dass PyPSA im Gegensatz zu Oemof nicht in der Lage ist, das Energiesystem zu modellieren und zu optimieren. Die Ergebnisse der Oemof Optimierung sind ebenfalls im Anhang unter Abschnitt 6.1.3 zu finden. Betrachtet man die ein- und ausgespeisten Energiemengen für dieses Energiesystem in der Tabelle 6.6, so wird ersichtlich, dass Oemof die Powersink nutzt, um einen Leistungsüberschuss in der Niederspannungsebene aufzunehmen. Die Optimierung über PyPSA ist dabei nicht möglich, da in PyPSA die Sink-Komponente einen fest

zugeordneten Betrag benötigt, der den Fluss eindeutig definiert. Somit kann PyPSA Sink-Komponenten nicht regeln, sondern setzt ohne weitere Vorgabe den Verbrauch der einzelnen Stromsenken auf 0 MW. Bedingt durch diese Tatsache ist PyPSA anders als Oemof nicht in der Lage den Leistungsüberschuss der Niederspannungsebene aufzunehmen und daher erfolgt die Optimierung fehlerhaft.

Alternativ könnte man, um mit PyPSA ein solches Energiesystem zu optimieren, die Sink-Komponenten durch Speicher austauschen, die in ihrer Kapazität und Einspeicherleistung unbegrenzt sind, aber keine Leistung abgeben können (Auspeicherleistung als 0 MW definieren). Somit könnte man die gleichen Optimierungsergebnisse wie bei Oemof erzielen. Dies ist allerdings eine unintuitive und eventuell verwirrende Lösung, von deren Nutzung abgesehen werden sollte. Demzufolge empfiehlt sich in diesem Fall eindeutig eine Modellierung sowie anschließende Optimierung mittels Oemof.

Allgemein ist zu beachten, dass bei Verwendung des automatischen Vergleichs zweier Modellierungsprogramme wie Oemof und PyPSA (siehe Kapitel 4.5) eine Fehlermeldung erscheint und der Prozess abgebrochen wird, sofern die Optimierung über eine Modellierungssoftware nicht möglich ist. Somit wird auch eine mögliche Optimierung und Auswertung eines Energiesystems durch eine andere Modellierungssoftware unterbunden. Aus der Fehlermeldung wird dabei nicht eindeutig ersichtlich, weshalb die Optimierung nicht durchführbar war und ob diese eventuell über ein weiteres Modellierungsprogramm möglich wäre. Dieses Problem kann bei dem zuvor genutzten Modell mit einer Begrenzung der Übertragungskapazität auf 30.000 MW beobachtet werden. Demnach kann es sinnvoll sein, die Optimierung in jedem Fall noch einmal einzeln durchzuführen, wenn diese über die Auto-Comparison-Funktion nicht möglich ist.

4.4.6 Zusammenfassung der Ergebnisse

Der exemplarische Vergleich zeigt, dass einige Unterschiede zwischen Oemof und PyPSA existieren. Insbesondere wird ersichtlich, dass PyPSA nicht in der Lage ist Connector-Komponenten mit einem Wirkungsgrad darzustellen. Demzufolge können in PyPSA mithilfe von Connectoren keine Verluste der Netztransformatoren wiedergegeben werden. Zudem fällt auf, dass PyPSA keine unlimitierten Sink-Komponenten verwenden kann und somit es nicht möglich ist eine Netzanbindung an beispielweise das Europäische Verbundnetz darzustellen. Neben den Unterschieden zwischen PyPSA und Oemof wird ebenfalls noch der Einfluss einzelner Komponenten deutlich. So kann zum Beispiel ein Speicher zu geringeren Kosten führen.

	Oemof	PyPSA
Emissionen in t CO_2	445925.0	445925.0
Kosten in €	208059511.0	208059511.0
Zeit in s	18.0	13.0

Tabelle 4.10: Integrated Global Results

		Oemof	PyPSA
Low Voltage Powerline	BHKW	27.008983	27.008984
	Medium Low Transformator	607.595379	607.595379
	Power Source LV	18.198362	18.198362
	Solar Panel	593.346832	593.346832
	Commercial Demand	-582.459558	-582.459558
	Household Demand	-552.564843	-552.564842
	Low Medium Transformator	-111.125154	-111.125154
	Power Sink LV	-0.000000	-0.000000
Medium Voltage Powerline	High Medium Transformator	837.645113	837.645112
	Low Medium Transformator	110.013902	110.013902
	Onshore Wind Power	1099.866419	1099.866419
	Power Source MV	-0.000000	-0.000000
	Car charging Station	-37.026338	-37.026338
	Industrial Demand	-1229.008356	-1229.008357
	Medium High Transformator	-0.000000	-0.000000
	Medium Low Transformator	-613.732706	-613.732706
High Voltage Powerline	Power Sink MV	-0.000000	-0.000000
	Power to Heat	-167.758037	-167.758037
	GuD	83.140093	83.140093
	HKW	227.880105	227.880103
	HKW2	225.264453	225.264453
	Medium High Transformator	-0.000000	-0.000000
	Offshore Wind Power	309.821525	309.821525
	Power Source HV	-0.000000	-0.000000
District Heating	High Medium Transformator	-846.106174	-846.106174
	Power Sink HV	-0.000000	-0.000000
	BHKW	42.559610	42.559611
	HKW	569.700257	569.700258
	Power to Heat	167.758037	167.758037
	Solar Thermal	85.441944	85.441944
	District Heating Demand	-865.459850	-865.459849

Tabelle 4.11: Ein- und ausgespeiste Energiemengen in GWh

5 Zusammenfassung

Im Rahmen dieser Arbeit wurden fünf verschiedene netzbasierte Referenzmodelle von Energieversorgungssystemen erstellt und in Tessif integriert. Zunächst wurden die für ein Referenzmodell notwendigen Anforderungen und Bedingungen definiert. Anschließend wurde ein grundlegendes Modell erstellt und mithilfe von externen Daten sowie Literaturwerten parametrisiert. Dabei ist zu berücksichtigen, dass das Modell nur aus aktiven Komponenten besteht, da Tessif noch nicht in der Lage ist passive Komponenten zu berücksichtigen. Somit ist das Referenzmodell rein theoretisch unabhängig vom Medium sowie der Übertragung. Es wird allerdings repräsentativ als Stromnetz mit gekoppeltem Wärmenetz dargestellt. Auf der Grundlage dieses Modells wurden weitere Variationen entwickelt, um einerseits die Optimierbarkeit des Energiesystems durch weitere Komponenten wie Speicher oder zusätzliche Stromquellen und -senken zu verbessern und andererseits um eine realistischere Darstellungen des Stromnetzes durch Beachtung von Transformatorverlusten sowie Begrenzungen der von den Netztransformatoren übertragbaren Leistung zu erzielen. Ebenfalls wurde in diesem Kontext auf die Optimierbarkeit von Energiesystemmodellen sowie den Einfluss der einzelnen Komponenten eingegangen. Abschließend wurden die Referenzmodelle genutzt, um einen exemplarischen Vergleich der Modellierungsprogramme Oemof und PyPSA in Tessif durchzuführen.

5.1 Fazit

Beim exemplarischen Vergleich der Modellierungsprogramme Oemof und PyPSA fiel auf, dass einige Differenzen zwischen Oemof und PyPSA im Bezug auf die Modellierung und anschließende Optimierung von netzbasierten Energieversorgungssystemen existieren. So ist PyPSA beispielsweise nicht in der Lage, einer Connector-Komponente einen Übertragungswirkungsgrad vorzugeben. Werden allerdings die Connector-Komponenten durch jeweils zwei Transformer-Komponenten ersetzt, kann neben der Netzbegrenzung sowohl in Oemof als auch in PyPSA ein Übertragungswirkungsgrad vorgegeben werden. Hierbei ist aber die richtige Parametrierung der Transformer zu beachten, da sonst ebenfalls Unterschiede in der Optimierung auftreten. Zudem ist aufgefallen, dass in PyPSA die Sink-Komponenten nur in der Lage sind, eindeutig definierte Beträge aufzunehmen und daher nicht als variable Komponenten im Modell genutzt werden können. Somit ist es in PyPSA nicht möglich, eine unlimitierte Stromsenke zu integrieren, die beispielsweise eine Netzanbindung an das Europäische Verbundnetz darstellt. Allgemein ist noch zu erwähnen, dass die Optimierungsergebnisse stark von der Parametrierung des Modells und insbesondere von den Parametern der netzbildenden Komponenten abhängen. Demzufolge kann meistens durch die Parametrierung das gleiche Optimierungsergebnis bei verschiedenen Modellierungsprogrammen erzeugt werden. Insgesamt lässt sich festhalten, dass die verschiedenen, im Rahmen dieser Arbeit erstellten Referenzmodelle durchaus für den Vergleich verschiedener Modellierungssoftware genutzt werden können und insbesondere durch Variieren der Netzparameter (Übertragungswirkungsgrad, Übertragungskapazität der Netztransformatoren) Differenzen sowie Einschränkungen der in Tessif integrierten Modellierungsprogramme aufzeigen können.

Die verschiedenen Referenzmodell können zusätzlich als exemplarische Grundlage zum Erstellen weiterer netzbasierter Eneriesystemmodelle genutzt werden. Durch die in den einzelnen Modellen verschiedenen Darstellungen des Stromnetzes werden unterschiedliche Möglichkeiten der Netzdarstellung präsentiert, sodass diese beim Erstellen eines netzbasierten Energiesystemmodells in Tessif zur Orientierung genutzt werden können. Sollten die Referenzmodelle für den generellen Vergleich verschiedener in Tessif implementierten Modellierungsprogramme genutzt werden, so empfiehlt sich die Verwendung aller fünf Modelle, da so die verschiedenen Möglichkeiten der Netzdarstellungen untersucht werden. Sollte allerdings der Fokus darauf liegen die ideale Modellierungssoftware für einen konkreten Anwendungsfall zu finden, so reicht es aus nur das Referenzmodell zu verwenden, dass die Funktionen des zu untersuchendem Energiesystem am besten wiedergibt.

Abschließend lässt sich zusammenfassen, dass die Referenzmodelle die im Rahmen dieser Arbeit gestellten Anforderungen erfüllen und insbesondere für den Vergleich diverser Modellierungsprogramme geeignet sind und verwendet werden können.

5.2 Ausblick

Da diese Arbeit sich aus Gründen des Umfanges nur mit dem Commitment-Problem nicht aber mit dem Expansion-Problem beschäftigt hat, wäre es durchaus sinnvoll, ebenfalls das Expansion-Problem zu behandeln. Hierbei wäre insbesondere das Betrachten der Modelle mit Netzbegrenzung durch die Transformer-Komponente interessant, da sowohl ein Ausbau der einzelnen Komponenten, als auch der Netztransformatoren und somit der Übertragungsleistung möglich wäre. Im Bezug auf das Ausbauprobem könnten dann auch zusätzliche Restriktionen wie beispielweise ein Limit der CO_2 -Emissionen berücksichtigt werden. Mithilfe eines solchen Referenzmodells könnten die verschiedenen Modellierungsprogramme ebenfalls anhand eines Expansionsproblems verglichen werden. Sofern Tessif passive Komponenten berücksichtigen kann, würde es sich zudem anbieten ein Referenzmodell mit passiven Leitungskomponenten zu nutzen, um so beispielweise eine Lastflussberechnung durchzuführen.

Desweiteren könnte eine direkte Modellierung der Energiesystemmodelle in nativem Oemof und PyPSA genutzt werden, um die Optimierungsergebnisse mit den Ergebnissen dieser Arbeit zu vergleichen und somit einen gegebenenfalls auftretenden Einfluss von Tessif auf die Modellierung sowie Optimierung zu untersuchen.

6 Anhang

6.1 Weitere Optimierungen

6.1.1 Modell: Connectoren mit Powersource/-sink und 70% Übertragungswirkungsgrad

	Oemof	PyPSA
Emissionen in t CO_2	673429.0	443159.0
Kosten in €	293528310.0	202259102.0
Zeit in s	21.0	11.0

Tabelle 6.1: Integrated Global Results

		Oemof	PyPSA
Low Voltage Powerline	BHKW	113.514649	8.774096
	Low Voltage Transformator	539.288075	644.028627
	Solar Panel	593.346832	593.346832
	Commercial Demand	-582.459558	-582.459558
	Household Demand	-552.564843	-552.564842
	Low Voltage Transformator	-111.125154	-111.125154
Medium Voltage Powerline	High Voltage Transformator	910.797248	871.089257
	Low Voltage Transformator	77.787607	111.125154
	Onshore Wind Power	1099.866419	1099.866419
	Car charging Station	-37.026338	-37.026338
	High Voltage Transformator	-0.000000	-0.000000
	Industrial Demand	-1229.008356	-1229.008357
	Low Voltage Transformator	-770.411534	-644.028627
	Power to Heat	-52.005047	-172.017506
High Voltage Powerline	GuD	241.093891	121.996114
	HKW	219.656517	237.669820
	HKW2	355.630585	201.601796
	High Voltage Transformator	-0.000000	-0.000000
	Offshore Wind Power	309.821525	309.821525
	Power Source	174.936408	-0.000000
	High Voltage Transformator	-1301.138928	-871.089257
	Power Sink	-0.000000	-0.000000
District Heating	BHKW	178.871569	13.825848
	HKW	549.141292	594.174550
	Power to Heat	52.005047	172.017506
	Solar Thermal	85.441944	85.441944
	District Heating Demand	-865.459850	-865.459849

Tabelle 6.2: Ein- und ausgespeiste Energiemengen in GWh

6.1.2 Modell: Transformer mit Powersource/-sink und 35.000 MW Netzbeschränkung

	Oemof	PyPSA
Emissionen in t CO_2	425970.0	425970.0
Kosten in €	240345615.0	240345615.0
Zeit in s	18.0	13.0

Tabelle 6.3: Integrated Global Results

		Oemof	PyPSA
Low Voltage Powerline	BHKW	90.406695	90.406696
	Medium Low Transformator	411.787494	411.787494
	Power Source LV	150.608533	150.608533
	Solar Panel	593.346832	593.346832
	Commercial Demand	-582.459558	-582.459558
	Household Demand	-552.564843	-552.564842
	Low Medium Transformator	-111.125154	-111.125154
	Power Sink LV	-0.000000	-0.000000
Medium Voltage Powerline	High Medium Transformator	640.338968	640.338968
	Low Medium Transformator	110.013902	110.013902
	Onshore Wind Power	1099.866419	1099.866419
	Power Source MV	1.201233	1.201233
	Car charging Station	-37.026338	-37.026338
	Industrial Demand	-1229.008356	-1229.008357
	Medium High Transformator	-0.000000	-0.000000
	Medium Low Transformator	-415.946964	-415.946964
	Power Sink MV	-0.000000	-0.000000
	Power to Heat	-169.438864	-169.438864
High Voltage Powerline	GuD	-0.000000	-0.000000
	HKW	187.248004	187.248002
	HKW2	149.737510	149.737510
	Medium High Transformator	-0.000000	-0.000000
	Offshore Wind Power	309.821525	309.821525
	Power Source HV	-0.000000	-0.000000
	High Medium Transformator	-646.807038	-646.807038
	Power Sink HV	-0.000000	-0.000000
District Heating	BHKW	142.459035	142.459036
	HKW	468.120005	468.120006
	Power to Heat	169.438864	169.438864
	Solar Thermal	85.441944	85.441944
	District Heating Demand	-865.459850	-865.459849

Tabelle 6.4: Ein- und ausgespeiste Energiemengen in GWh

6.1.3 Modell: Transformer mit Powersource/-sink und 30.000 MW Netzbeschränkung

	Oemof
Emissionen in t CO_2	429778.0
Kosten in €	253837370.0
Zeit in s	20.0

Tabelle 6.5: Integrated Global Results

		Oemof
Low Voltage Powerline	BHKW	97.417180
	Medium Low Transformator	360.224135
	Power Source LV	198.469179
	Solar Panel	593.346832
	Commercial Demand	-582.459558
	Household Demand	-552.564843
	Low Medium Transformator	-110.645128
Medium Voltage Powerline	Power Sink LV	-3.787798
	High Medium Transformator	596.902146
	Low Medium Transformator	109.538677
	Onshore Wind Power	1099.866419
	Power Source MV	6.151233
	Car charging Station	-37.026338
	Industrial Demand	-1229.008356
High Voltage Powerline	Medium High Transformator	-11.353142
	Medium Low Transformator	-363.862763
	Power Sink MV	-0.000000
	Power to Heat	-171.207877
	GuD	-0.000000
	HKW	182.121669
	HKW2	99.748658
District Heating	Medium High Transformator	11.239610
	Offshore Wind Power	309.821525
	Power Source HV	-0.000000
	High Medium Transformator	-602.931459
	Power Sink HV	-0.000000
	BHKW	153.505860
	HKW	455.304168
Power to Heat	171.207877	
	Solar Thermal	85.441944
	District Heating Demand	-865.459850

Tabelle 6.6: Ein- und ausgespeiste Energiemengen in GWh

Literatur

- [1] UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE, UNFCCC: *Klimarahmenkonvention*. <https://unfccc.int/resource/docs/convkp/convger.pdf>, 1992.
- [2] UMWELTBUNDESAMT: *Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen*. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/energieziel_2050.pdf, 2010.
- [3] J. NAGEL: *Optimization of Energy Supply Systems*. Springer International Publishing, 2019.
- [4] L. SUHL und T. MELLOULI: *Optimierungssysteme*. Springer Berlin Heidelberg, 2013.
- [5] J. FELLER: *Perspectives on free and open source software*. Cambridge, Mass: MIT Press, 2005.
- [6] OEMOF DEVELOPER GROUP: *oemof.solph Dokumentation*. <https://oemof-solph.readthedocs.io/en/latest/>, 2021.
- [7] PYPsa DEVELOPERS: *PyPsa Dokumentation*. <https://pypsa.readthedocs.io/en/latest/>, 2021.
- [8] M. AMMON: *Tessif Dokumentation*. 2021.
- [9] M. N. I. MARUF: „Open model-based analysis of a 100% renewable and sector-coupled energy system–The case of Germany in 2050“. In: *Applied Energy* 288 (Apr. 2021), S. 116618.
- [10] H.-M. HENNING und A. PALZER: *Energiesystem Deutschland 2050 Sektor- und Energieträgerübergreifende, modellbasierte, ganzheitliche Untersuchung zur langfristigen Reduktion energiebedingter CO₂-Emissionen durch Energieeffizienz und den Einsatz Erneuerbarer Energien*. Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2013.
- [11] K. HEUCK, K.-D. DETTMANN und D. SCHULZ: *Elektrische Energieversorgung*. Springer Fachmedien Wiesbaden, 2013.
- [12] A. J. SCHWAB: *Elektroenergiesysteme*. Springer Berlin Heidelberg, 2020.
- [13] BUNDESREGIERUNG: *Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften*. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/G/gesetzentwurf-aenderung-erneuerbare-energien-gesetzes-und-weiterer-energierechtlicher-vorschriften.pdf?__blob=publicationFile, 2018.
- [14] J. SCHMIDT-CURRELI, A. KNEBEL und L. LAWRENZ: *Energiewendatlas Deutschland 2030*. Agentur für Erneuerbare Energien e.V., 2016.
- [15] K. W. SCHMITZ und G. SCHAUMANN: *Kraft-Wärme-Kopplung*. Springer-Verlag, 2005.

- [16] C. KOST et al.: *Stromgestehungskosten Erneuerbarer Energien*. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2018.
- [17] BUNDESNETZAGENTUR, BUNDESKARTELLAMT: *Monitoringbericht 2020*. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Monitoringbericht_Energie2020.pdf?jsessionid=4D3EB0A4849A8B43D748DB950349306C?__blob=publicationFile&v=8, 2021.
- [18] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY: *Energy Technology Perspectives, Scenarios & Strategies to 2050*. <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2010>, 2010.
- [19] DR.-ING. C. KAIL und DIPL.-ING. G. HABERBERGER: *Technik und Kosten der Kraft-Wärme-Kopplung bei GUD- und Dampfkraftwerken*. https://www.fh-swf.de/media/neu_np/fb_m_a_1/dozentinnen_3/professorinnen_6/kail_1/veroeffentlichungen/vdi-1495.pdf, 1999.
- [20] U. R. FRITSCHKE und L. RAUSCH: „Bestimmung spezifischer Treibhausgas- Emissionsfaktoren für Fernwärme“. In: *Climate Change* (2008).
- [21] BUNDESREGIERUNG: *Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes und anderer Vorschriften*. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/entwurf-eines-gesetzes-zur-aenderung-des-windenergie-auf-see-gesetzes.pdf?__blob=publicationFile&v=6, 2020.
- [22] M. WIETSCHKE et al.: *Energietechnologien 2050 - Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung*. Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung ISI, 2010.
- [23] K. JUHRICH: „CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe“. In: *Climate Change* (2016).
- [24] BUNDESVERBAND SOLARWIRTSCHAFT E.V. (BSW-SOLAR): *Statistische Zahlen der deutschen Solarwärmebranche (Solarthermie)*. https://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/user_upload/bsw_faktenblatt_st_2018_2.pdf, 2018.
- [25] S. E. RÄDISCH: *Wie Forschungsinstitute die Kosten von Solarthermie berechnen*. <https://blog.paradigma.de/wie-forschungsinstitute-die-kosten-von-solarthermie-berechnen/>, 2014.
- [26] UMWELTBUNDESAMT: *Endenergieverbrauch 2019 nach Sektoren und Energieträgern*. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/384/bilder/dateien/4_abb_eev-sektoren-et_2021-05-10.pdf, 2020.
- [27] INFORMATIONSPLOTTFORM DER DEUTSCHEN ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER: *Solarenergie Hochrechnung*. 50Hertz, Amprion, TenneT TSO, TransnetBW, <https://www.netztransparenz.de/Weitere-Veroeffentlichungen/Solarenergie-Hochrechnung>, 2021.
- [28] INFORMATIONSPLOTTFORM DER DEUTSCHEN ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER: *Windenergie Hochrechnung*. 50Hertz, Amprion, TenneT TSO, TransnetBW, <https://www.netztransparenz.de/Weitere-Veroeffentlichungen/Windenergie-Hochrechnung>, 2021.
- [29] BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT: *Standardlastprofile Strom*. <https://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-strom/>, 2017.
- [30] S. UIMONEN und M. LEHTONEN: *Simulation of Electric Vehicle Charging Stations Load Profiles in Office Buildings Based on Occupancy Data*. Bd. 13. 21. MDPI AG, Okt. 2020, S. 5700.

- [31] O. RUHNAU: *When2Heat Heating Profiles*. Open Power System Data, 2019.
- [32] DR. H.-M. GROSCURTH und DR. S. BODE: *Power-to-heat oder Power-to-Gas*. Arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik, 2013.
- [33] J. RETH: *Grundlagen der Elektrotechnik*. Springer-Verlag, 2013.