



Integration von Demand Side Management in eTraGo

vorgelegt von
Katharina Esterl und Hannah Dentzien

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	II
Tabellenverzeichnis	III
Abkürzungsverzeichnis	III
1 Einleitung	1
2 Methodik zur Modellierung von Demand Side Management	2
2.1 Fragestellungen zur Modellierung von DSM in der Wissenschaft	2
2.2 Beschreibung der gewählten Methode	4
2.2.1 Mathematische Modellierung	4
2.2.2 Einbindung in das Energienetzmodell	6
3 Datenverarbeitung in eGon-data zur Implementierung in eTraGo	8
3.1 Datengrundlage	8
3.2 Verarbeitung der Daten	9
3.2.1 Auswahl der Anwendungen mit DSM-Potential	10
3.2.2 Auswahl der Parameter	11
3.2.3 Arbeitsschritte der Datenverarbeitung	12
3.3 Darstellung von verarbeiteten Daten	14
4 Validierung der Implementierung mithilfe eines Minimalbeispiels	16
4.1 Beschreibung des Minimalbeispiels	16
4.2 Darstellung und Bewertung der Ergebnisse	17
5 Untersuchung der identifizierten DSM-Potentiale	21
6 Fazit und Ausblick	25
Literatur	27
A Anhang	28

Abbildungsverzeichnis

2.1	Darstellung von Lastverschiebung und Lastabwurf [4]	2
2.2	Abgrenzung des Potentialbegriffs [3]	3
2.3	Darstellung der Modellparameter [6]	4
2.4	Komponenten zur Modellierung von DSM im Energienetzmodell	7
3.1	Struktur des Programms zur Implementierung von DSM im Datenmodell	13
3.2	Darstellung von Datengrundlage und verarbeiteten Daten im Sektor GHD	14
3.3	Darstellung von Datengrundlage und verarbeiteten Daten im Sektor Industrie	15
4.1	Topologie des als Minimalbeispiel betrachteten Netzes	17
4.2	Lastzeitreihen und Erzeugerzeitreihen im Minimalbeispiel mit DSM	18
4.3	Darstellung der DSM charakterisierenden Zeitverläufe an den Komponenten zur Modellierung des Potentials im Sektor GHD im Minimalbeispiel	19
4.4	Darstellung der DSM charakterisierenden Zeitverläufe an den Komponenten zur Modellierung des Potentials einer Anwendung der Zementherstellung im Minimalbeispiel	19
4.5	Differenz zwischen Erzeugung der Generatoren im Szenario mit DSM und ohne DSM	20
5.1	Vergleich der berechneten Potentiale aus verschiedenen Veröffentlichungen	22
5.2	Verteilung des DSM-Potentials in Deutschland für die <i>eGoⁿ</i> -Szenarien	24

Tabellenverzeichnis

2.1	Beschreibung der Modellgrößen	6
3.1	Übersicht über berücksichtigte Potentiale und zugrundeliegene Daten	11
3.2	Übersicht über ausgewählte Parameter	11
4.1	Vergleich der eingespeisten Jahresenergien im Szenario mit und ohne DSM	20
5.1	Ermitteltes DSM-Potential in Deutschland für die eGo ⁿ -Szenarien	21

Abkürzungsverzeichnis

PyPSA *Python for Power System Analysis - Tool*
eTraGo *Electricity Transmission Grid Optimization - Tool*

DSM Demand Side Management

GHD Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

HS Hochspannung

MS Mittelspannung

WZ Wirtschaftszweig

1 Einleitung

Der Ausbau der regenerativen Einspeiser im Zuge der Energiewende sowie die fortschreitende Elektrifizierung weiterer Sektoren im Zuge der Sektorkopplung stellen der fluktuierenden Einspeisung veränderte Bedarfsmuster gegenüber. Im Rahmen des Forschungsprojektes *eGoⁿ* sollen Effekte der Sektorkopplung sowie der Berücksichtigung elektrischer Flexibilitäten im deutschen Energienetz untersucht werden. Das im Rahmen des abgeschlossenen Forschungsprojekts *open_eGo* entwickelte, transparente und netzebenenübergreifende Netzplanungstool *eGo* wird dazu um die Sektoren Gas, Wärme und Mobilität sowie um zusätzliche elektrische Flexibilitäten ergänzt. *eTraGo* ([1]) stellt das Tool zur Optimierung von Netz- und Speicherausbau auf Hoch- und Höchstspannungsebene dar. Im Rahmen der Untersuchung von Effekten zusätzlicher elektrischer Flexibilitäten soll in *eTraGo* unter anderem Demand Side Management (DSM) berücksichtigt werden.

DSM meint flexibles Lastmanagement, also eine Flexibilisierung der Nachfrageseite im Rahmen von durch verschiedene Einschränkungen festgelegten Potentialen. Es bietet Chancen zum Ausgleich fluktuierender Einspeiser, indem Lasten unter Berücksichtigung gewisser Restriktionen gesteuert werden können.

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit soll DSM in *eTraGo* implementiert werden, indem die Berechnung der entsprechenden DSM-Potentiale in das Datenmodell *eGon-data* ([2]) integriert werden. Es sollen Flexibilisierungspotentiale der elektrischen Nachfrage in den Sektoren Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) und Industrie berücksichtigt werden, Potentiale im Haushaltssektor werden nicht betrachtet. Ziel der Arbeit ist die Implementierung in das Datenmodell sowie die Validierung der Modellierungsmethodik im Energienetzmodell. Weiterhin sollen die ermittelten Potentiale überprüft und im Vergleich zu ähnlichen Arbeiten eingeordnet werden.

Im Folgenden soll zunächst ein Überblick über die Modellierung von DSM gegeben sowie die ausgewählte Methodik zur Modellierung von DSM in *eTraGo* vorgestellt werden (Kapitel 2). Anschließend wird in Kapitel 3 die Datenverarbeitung im Datenmodell *egon-data* und damit die Umsetzung der Implementierung beschrieben, wobei die Datengrundlage erläutert wird und exemplarisch verarbeitete Daten dargestellt werden. Es folgt die Validierung der Implementierung anhand eines Minimalbeispiels (Kapitel 4). Anschließend werden in Kapitel 5 die ermittelten DSM-Potentiale dargestellt und untersucht, bevor in Kapitel 6 ein Fazit geschlossen und ein Ausblick auf sinnvolle weitere Untersuchungen zur Identifikation von möglichem Verbesserungspotential gegeben wird.

2 Methodik zur Modellierung von Demand Side Management

Für die Modellierung von DSM existieren viele Veröffentlichungen, in denen die Autor*innen verschiedene Aspekte betrachten und in den Fokus stellen. Eine ausführliche Betrachtung und ein Vergleich unterschiedlicher Ansätze erfolgt zum Beispiel in [3]. In diesem Kapitel sollen grundsätzliche Fragestellungen zur Modellierung von DSM erläutert werden. Anschließend wird die für diese Arbeit gewählte Methode erklärt; dabei erfolgt die Beschreibung der Methodik zur Einbindung in das Energienetzmodell *eTraGo*.

2.1 Fragestellungen zur Modellierung von DSM in der Wissenschaft

DSM umfasst eine Vielzahl möglicher Handlungen, die auf das Verhalten von Verbrauchern im Netz Einfluss nehmen. So muss vor allem zwischen zwei grundsätzlichen Methoden unterschieden werden. Einerseits dem Abschalten (eines Teils) der Last, ohne diese Reduzierung nachzuholen, was einer Reduzierung des Energieverbrauchs entspricht (*load shedding*). Andererseits gibt es die Möglichkeit der Lastverschiebung, also der Verschiebung (eines Teils) der Last zu einem früheren oder späteren Zeitpunkt (*load shifting*). Bei dieser Maßnahme bleibt die Energieabnahme insgesamt unverändert. Beide Begriffe werden in Abbildung 2.1 verdeutlicht. Der Vorteil der Lastverschiebung liegt in der Möglichkeit des Ausgleichs der Einspeiseleistungen regenerativer Einspeiser auch in Zeiten hoher

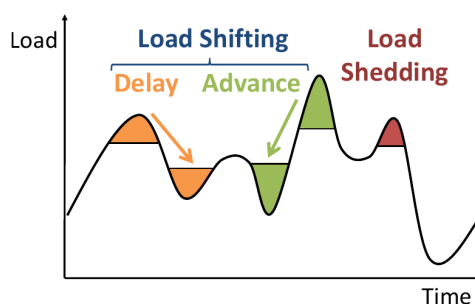


Abbildung 2.1: Darstellung von Lastverschiebung und Lastabwurf [4]

Einspeisung. Durch Erhöhung der Last zu diesen Zeiten kann zum Beispiel das ansonsten notwendige Abschalten von Windparks vermieden werden. Ein weiterer Vorteil liegt nach [5] in den nur geringen Auswirkungen der Lastverschiebung auf die Verbraucher im Gegensatz zur Lastabschaltung.

Für die Abbildung der beschriebenen DSM-Anwendungen existieren verschiedene Ansätze. Für die Modellierung der Lastverschiebung wird häufig eine speicherähnliche Abbildung gewählt, so z. B. auch in [5], [6] und [3]. Dabei werden die den Speicher definierenden Größen zeitabhängig festgelegt, um zeitliche Restriktionen zu berücksichtigen. Ein Vorteil der Modellierung von DSM als Speicher ist die einfache Integration in bestehende Energiesystemmodelle (vgl. [6]).

Für die Bestimmung des DSM-Potentials muss weiterhin zunächst eine Eingrenzung des Potentialbegriffs erfolgen, um die zu berücksichtigenden Einschränkungen bei der Potentialberechnung festzulegen. Die Abbildung 2.2 aus [3] zeigt eine detaillierte Definition. In der genannten Quelle ist außerdem eine umfassende Recherche zu den Definitionen weiterer Autor*innen dargestellt.

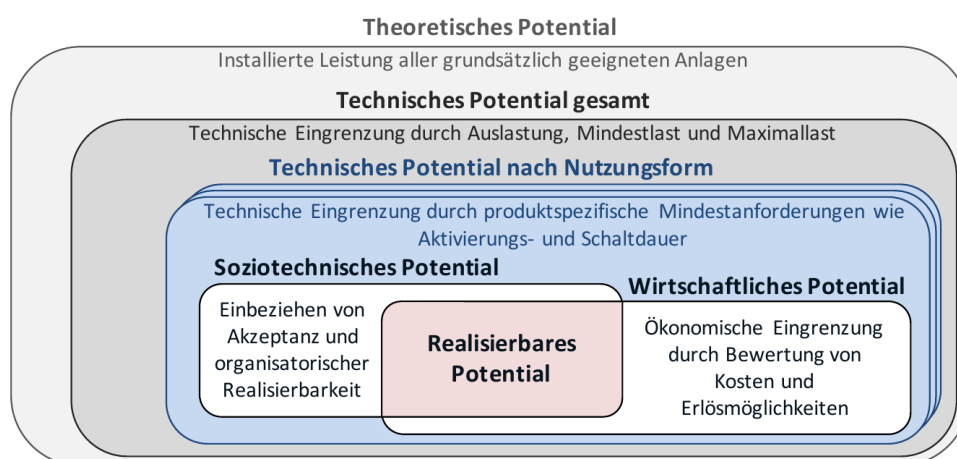


Abbildung 2.2: Abgrenzung des Potentialbegriffs [3]

Zu sehen ist, dass für die Ermittlung des theoretischen Potentials zunächst geeignete Anlagen identifiziert werden müssen. So sind nicht alle Anlagen und Technologien, die mit elektrischer Energie arbeiten, gleichermaßen dafür geeignet, Verschiebepotential zur Verfügung zu stellen. Zumeist werden sowohl einzelne Prozesse in spezifischen Branchen und Anlagen als auch Querschnittstechnologien, die in vielen Anlagen zum Einsatz kommen (beispielsweise Kühl- und Klimatisierungsanwendungen), herausgestellt.

Weiterhin werden in [3] auch technische, soziotechnische und wirtschaftliche Restriktionen betrachtet. Einen ähnlichen Ansatz verfolgt die in [6] beschriebene Methodik. Technische Einschränkungen ergeben sich zum Beispiel durch technisch notwendige Grund- bzw. Maximallasten, die nicht unter- oder überschritten werden dürfen. Das soziotechnische Potential kann Realisierbarkeits- und Akzeptanzfaktoren bzw. die individuelle Sicht des Anlagenbetreibers einbeziehen [3].

Bei der wirtschaftlichen Betrachtung des DSM-Potentials können sowohl betriebs- als auch volkswirtschaftliche Sichtweisen eingenommen werden. Zumeist werden Fixkosten, zum Beispiel Investitionskosten für die Installation der für DSM-Eingriffe notwendigen Technik, und variable Kosten, die durch den (vorübergehenden) Wegfall der Last entstehen, betrachtet.

2.2 Beschreibung der gewählten Methode

Die Modellierung des DSM in dieser Arbeit folgt dem in [6] und [5] beschriebenen Ansatz, welcher DSM als ein Speichersystem betrachtet. Die Betrachtung ist dabei auf die Modellierung der Lastverschiebung begrenzt, da ein Ansatz zur Lastreduzierung in *eTraGo* bereits existiert. Weiterhin sollen ausschließlich die Sektoren Industrie und GHD betrachtet werden. Es wird davon ausgegangen, dass die benötigten Technologien zur Steuerung in den im Rahmen des Tools *eTraGo* rechenbaren Szenarien bereits vorhanden sind und durch die Nutzung der DSM-Flexibilitäten keine weiteren Kosten entstehen. Aufgrund der ausschließlichen Betrachtung von Lastverschiebung unter Berücksichtigung sozio-technischer Restriktionen ist anzunehmen, dass keine nennenswerten Unannehmlichkeiten für den Verbraucher resultieren und somit keine flexiblen Kosten zu berücksichtigen sind.

Die folgenden Abschnitte führen die zur Ermittlung des DSM-Potentials geltenden Zusammenhänge und Parameter ein und erläutern die Einbindung dieser in das Energienetzmodell.

2.2.1 Mathematische Modellierung

Die relevanten Größen des Modells sind in Abbildung 2.3 dargestellt.

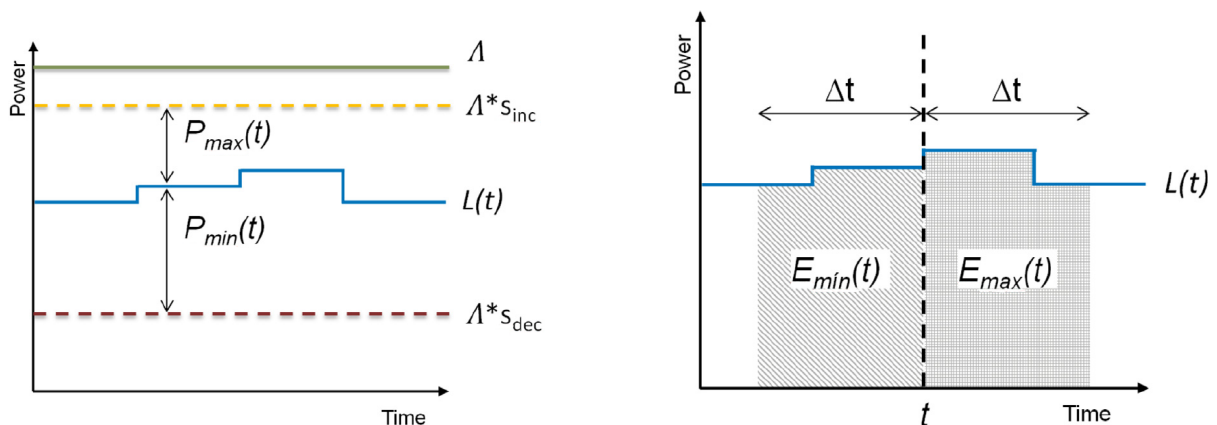


Abbildung 2.3: Darstellung der Modellparameter [6]

Die *verschiebbare Last* $L(t)$ ist der unter der Berücksichtigung der soziotechnischen Restriktionen resultierende flexible Anteil einer Last. Sie berechnet sich mithilfe des *Soziotechnischen Flexibilisierungsfaktors* s_{flex} , der spezifisch pro Technologie anzugeben ist, nach Gleichung 2.1.

$$L(t) = s_{\text{flex}} \cdot P_{\text{Last}}(t) \quad (2.1)$$

Ein weiterer Parameter, der nach [6] zur Berechnung der DSM-Potentiale benötigt wird, ist Λ , das die *maximale Kapazität* darstellt. Für die Berechnung werden die Faktoren s_{util} und s_{flex} herangezogen, wobei der Faktor s_{util} die Auslastung der betrachteten Technologie im Jahresdurchschnitt beschreibt. Mit der Gleichung 2.2 ergibt sich Λ als durchschnittliche Kapazität des flexiblen Anteils der Anwendung.

$$\Lambda = \frac{E \cdot s_{\text{flex}}}{8760\text{h} \cdot s_{\text{util}}} \quad (2.2)$$

Zusätzlich bilden die beiden Faktoren s_{inc} und s_{dec} die technischen Restriktionen des DSM-Potentials ab. Sie können den verschiebbaren Anteil der Last weiter einschränken, z. B. in dem Fall, dass eine Technologie eine gewisse Mindestlast beibehalten muss und demnach nicht in vollem Umfang verschoben werden kann.

Mit den eingeführten Größen lassen sich schließlich die den Speicher beschreibenden, zeitabhängigen Größen bestimmen. Dabei bilden $P_{\text{max}}(t)$ und $P_{\text{min}}(t)$ die maximale Lade- bzw. Entladeleistung ab. Sie ergeben sich aus den Gleichungen 2.3 und 2.4. Für die tatsächliche Ladeleistung $P(t)$ gilt also die Beschränkung $P_{\text{min}}(t) \leq P(t) \leq P_{\text{max}}(t)$.

$$P_{\text{max}}(t) = \Lambda \cdot s_{\text{inc}} - L(t) \quad (2.3)$$

$$P_{\text{min}}(t) = -(L(t) - \Lambda \cdot s_{\text{dec}}) \quad (2.4)$$

Die Bestimmung der Kapazität des Speichers bedarf der Einführung des *Verschiebehorizonts* Δt . Dieser entspricht der zeitlichen Einheit, um die eine Last verschoben werden kann und ist abhängig vom betrachteten technischen Prozess.

Die maximale und minimale Kapazität des Speichers bilden, wie in Abbildung 2.3 zu sehen und mithilfe der Gleichungen 2.5 und 2.6 beschrieben ist, das Integral der verschiebbaren Last über den Zeitraum Δt . Sie stellen die maximale bzw. minimale Energie dar, die zu einem Zeitpunkt vorgezogen

oder aufgeschoben werden kann. Analog zu den berechneten Leistungen gilt auch für die Kapazitäten des Speichers: $E_{\min}(t) \leq E(t) \leq E_{\max}(t)$.

$$E_{\max}(t) = \int_t^{t+\Delta t} L(t') dt' \quad (2.5)$$

$$E_{\min}(t) = - \int_{t-\Delta t}^t L(t') dt' \quad (2.6)$$

Es ist zu beachten, dass der Speicher mit $E_{\min}(t)$ negative Kapazitäten aufweist. Das dargestellte Modell entspricht keinem realistischen Speicher, sondern dient der Abbildung der möglichen, DSM-charakteristischen Lastflüsse.

In Tabelle 2.1 sind alle relevanten eingeführten Größen mit ihrer Bedeutung aufgelistet.

Modellparameter	Beschreibung
$L(t)$	Verschiebbare Last
s_{flex}	Soziotechnischer Flexibilisierungsfaktor
s_{util}	Auslastungsfaktor
Λ	Durchschnittliche Kapazität des flexiblen Anteils einer Anwendung
Δt	Verschiebehorizont einer Anwendung
$P_{\max}(t)$	Maximale Ladeleistung einer Anwendung
$P_{\min}(t)$	Maximale Entladeleistung einer Anwendung
$E_{\max}(t)$	Maximale positive Speicherkapazität
$E_{\min}(t)$	Maximale negative Speicherkapazität

Tabelle 2.1: Beschreibung der Modellgrößen

2.2.2 Einbindung in das Energienetzmodell

Da die Modellierung des Stromnetzes in *eTraGo* auf der Python-Toolbox *PyPSA* ([7]) basiert, wird auch die Modellierung des DSM in *PyPSA*-Komponenten umgesetzt. Für jedes errechnete Potential werden dem Modell drei Komponenten hinzugefügt, die gemeinsam die Funktionsweise der Lastverschiebung modellieren. Diese drei DSM-Komponenten werden nachfolgend beschrieben und sind in Abbildung 2.4 dargestellt.

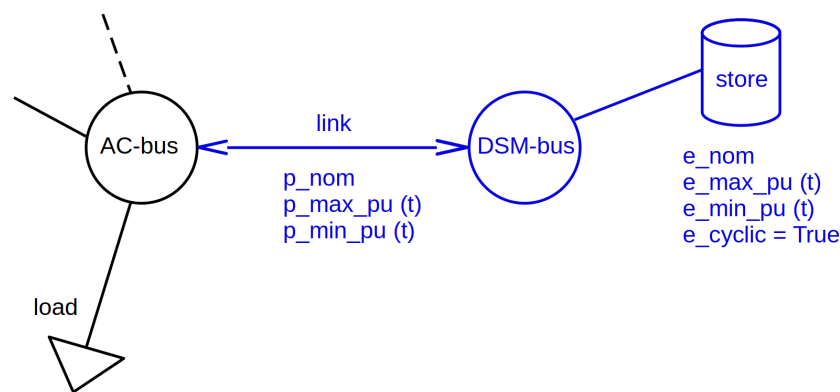


Abbildung 2.4: Komponenten zur Modellierung von DSM im Energienetzmodell

- **bus:** Der *DSM-bus* stellt einen Knotenpunkt dar, an dem die weiteren hinzuzufügenden Komponenten angreifen. Er stellt in diesem Fall eine Hilfskomponente dar, deren Parameter (geographische Lage, Spannungslevel usw.) von dem bereits existierenden *AC-bus* übernommen werden.
- **link:** Die Komponente *link* verbindet den *DSM-bus* mit dem *AC-bus*, an dem eine mit einem DSM-Potential identifizierte Last angeschlossen ist. Hier werden die errechneten Leistungszeitreihen P_{max} und P_{min} als Parameter eingetragen. Die Komponente *link* begrenzt zu jeder Zeit die Leistung, mit der der Speicher be- und entladen werden kann.
- **store:** Die Komponente *store* modelliert die Kapazität des DSM-Potentials, also die verschobene Energiemenge, die durch die Zeitreihen E_{max} und E_{min} begrenzt wird. Um sicherzustellen, dass dem System insgesamt keine Energie entzogen wird, sondern Lasten lediglich verschoben werden, muss die Bedingung *e_cyclic* auf *True* gesetzt werden.

3 Datenverarbeitung in eGon-data zur Implementierung in eTraGo

Die Implementierung in das Netzplanungstool *eTraGo* soll anhand der in Kapitel 2.2 beschriebenen Methodik umgesetzt werden. Die Berechnung der die verschiedenen Potentiale repräsentierenden Parameter der für die Implementierung notwendigen *PyPSA*-Komponenten erfolgt innerhalb des Tools zur Datenverarbeitung *eGon-data* ([2]), das sich aktuell im Status der Entwicklung befindet.

Im Folgenden soll zunächst die Datengrundlage beschrieben werden. Anschließend werden die als für DSM relevant angenommenen Anwendungen sowie die Auswahl der Parameter festgehalten. Weiterhin werden die Arbeitsschritte der Datenverarbeitung beschrieben, bevor im letzten Abschnitt beispielhaft verarbeitete Daten dargestellt werden.

3.1 Datengrundlage

Im Rahmen dieser Arbeit sollen DSM-Flexibilisierungspotentiale in den Sektoren Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) und Industrie implementiert werden. Die Datengrundlage wird innerhalb des Datenmodells *eGon-data* ([2]) erstellt. Im Folgenden soll kurz erläutert werden, wo die Daten, auf denen die Identifizierung der DSM-Potentiale und die Erstellung der DSM-Komponenten basiert, ihren Ursprung haben, wie sie im Rahmen von *eGon-data* weiterentwickelt werden und wie sie als Grundlage für die Datenverarbeitung zur Modellierung von DSM vorliegen.

Die benötigten Verbräuche der Sektoren GHD und Industrie basieren auf dem im Rahmen des Forschungsprojektes *DemandRegio* ([8]) entwickelten Tool *disaggregator*, mithilfe dessen die jährlichen elektrischen Verbräuche pro Wirtschaftszweig (WZ) räumlich auf NUTS3-Ebenen verteilt werden. Für den GHD-Sektor werden diese jährlichen Verbräuche pro NUTS3-Ebene linear zum mithilfe des Tools *Peta5* ([9]) ermittelten Wärmebedarf auf ein 100 m x 100 m Raster weiterhin räumlich verteilt. Zur Erstellung der Lastzeitreihen werden für die jeweiligen Wirtschaftszweige ausgewählte Standardlastprofile verwendet, die ebenfalls im Rahmen des Projekts *DemandRegio* ermittelt sind. Zuletzt werden die Lastzeitreihen je MS-Netzgebiet aufaggregiert und den entsprechenden HS-MS-Umspannwerken zugeordnet, sodass schließlich GHD-Lastzeitreihen pro MS-Netzgebiet vorliegen.

Für den Industrie-Sektor wird der jährliche Verbrauch pro NUTS3-Ebene zum einen auf Industriestandorte und zum anderen pro MS-Netzgebiet verteilt. Die Industriestandorte sind im Rahmen verschiedener Arbeiten ([10], [11], [12]) identifiziert und unter gegenseitigem Abgleich und ggf. Entfernung doppelter Einträge zusammengeführt. Insbesondere die im Rahmen der Arbeit [10] erarbeiteten Industriestandorte sind für die Implementierung von DSM interessant, da sich diese Arbeit auf die Identifizierung von DSM-Potentials spezialisiert und Informationen zu für DSM relevante Anwendungen gegeben sind. Zusätzlich werden den Industriestandorten Wirtschaftszweige nach Definition im Projekt *DemandRegio* zugeordnet. Es werden 50 % des Verbrauchs in der NUTS3-Ebene pro Wirtschaftszweig auf die dort befindlichen Industriestandorte dieses Wirtschaftszweiges gleichmäßig aufgeteilt. Mithilfe der ebenfalls im Projekt *DemandRegio* zugeordneten Standardlastzeitreihen werden somit Lastzeitreihen pro Industriestandort gebildet. Die weiteren 50 % des Verbrauchs pro NUTS3-Ebene werden entsprechend der innerhalb der MS-Netzgebiete vorhandenen industriellen Nutzungsflächen, die mithilfe von *OpenStreetMap* ([13]) identifiziert werden, pro MS-Netzgebiet verteilt. Mithilfe der aus dem Projekt *DemandRegio* stammenden Standardlastprofile werden anschließend Lastzeitreihen pro Wirtschaftszweig erstellt.

Schlussendlich setzt sich die Datengrundlage wie folgt zusammen:

- GHD: aufaggregierte Lastzeitreihen pro MS-Netzgebiet
- Industrie: Lastzeitreihen pro MS-Netzgebiet und Wirtschaftszweig
- Industrie: Lastzeitreihen pro Industriestandort mit Informationen über Wirtschaftszweig und DSM-Anwendungen

3.2 Verarbeitung der Daten

Auch die Datenverarbeitung zur Identifizierung des DSM-Potentials und zur Vorbereitung der Erstellung der für das Netzplanungstool benötigten Komponenten erfolgt im Rahmen des Datenmodells *eGon-data*. Das entsprechende Skript **DSM_cts_ind.py** befindet sich im GitHub-Repository: [14].

Im Folgenden soll zunächst erläutert werden, welche Anwendungen im Rahmen dieser Arbeit als solche mit DSM-Potential eingestuft werden. Anschließend soll ein Überblick über die ausgewählten Parameter gegeben werden. Es folgt eine Beschreibung der Arbeitsschritte zur Ermittlung der Potentiale und Erstellung der zur Implementierung benötigten Komponenten.

3.2.1 Auswahl der Anwendungen mit DSM-Potential

Grundsätzlich folgt die Wahl derjenigen Anwendungen, die als geeignet für DSM eingestuft werden, den Ansätzen aus [6]. In Tabelle 5.1 ist zusammengefasst, welche Potentiale im Rahmen dieser Arbeit berücksichtigt werden und auf welchen der in 3.1 beschriebenen Daten die Verarbeitung basiert.

So werden analog zu [6] im Sektor GHD Kühlungs- und Klimatisierungsanwendungen als Querschnittstechnologien über die verschiedenen Wirtschaftszweige hinweg als DSM-geeignete Technologien angenommen. Zur Identifizierung des Potentials wird der Anteil des Verbrauchs dieser Anwendungen an dem Gesamtverbrauch im Sektor GHD angenommen.

Für den Sektor Industrie sind verschiedene, als DSM-relevant eingeordnete Anwendungen zu unterscheiden. So werden zunächst wie im Sektor GHD Kühlungs- und Klimatisierungsanwendungen berücksichtigt. Es handelt sich hierbei um nicht-prozessrelevante Klimatisierung sowie Kühlprozesse insbesondere innerhalb der Lebensmittelindustrie. Wie in [6] werden diese Anwendungen wie Querschnittstechnologien über alle Wirtschaftszweige hinweg betrachtet, weshalb ein Anteil des Verbrauchs dieser Anwendungen an dem Gesamtverbrauch angenommen wird. Entsprechend werden diese Potentiale im Rahmen dieser Arbeit basierend auf den Lastzeitreihen pro MS-Netzgebiet berechnet.

In [6] werden weiterhin die folgenden energieintensiven Industrieprozesse als geeignet für Lastverschiebung eingestuft: Zementherstellung, mechanischer Holzaufschluss, Papierproduktion, Recyclingpapieraufbereitung sowie Gastrennung. In [10] wird deutlich, dass die individuelle Lokalisierung der Standorte dieser Industrieanwendungen für eine geeignete Abbildung der Potentiale notwendig ist. Aus diesem Grund werden die im Rahmen der Arbeit identifizierten Industriestandorte aus der in 3.1 beschriebenen *eGon-data*-Tabelle übernommen und für die Implementierung von DSM berücksichtigt. Zu beachten ist, dass die angenommenen Energieverbräuche nicht aus [10] übernommen, sondern wie in Kapitel 3.1 beschrieben ermittelt sind. Außerdem sind keinerlei Standorte identifiziert, deren Anwendungen der Gastrennung zuzuordnen ist, weshalb diese unberücksichtigt bleibt. Ansonsten besteht die Weiterverarbeitung der Daten aber analog zu [6] und [10].

Zuletzt werden in [3] innerhalb des WZ 23, dem neben weiteren Anwendungen auch die Zementherstellung zuzuordnen ist, zusätzliche Potentiale identifiziert, die sich aus prozessrelevanter Kühlung ergeben. Im Rahmen dieser Arbeit sollen deshalb zusätzlich zu den in [10] identifizierten Industriestandorten weitere Standorte aus der in Kapitel 3.1 beschriebenen *eGon-data*-Tabelle berücksichtigt werden, nämlich alle Standorte, deren industriellen Anwendungen dem WZ 23 zuzuordnen sind, abzüglich derer, deren Anwendung die Zementherstellung ist und die damit in der Implementierung bereits berücksichtigt sind. Dazu wird ein Anteil des potentiell flexiblen Verbrauchs am Gesamtverbrauch angenommen.

Sektor	Anwendung	Datengrundlage
GHD	Kühlung und Klimatisierung als Querschnittstechnologien	aufaggregierte Lastzeitreihen pro MS-Netzgebiet
Industrie	Kühlung und Klimatisierung wie Querschnittstechnologien	aufaggregierte Lastzeitreihen pro MS-Netzgebiet
Industrie (Standorte)	Kühlung spezifischer Anwendungen (WZ 23)	Lastzeitreihen pro Industriestandort
	spezifische Potentiale spezifischer Anwendungen	Lastzeitreihen pro Industriestandort

Tabelle 3.1: Übersicht über berücksichtigte Potentiale und zugrundeliegene Daten

3.2.2 Auswahl der Parameter

Die folgende Tabelle stellt eine Übersicht über die verwendeten Parameter dar. Es handelt sich um die in Kapitel 2.2 beschriebenen Parameter. Zusätzlich ist der Parameter *share* zu finden, der in den Fällen, in denen die Anwendungen mit DSM-Potential nur einen Anteil des Verbrauchs ausmachen, den Faktor zur Ermittlung dieses relevanten Lastanteils darstellt.

Sektor	Anwendung	<i>share</i>	s_{util}	s_{flex}	s_{inc}	s_{dec}	Δt
GHD	Kühlung und Klimatisierung	0,22	0,67	0,5	1	0	1
Industrie	Kühlung und Klimatisierung	0,039	0,67	0,5	0,9	0,5	1
Industrie (Standorte)	Kühlung WZ 23	0,017	0,8	0,5	1	0,5	1
	Zementherstellung	-	0,65	0,61	0,95	0	4
	Holzaufschluss	-	0,83	0,7	0,95	0	2
	Papierproduktion	-	0,86	0,15	0,95	0	3
	Recyclingpapier	-	0,85	0,7	0,95	0	3

Tabelle 3.2: Übersicht über ausgewählte Parameter

Wie auch die Methodik der Implementierung (siehe Kapitel 2.2) basiert ebenso die Wahl der Parameter zur Berechnung der DSM-Potentiale und Erstellung der zur Implementierung benötigten Komponenten auf der Arbeit [6]. Alle Parameter sind entsprechend in [6] in den Tabellen 2 und 3 zu finden. Lediglich die Parameter zur Modellierung von DSM im Bereich Kühlung und Klimatisierung in der Industrie unterscheiden sich. Die Ursache liegt darin, dass die Anwendungen Kühlung und Klimatisierung in [6] einzeln betrachtet werden, während diese im Rahmen dieser Arbeit zusammengefasst sind. Die Parameter für die einzelnen Anwendungen sind sehr ähnlich und, wie in der zugrunde liegenden Quelle [3] dargestellt, mit so hohen Unsicherheiten belastet, dass die jeweiligen Werte der anderen Anwendung mit eingeschlossen sind. Es ist also nicht damit zu rechnen, dass die Potentiale durch eine Zusammenfassung nennenswert abweichend berücksichtigt sind. Für die

Implementierung in *eTraGo* bringt die Zusammenfassung jedoch eine Reduzierung von Komplexität mit sich, da weniger Komponenten erstellt werden. Daher werden die Anwendungen hier zusammen betrachtet. Die Parameter sind konservativ gewählt, es sind also die jeweils „schlechteren“ Werte der beiden Anwendungen Kühlung und Klimatisierung übernommen.

3.2.3 Arbeitsschritte der Datenverarbeitung

Die Struktur des Programms zur Verarbeitung der Daten ist in Abbildung 3.1 abgebildet.

Zunächst werden die jeweiligen Daten, die zur Berechnung der entsprechenden Potentiale benötigt werden, aus den verschiedenen Tabellen in *eGon-data* importiert und zur Weiterverarbeitung vorbereitet. Da die Daten für die verschiedenen Sektoren, Anwendungen und Auflösungen verschieden vorliegen, sind dazu vier entsprechend zugeschnittene Funktionen implementiert. Innerhalb dieser ersten Funktion wird weiterhin schon der relevante Lastanteil der entsprechenden Anwendungen an der Last ermittelt, sofern dieser Schritt notwendig ist. So liegen nach Durchführung der entsprechenden Funktionen die zu berücksichtigenden Lastzeitreihen vor.

Da die Daten nun entsprechend vorbereitet sind und die folgenden Arbeitsschritte für die verschiedenen Zeitreihen identisch sind, können dieselben Funktionen zur Weiterverarbeitung genutzt werden. Es werden also die entsprechenden Funktionen mit den jeweiligen Daten nacheinander aufgerufen, um jeweils die Potentiale der verschiedenen Sektoren und Anwendungen zu berechnen, die benötigten Komponenten vorzubereiten und die Ergebnisse zu exportieren.

Im folgenden Arbeitsschritt werden die DSM-Potentiale ermittelt. Es handelt sich dabei um den zentralen Schritt zur Implementierung von DSM. Der Code zur Durchführung dieses Schrittes ist im Anhang (A) zu finden. Zunächst wird mithilfe der Gleichung 2.1 die *verschiebbare Last* $L(t)$ berechnet. Anschließend wird die *maximale Kapazität* Λ (Gleichung 2.2) ermittelt, wobei der Jahresenergieverbrauch durch Aufsummierung der Last über das Jahr bestimmt wird. Durch die Ermittlung dieser beiden Größen lassen sich die die Potentiale bestimmende Zeitreihen $P_{\max}(t)$, $P_{\min}(t)$, $E_{\max}(t)$ und $E_{\min}(t)$ berechnen, die mithilfe der Gleichungen 2.3, 2.4, 2.5, 2.6 zu ermitteln sind.

Im nächsten Schritt werden die für die Implementierung benötigten Komponenten vorbereitet. Dazu werden die ermittelten Zeitreihen in solche Zeitreihen angepasst, wie sie von den zur Implementierung notwendigen *PyPSA*-Komponenten benötigt werden. Außerdem werden die restlichen *PyPSA*-Parameter festgelegt.

Im letzten Arbeitsschritt werden die vorbereiteten Zeitreihen und Parameter der DSM-Komponenten in die dafür vorgesehenen Tabellen geschrieben, die im Rahmen des Netzplanungstools *eTraGo* als Datengrundlage zur Erstellung der *PyPSA*-Komponenten dienen.

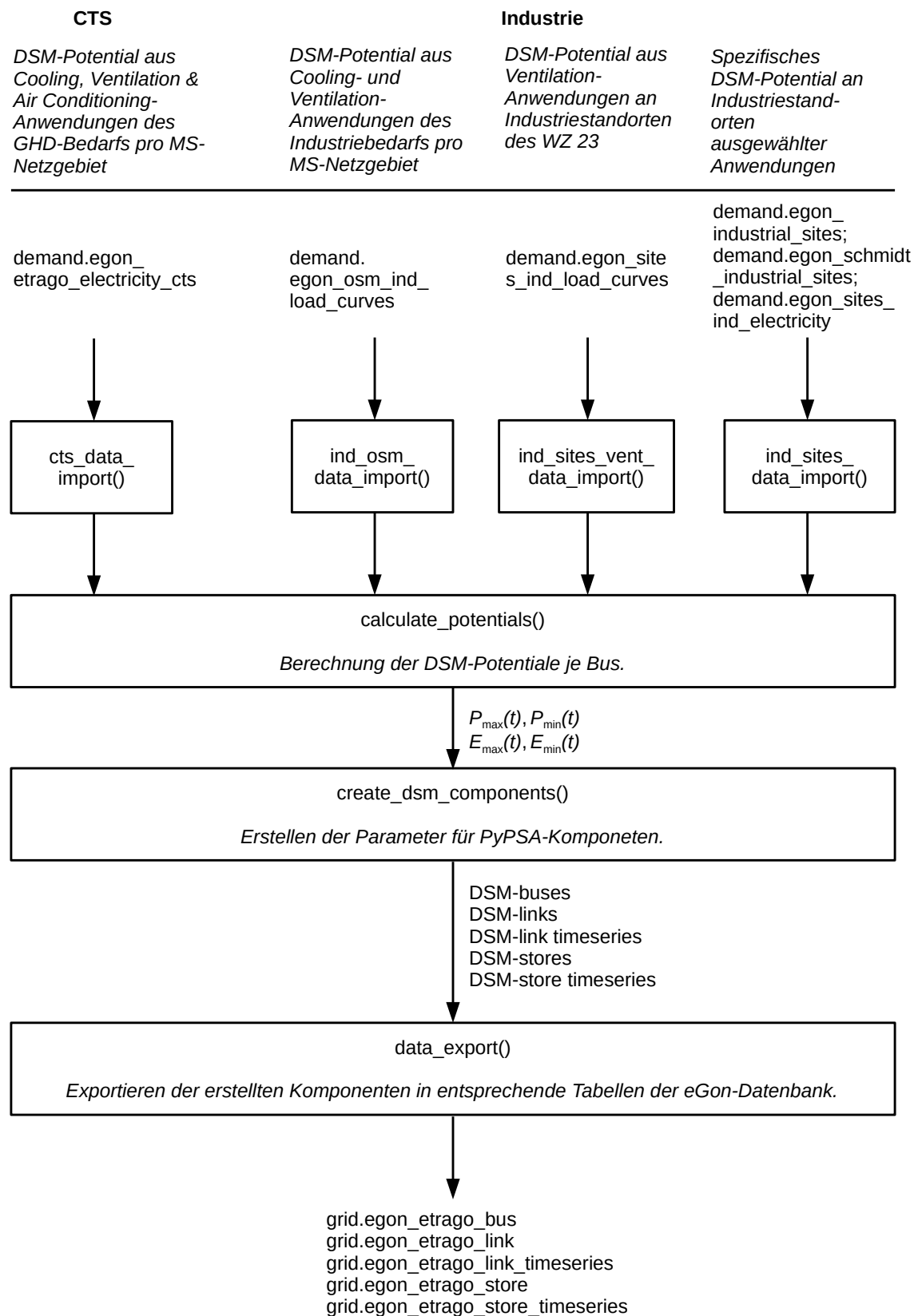
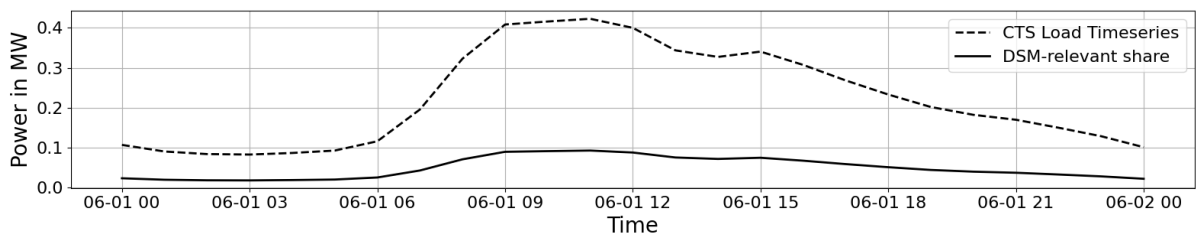


Abbildung 3.1: Struktur des Programms zur Implementierung von DSM im Datenmodell

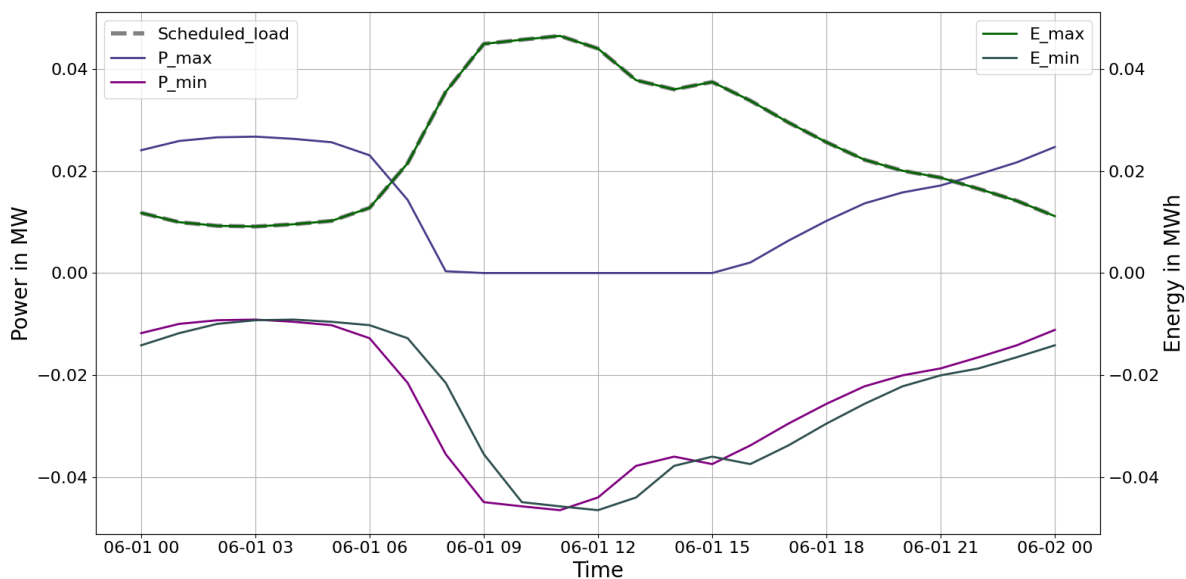
3.3 Darstellung von verarbeiteten Daten

Im Folgenden sollen beispielhaft Ergebnisse der durchgeführten Datenverarbeitung zur Implementierung von DSM dargestellt werden.

Abbildung 3.2 zeigt oben eine beispielhaft ausgewählte GHD-Lastzeitreihe an einem HS-MS-Umspannwerk sowie den Anteil an dieser, der für DSM geeignet ist. Unten sind die aus diesen Daten berechneten, zeitabhängigen Größen abgebildet, die als die DSM-Komponenten charakterisierenden Zeitverläufe das DSM-Potential abbilden. $P_{\max}(t)$ und $P_{\min}(t)$ stellen die zeitabhängige Begrenzung der Leistung an der Komponente *link* dar und bilden damit das entsprechende DSM-Potential zu jedem Zeitpunkt ab. Die Größen $E_{\max}(t)$ und $E_{\min}(t)$ begrenzen die verfügbare Kapazität der Komponente *store* in Abhängigkeit der Zeit, um die vorgegebene Dauer des Lastverschubs zu berücksichtigen. Im Verlauf von $P_{\max}(t)$ ist zu sehen, dass der Wert 0 als untere Grenze dient. Rein mathematisch sind negative Werte für $P_{\max}(t)$ möglich (vgl. Gleichung 2.3), jedoch würden diese einen Lastverschub an einen späteren Zeitpunkt erzwingen, da sowohl $P_{\max}(t)$ als auch $P_{\min}(t)$ negativ wären. Dies gilt es zu vermeiden.



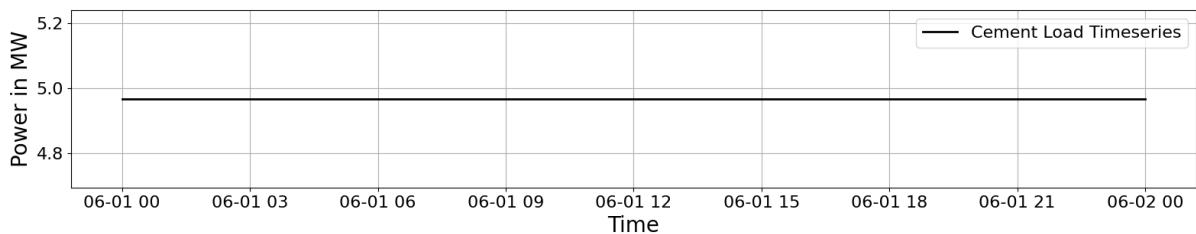
(a) GHD-Lastzeitreihe an einem exemplarischen HS-MS-Umspannwerk



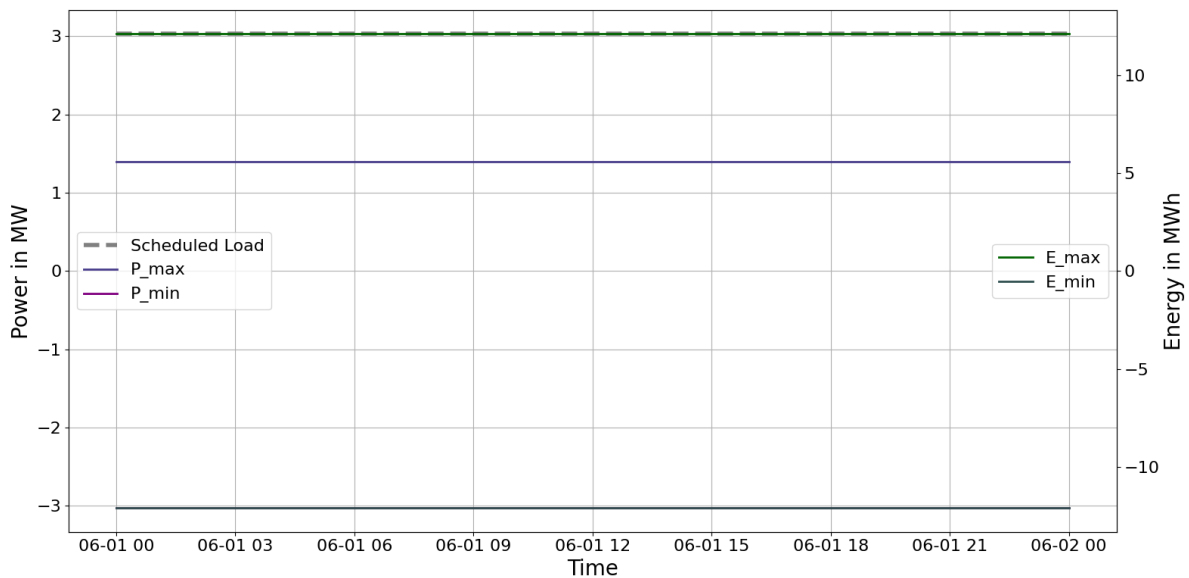
(b) Aus Lastzeitreihe abgeleitete, für DSM-Komponenten relevante Zeitreihen

Abbildung 3.2: Darstellung von Datengrundlage und verarbeiteten Daten im Sektor GHD

Abbildung 3.3 zeigt analog zu der vorherigen Abbildung die zeitlichen Verläufe an einem Industriestandort mit Zementherstellung. Oben ist die Lastzeitreihe eines exemplarisch ausgewählten Zementwerks dargestellt. Die Standardlastprofile nehmen durchgehenden Betrieb des Werks in Volllast an, weshalb die Last über die Zeit konstant ist. Entsprechend ergeben sich die Verläufe von $P_{\max}(t)$, $P_{\min}(t)$, $E_{\max}(t)$ und $E_{\min}(t)$, die ebenfalls konstant über die Zeit sind.



(a) Exemplarische Lastzeitreihe der Zementherstellung



(b) Aus Lastzeitreihe abgeleitete, für DSM-Komponenten relevante Zeitreihen

Abbildung 3.3: Darstellung von Datengrundlage und verarbeiteten Daten im Sektor Industrie (Industriestandort: Zementherstellung)

4 Validierung der Implementierung mithilfe eines Minimalbeispiels

Die Validierung der Implementierung soll im Rahmen eines Minimalbeispiels erfolgen, da das Netzplanungstool *eTraGo* noch in der Entwicklungsphase steht. Es soll die Funktionsfähigkeit des implementierten Modells innerhalb eines *PyPSA*-Energienetzmodells nachgewiesen werden.

Im Folgenden soll zunächst das Minimalbeispiel, also die Topologie des Netzmodells sowie die Rechenbedingungen, beschrieben werden. Anschließend werden die Rechenergebnisse dargestellt und im Zuge der Validierung bewertet.

4.1 Beschreibung des Minimalbeispiels

Die Topologie des Energienetzes, das im Rahmen dieses Minimalbeispiels betrachtet wird, ist in Abbildung 4.1 dargestellt.

Das Netz setzt sich aus drei Knoten zusammen, die in einem Ring verbunden sind. An allen drei Knoten hängen Lasten. Die Lastzeitreihen bilden exemplarisch ausgewählte Lastzeitreihen aus *eGondata*. An zwei der drei Knoten liegen potentiell verschiebbare Lasten an. Entsprechend sind an diesen Knoten die Komponenten zur Implementierung von DSM ergänzt, diese sind in blau dargestellt. Die Parameter dieser Komponenten sind durch die aus den gewählten Lastzeitreihen berechneten, das jeweilige DSM-Potential darstellenden Zeitreihen gegeben. Es handelt sich hierbei um die Zeitreihen, die bereits in Kapitel 3.3 dargestellt sind. Damit ist jeweils ein Beispiel für den Sektor GHD sowie ein Beispiel für den Sektor Industrie gegeben, wobei es sich hierbei um einen Industriestandort mit Anwendung Zementherstellung handelt. Außerdem enthält das Netz zwei Generatoren. Bei Generator *gen 1* handelt es sich um einen Generator mit konstanter maximaler Einspeiseleistung, der mit marginalen Kosten behaftet ist, während Generator *gen 0* einen regenerativen Einspeiser mit variabler maximaler Einspeiseleistung und mit marginalen Kosten von Null repräsentiert.

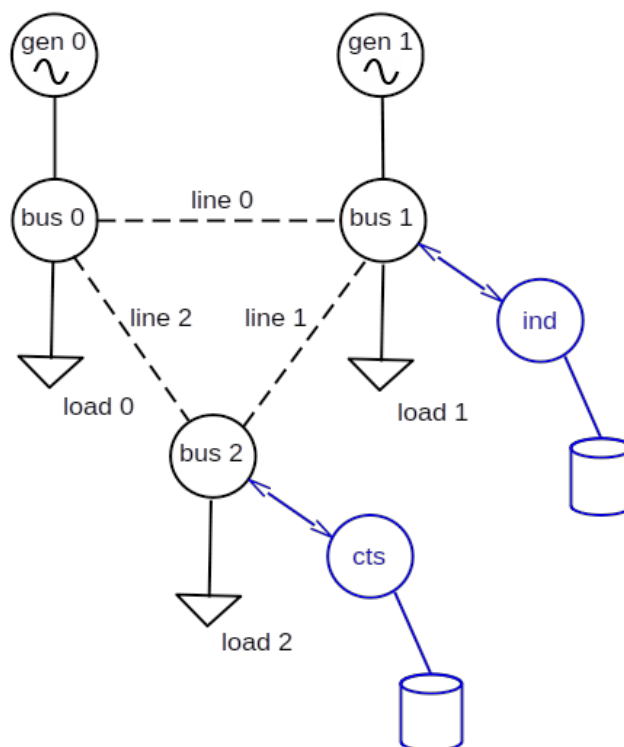


Abbildung 4.1: Topologie des als Minimalbeispiel betrachteten Netzes

Wie in dem Tool *eTraGo* ist das Energienetz im Rahmen der Python-Software *PyPSA* aufgebaut. Im Rahmen der Validierung der Implementierung von DSM wird das Netz mithilfe eines *linear optimal power flows* unter der Nutzung des Solvers *Gurobi* im Hinblick auf den Generatoreinsatz über ein gesamtes Jahr optimiert. Zur Bewertung des Einflusses von DSM ist die Optimierung in einem Szenario unter Berücksichtigung der DSM-Komponenten einem Szenario ohne Berücksichtigung der DSM-Komponenten gegenübergestellt.

4.2 Darstellung und Bewertung der Ergebnisse

Im Rahmen der Validierung sollen zunächst die Ergebnisse der Netzoptimierung unter Berücksichtigung von DSM dargestellt und bewertet werden.

Abbildung 4.2 zeigt die Lastverläufe der drei anliegenden Lasten (oben) als Input sowie den Einsatz der Generatoren (unten) als Output während einer exemplarisch ausgewählten Woche im Dezember des Referenzjahres. Es wird deutlich, dass der kostenfreie Generator *gen 0* hauptsächlich zur Deckung der Last verwendet wird, während der kostenbehaftete Generator *gen 1* nur dann zum Einsatz kommt, wenn die Einspeisung durch Generator *gen 0* zur Deckung der Last aufgrund dessen Variabilität nicht ausreicht.

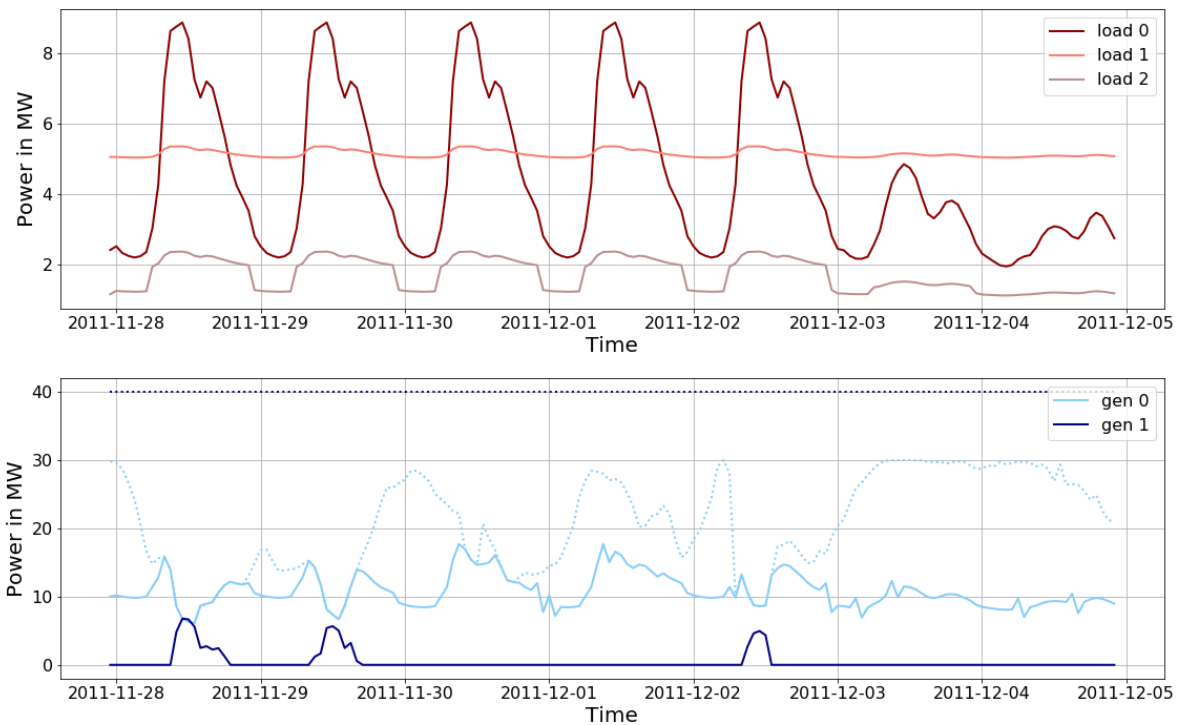


Abbildung 4.2: Lastzeitreihen und Erzeugerzeitreihen im Minimalbeispiel mit DSM

In Abbildung 4.3 sind die das DSM-Potential charakterisierenden Zeitverläufe an den Komponenten zur Modellierung im Sektor GHD zu sehen. Oben bilden $P_{\max}(t)$ und $P_{\min}(t)$ mit der Begrenzung der Leistung an der Komponente *link* das ermittelte Potential zu jedem Zeitpunkt ab. Die Leistung $P(t)$ stellt den Verlauf der Leistung an der Komponente *link* dar und bildet damit die in diesem Minimalbeispiel resultierende Nutzung des DSM-Potentials dar. Die Kurve liegt innerhalb der vorgegebenen Begrenzungen. Unten stellen $E_{\max}(t)$ und $E_{\min}(t)$ die zeitabhängige Begrenzung der Kapazität der Komponente *store* dar, um die vorgegebene Dauer des Lastverschubs zu berücksichtigen. Bei der Kurve $E(t)$ handelt es sich um die resultierende Auslastung der Komponente *store* über die Zeit. Der Verlauf stellt den Ladezustand des DSM-Speichers über die Zeit dar. Dieser liegt innerhalb der festgelegten Grenzen. Außerdem ist der Zusammenhang zum Verlauf der Leistung $P(t)$ an der Komponente *link* oben erkennbar: Wenn die Leistung positiv ist, steigt der Ladezustand des *stores* an. Es handelt sich hierbei um ein zeitliches Vorziehen der Last. Die Last wird dagegen zeitlich nach hinten verschoben, wenn die Leistung negativ ist und der Ladezustand des *stores* sinkt.

Abbildung 4.4 zeigt analog dazu die DSM-relevanten Zeitverläufe für die Komponenten, die das DSM-Potential einer Zementfabrik modellieren. Wie bereits in Abbildung 3.3 zu sehen, wird der Lastverlauf für die Zementherstellung als konstant über die Zeit angenommen. Aus diesem Grund sind auch die Verläufe von $P_{\max}(t)$, $P_{\min}(t)$, $E_{\max}(t)$ und $E_{\min}(t)$ konstant über die Zeit. Ansonsten sind an den vorliegenden Zeitverläufen die gleichen Feststellungen zu machen wie in der vorherigen Abbildung: $P(t)$ und $E(t)$ liegen innerhalb der vorliegenden Grenzen und die Kurven verdeutlichen das Laden und Entladen des DSM-Speichers und somit den Lastverschub über die Zeit.

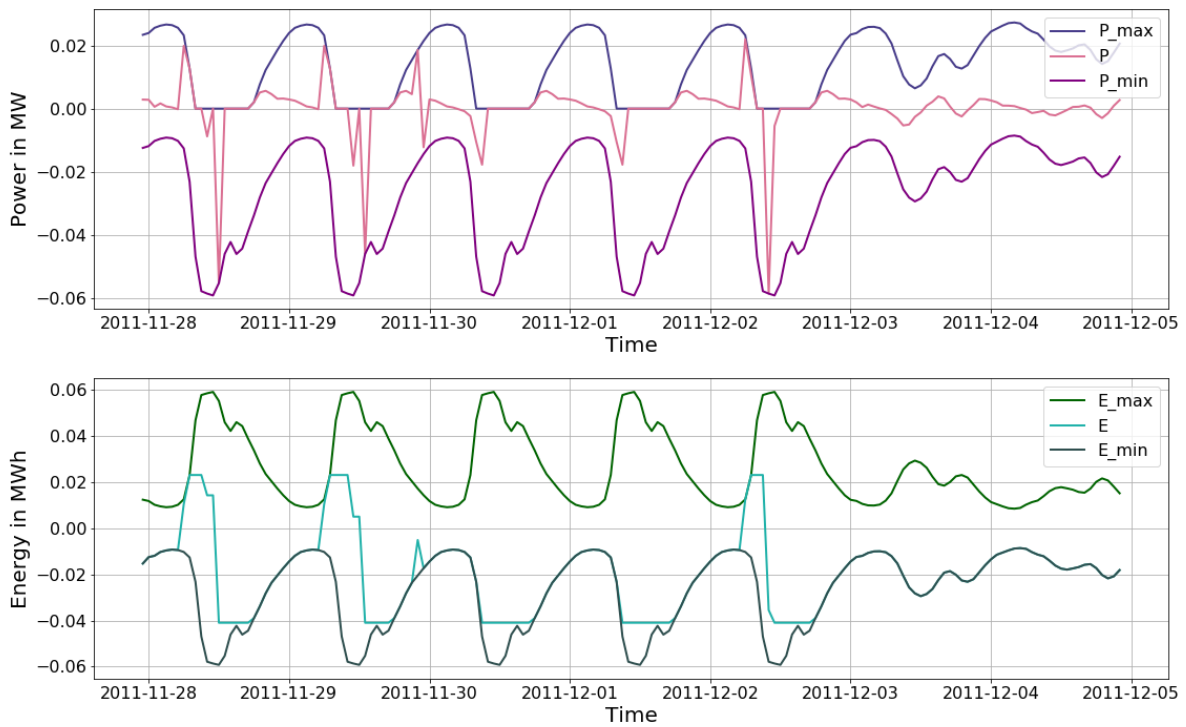


Abbildung 4.3: Darstellung der DSM charakterisierenden Zeitverläufe an den Komponenten zur Modellierung des Potentials im Sektor GHD im Minimalbeispiel

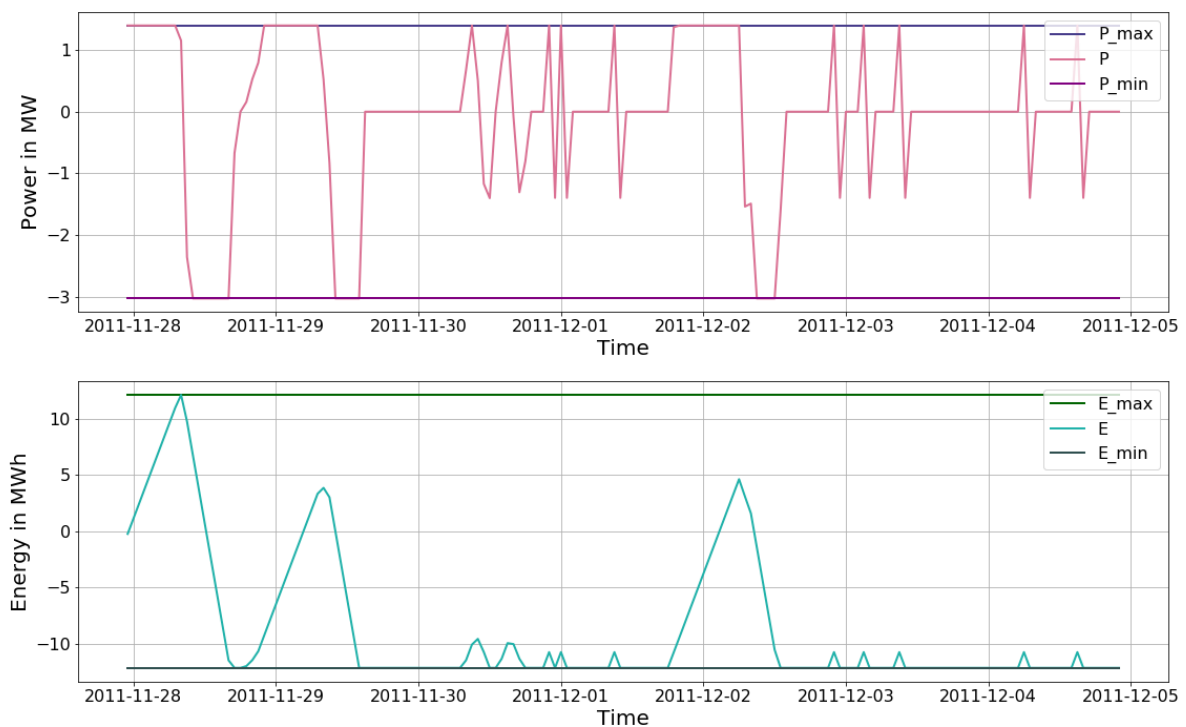


Abbildung 4.4: Darstellung der DSM charakterisierenden Zeitverläufe an den Komponenten zur Modellierung des Potentials einer Anwendung der Zementherstellung im Minimalbeispiel

Insgesamt zeigen die Ergebnisse unter Berücksichtigung von DSM sinnvolle Verläufe und lassen auf eine Validierung der Implementierung schließen. Um diesen Eindruck zu überprüfen, sollen im Folgenden die Ergebnisse der Optimierung mit und ohne DSM verglichen werden.

In Abbildung 4.5 werden die Ergebnisse des optimierten Generatoreinsatzes über die exemplarisch ausgewählte Woche im Dezember des Referenzjahres für das berechnete Szenario mit Berücksichtigung von DSM und ohne Berücksichtigung von DSM gegenübergestellt. Dazu sind die eingespeisten Leistungen der Generatoren *gen 0* und *gen 1* über die Zeit im Szenario ohne DSM von den Leistungen in dem Szenario mit Berücksichtigung von DSM abgezogen. Die Differenzzeitverläufe sind in dem folgenden Graphen zu sehen.

$$\text{gen 0: } P_{\text{gen0,DSM}}(t) - P_{\text{gen0,ohneDSM}}(t)$$

$$\text{gen 1: } P_{\text{gen1,DSM}}(t) - P_{\text{gen1,ohneDSM}}(t)$$

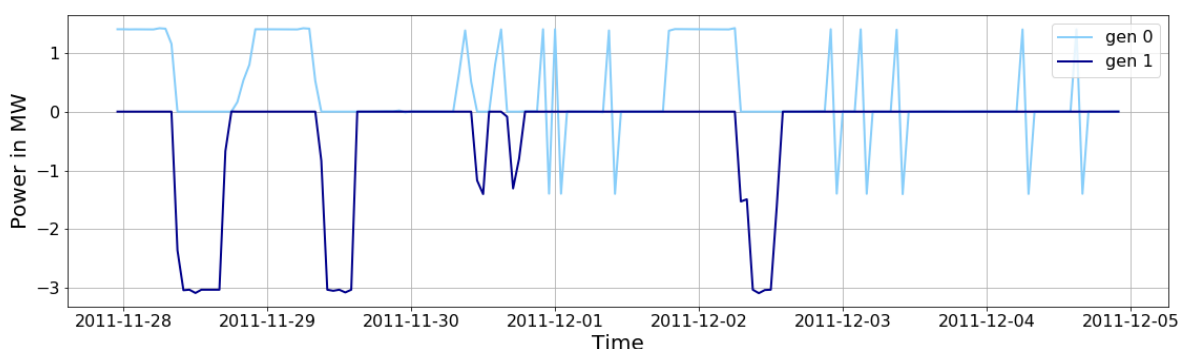


Abbildung 4.5: Differenz zwischen Erzeugung der Generatoren im Szenario mit DSM und ohne DSM

Es wird deutlich, dass der kostenbehaftete Generator *gen 1* im Szenario ohne DSM häufiger zum Einsatz kommt als im Szenario unter Berücksichtigung von DSM, während der variable Generator *gen 0* ohne marginale Kosten im DSM-Szenario mehr Energie einspeist als im Szenario ohne DSM. Dieser Eindruck bestätigt sich auch unter Betrachtung der Einspeisung über das gesamte Jahr, was anhand der Jahresenergien in Tabelle 4.1 deutlich wird. Diese Beobachtung stimmt mit der tatsächlichen Funktionsweise von DSM überein. Da DSM als zusätzliche Flexibilität zum Verschieben von Lasten genutzt werden kann, können die Fluktuationen des variablen Einspeisers im Szenario mit DSM besser ausgeglichen werden und der kostenbehaftete Generator muss weniger „aushelfen“, um die Lasten zu decken.

	gen 0	gen 1
Mit DSM	64117 MWh	32269 MWh
Ohne DSM	61757 MWh	34629 MWh

Tabelle 4.1: Vergleich der eingespeisten Jahresenergien der Generatoren im Szenario mit und ohne DSM

5 Untersuchung der identifizierten DSM-Potentiale

Neben dem Minimalbeispiel, das die Implementierung der DSM-Modellierung validiert, sind auch die errechneten Potentiale auf Plausibilität zu untersuchen. Im Rahmen von *eGon-data* werden die DSM-Potentiale für ganz Deutschland berechnet. Es werden das ermittelte Gesamtpotential sowie die Verteilung dieses Potentials auf die MS-Netzgebiete Deutschlands herausgestellt. Betrachtet werden außerdem die Unterschiede zwischen den beiden Szenarien, die in dem Projekt *eGoⁿ* definiert sind:

eGon2035

In diesem Szenario wird der Netzentwicklungsplan Strom 2035 (2021) der Übertragungsnetzbetreiber Deutschlands als Grundlage herangezogen ([15]). Dieser stellt den Szenariorahmen des deutschen Stromtransportnetzes dar.

eGon100RE

Dieses Szenario geht von einem in der Zukunft liegenden System aus, bei dem die Einspeisung elektrischer Energie zu 100 % aus regenerativen Energiequellen erfolgt.

Für beide Szenarien wird für alle berechneten P_{\max} -Zeitreihen jeweils der Mittelwert gebildet, anschließend werden alle Mittelwerte aufsummiert. Es ergeben sich die in Tabelle 5.1 dargestellten Potentiale. Zusätzlich zum gesamten Potential aller betrachteten DSM-Technologien sind die Potentiale der einzelnen Sektoren aufgelistet.

	eGon2035	eGon100RE
GHD	1190 MW	872 MW
Industrie	149 MW	145 MW
GHD und Industrie	1339 MW	1017 MW

Tabelle 5.1: Ermitteltes DSM-Potential in Deutschland für die *eGoⁿ*-Szenarien

Um das Ergebnis dieser Arbeit einzuordnen, soll es mit den Werten der Abbildung 5.1 verglichen werden, in der die Ergebnisse der Berechnung aus [6] (Balken mit der Beschriftung *Present Study*) im Vergleich zu den Ergebnissen aus weiteren Veröffentlichungen dargestellt sind.

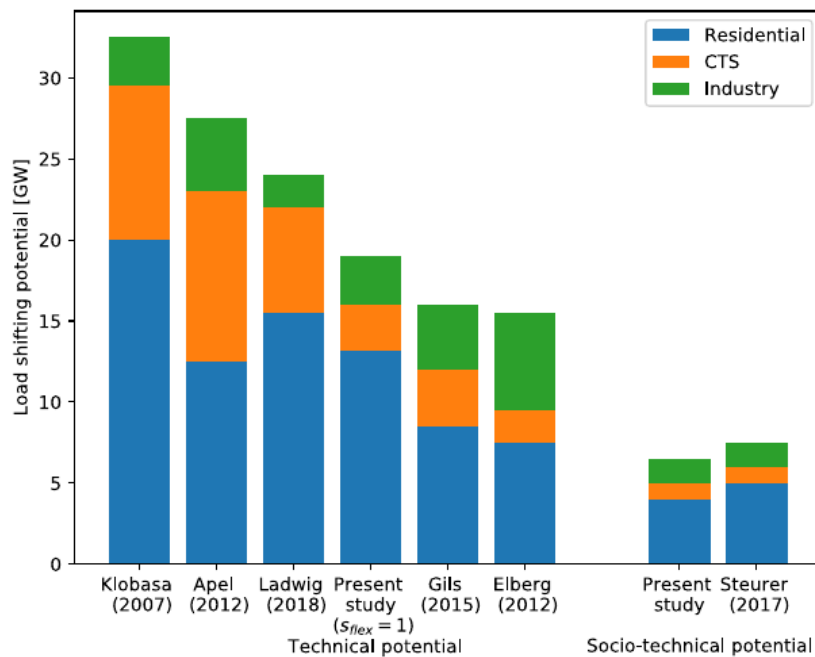


Abbildung 5.1: Vergleich der berechneten Potentiale aus verschiedenen Veröffentlichungen

Da nur die beiden rechten Balken das soziotechnische Potential angeben, während in den anderen Studien das gesamte technische Potential betrachtet wird, sind die im Rahmen dieser Arbeit vorliegenden Potentiale dort einzuordnen.

Die zu vergleichenden Ergebnisse liegen in der gleichen Größenordnung. Mit etwa 2,4 MW für die Sektoren GHD und Industrie liegt das Potential aus der Berechnung von [6] jedoch höher als das im Rahmen dieser Arbeit ermittelte Potential. Insbesondere die Potentiale im Sektor Industrie unterscheiden sich, während die Potentiale im Sektor GHD in etwa übereinstimmen.

Dies lässt sich vermutlich durch folgende Tatsache begründen. Aufgrund der in *eGon-data* gewählten Methodik zur Erstellung der Datengrundlage für den Sektor Industrie, die auf der gleichmäßigen Aufteilung des Energieverbrauchs zwischen Standorten und MS-Netzgebieten beruht, scheinen sich die zugrundeliegenden Lastzeitreihen in der vorliegenden Arbeit von denen in [6] signifikant zu unterscheiden, da die Methodik zur Ermittlung der Potentiale ansonsten übereinstimmt. Weiterhin werden sektorübergreifende Technologien wie z. B. Power-To-Heat im Gegensatz zu den Ausführungen in [6] in dieser Arbeit nicht betrachtet.

Zu beachten ist weiterhin, dass sich die Ergebnisse aus [6] auf das von den Autor*innen angenommene *Status quo*-Szenario beziehen, das den Ausbauzustand des elektrischen Netzes im Jahr 2018 betrachtet. Ein in die Zukunft blickendes Szenario für das Jahr 2030, das sich an dem für dieses Jahr geltenden Netzentwicklungsplan orientiert, wird in der Veröffentlichung ebenfalls angesprochen. Hierfür gehen die Autor*innen von einer erhöhten Last gegenüber 2018 aus, wodurch sich auch das DSM-Potential erhöht. Damit liegen die Ergebnisse noch weiter auseinander.

Die Ergebnisse für das *eGon100RE*-Szenario lassen sich aufgrund fehlender vergleichbarer Definitionen in anderen Veröffentlichungen nur schwer einordnen. Es ist jedoch festzustellen, dass das DSM-Potential in diesem Szenario sinkt. Diese Ergebnisse stimmen mit den geringeren Lasten, die für dieses Szenario in *eGon-data* hinterlegt sind, überein.

Ebenfalls interessant ist die geographische Verteilung der errechneten Potentiale in Deutschland, die in Abbildung 5.2 dargestellt ist. Hierfür werden die errechneten Mittelwerte jeder Zeitreihen für alle MS-Netzgebiete aufsummiert und die Gebiete entsprechend eingefärbt. Eine Tendenz zu höheren Potentialen ist in Gebieten mit hoher Bevölkerungsdichte, wie zum Beispiel im Bereich des Ruhrgebiets zu sehen. Dies gilt sowohl für den GHD- als auch für den Industriesektor, wobei die Potentiale bei letzterem entsprechend Tabelle 5.1 sehr gering und daher in der Graphik wenig auffallend sind. Auch in [6] ist die geografische Verteilung ausgewertet. Die Standorte mit hohen Industriepotentialen sind hier ebenso im Westen und Süden Deutschlands zu verorten.

Insgesamt können die ermittelten Potentiale trotz der bestehenden Unterschiede im Vergleich zu anderen Arbeiten als genügend realistisch eingeordnet werden.

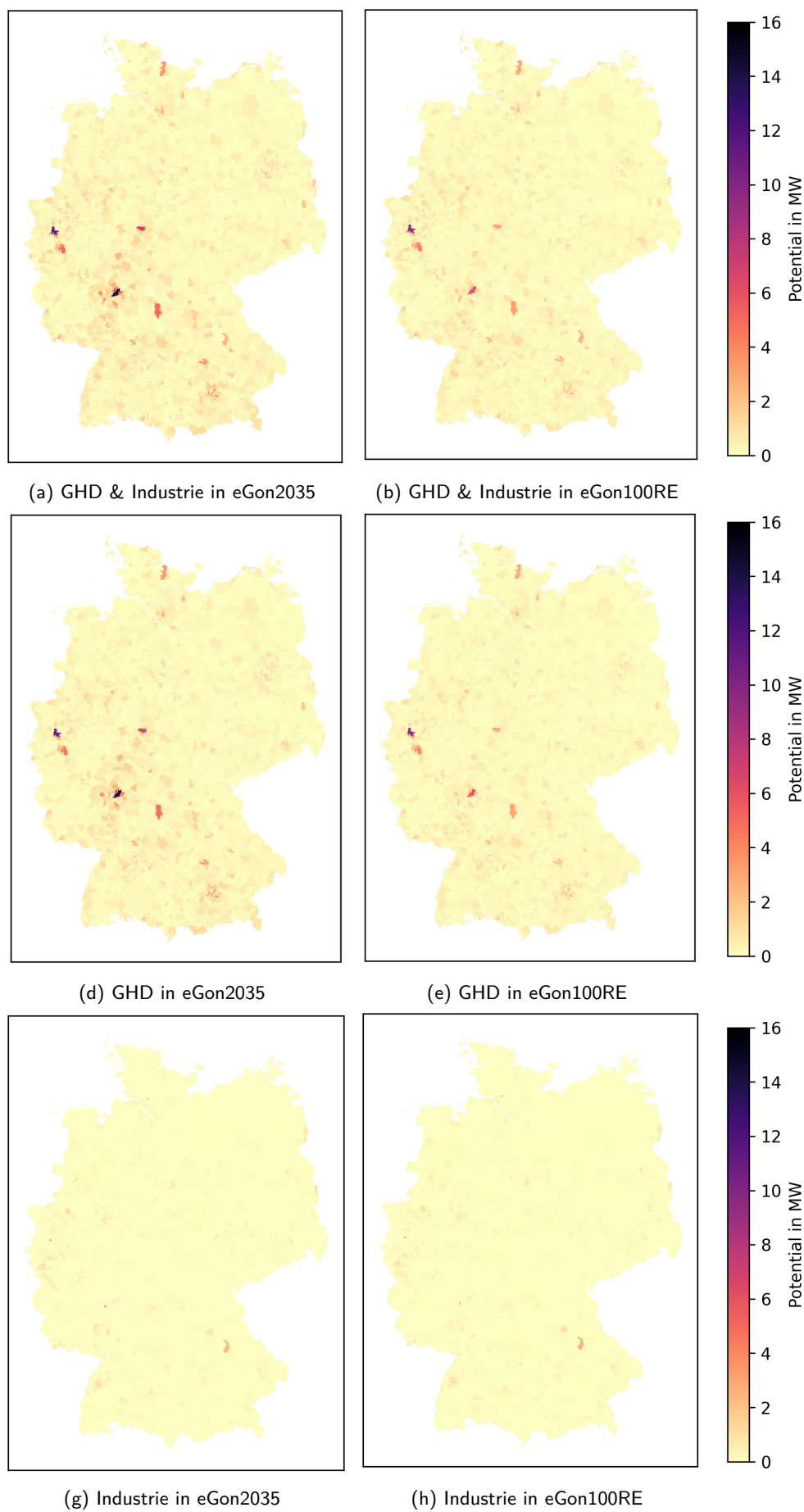


Abbildung 5.2: Verteilung des DSM-Potentials in Deutschland für die eGoⁿ-Szenarien

6 Fazit und Ausblick

Im Rahmen dieser Arbeit wurde eine Methodik zur Berechnung von DSM-Potentialen in das Datenmodell *eGon-data* integriert und somit die Implementierung von DSM als elektrische Flexibilität in das Netzplanungstool *etrago* durchgeführt. Die Modellierungsmethodik konnte bisher lediglich mithilfe eines Minimalbeispiels validiert werden, da sich das Datenmodell sowie *eTraGo* aktuell noch im Status der Entwicklung befinden. Dennoch wurden die ermittelten Potentiale dargestellt und unter Vergleich zu anderen Arbeiten als genügend realistisch eingeordnet.

Insgesamt ergeben sich Potentiale in der Größenordnung vergleichbarer Arbeiten, jedoch liegen die im Rahmen dieser Arbeit ermittelten Potentiale insbesondere im Sektor Industrie tendenziell im niedrigen Leistungsbereich. Die Ursache wird in der Verteilungsmethodik der Industrieverbräuche vermutet, weshalb zu einer Überprüfung dieser geraten wird. Ob weiteres Verbesserungspotential für die Datengrundlage oder die Auswahl der für DSM berücksichtigten Anwendungen besteht, könnten detaillierte Untersuchungen der resultierenden Potentiale ergeben.

Natürlich besteht grundsätzlich die Möglichkeit, die Modellierung zu erweitern, beispielsweise um zusätzliche Sektoren oder Technologien sowie um *load shedding*. Es ist zu beachten, dass einige Flexibilisierungspotentiale im Rahmen von *eGon-data* an anderen Stellen bereits betrachtet werden.

Außerdem ist es dringend ratsam, die Implementierung nach Fertigstellung des Datenmodells in dem vorgesehenen Tool *etrago* zu überprüfen. Es gilt, ähnlich der Vorgehensweise des Minimalbeispiels, die Auswirkungen der Nutzung von DSM im Energienetzmodell zu untersuchen und zu analysieren, inwieweit das theoretisch verfügbare Potential im Rahmen der Optimierung tatsächlich ausgenutzt wird.

Literatur

- [1] *eTraGo*. Adresse: <https://github.com/openego/eTraGo> (besucht am 27.09.2021).
- [2] *eGon-data*, 2021. Adresse: <https://github.com/openego/eGon-data> (besucht am 27.09.2021).
- [3] M. Steurer, "Analyse von Demand Side Integration im Hinblick auf eine effiziente und umweltfreundliche Energieversorgung," Diss., Universität Stuttgart, 2017.
- [4] H. C. Gils, "Balancing of Intermittent Renewable Power Generation by Demand Response and Thermal Energy Storage," Diss., Universität Stuttgart, 2015.
- [5] D. Kleinhans, *Towards a systematic characterization of the potential of demand side management*, 2014.
- [6] W. Heitkoetter, B. U. Schyska, D. Schmidt, W. Medjroubi, T. Vogt und C. Agert, *Assessment of the regionalised demand response potential in Germany using an open source tool and dataset*, 2020.
- [7] *PyPSA*. Adresse: <https://pypsa.readthedocs.io/en/latest/index.html> (besucht am 27.09.2021).
- [8] *Harmonization and development of methods for a spatial and temporal resolution of energy demands (DemandRegio)*, 2020. Adresse: <http://opendata.ffe.de/project/demandregio/> (besucht am 27.09.2021).
- [9] *Pan-European Thermal Atlas 5.1 (Peta5)*, 2020. Adresse: <https://www.seenergies.eu/peta5/> (besucht am 27.09.2021).
- [10] D. Schmidt, *NUTS-3 Regionalization of Industrial Load Shifting Potential in Germany using a Time-Resolved Model*, 2019.
- [11] *sEEnergies Open Data*, 2020. Adresse: https://s-eenergies-open-data-euf.hub.arcgis.com/search?categories=seenergies_industry (besucht am 27.09.2021).
- [12] *Hotmaps*, 2020. Adresse: https://gitlab.com/hotmaps/industrial_sites/industrial_sites_Industrial_Database (besucht am 27.09.2021).
- [13] *OpenStreetMap*. Adresse: <https://www.openstreetmap.org/#map=7/51.330/10.453> (besucht am 27.09.2021).

-
- [14] *Implementation of DSM*. Adresse: https://github.com/openego/eGon-data/blob/features/%23259-dsm-cts/src/egon/data/datasets/DSM_cts_ind.py (besucht am 27.09.2021).
- [15] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB), "Netzentwicklungsplan Strom 2035 (2021," Techn. Ber. Adresse: <https://www.netzentwicklungsplan.de/de> (besucht am 27.09.2021).

A Anhang

Codeabschnitt zur Berechnung der die DSM-Potentiale bestimmenden Zeitreihen

```
# calculate scheduled load L(t)

scheduled_load = timeseries.copy()

for index, liste in scheduled_load.iteritems():
    share = []
    for item in liste:
        share.append(item * s_flex)
    scheduled_load.loc[index] = share

# calculate maximum capacity Lambda

# calculate energy annual requirement
energy_annual = pd.Series(index=timeseries.index, dtype=float)
for index, liste in timeseries.iteritems():
    energy_annual.loc[index] = sum(liste)

# calculate Lambda
lam = (energy_annual * s_flex) / (8760 * s_util)

# calculation of P_max and P_min

# P_max
p_max = scheduled_load.copy()
for index, liste in scheduled_load.iteritems():
    lamb = lam.loc[index]
    p = []
    for item in liste:
        value = lamb * s_inc - item
        if value < 0:
            value = 0
        p.append(value)
    p_max.loc[index] = p
```



```
# P_min
p_min = scheduled_load.copy()
for index, liste in scheduled_load.iteritems():
    lamb = lam.loc[index]
    p = []
    for item in liste:
        value = -(item - lamb * s_dec)
        if value > 0:
            value = 0
        p.append(value)
    p_min.loc[index] = p

# calculation of E_max and E_min

e_max = scheduled_load.copy()
e_min = scheduled_load.copy()

for index, liste in scheduled_load.iteritems():
    emin = []
    emax = []
    for i in range(0, len(liste)):
        if i + delta_t > len(liste):
            emax.append(
                sum(liste[i : len(liste)])
                + sum(liste[0 : delta_t - (len(liste) - i)])
            )
        else:
            emax.append(sum(liste[i : i + delta_t]))
        if i - delta_t < 0:
            emin.append(
                -1
                * (
                    sum(liste[0:i])
                    + sum(liste[len(liste) - delta_t + i : len(liste)])
                )
            )
        else:
            emin.append(-1 * sum(liste[i - delta_t : i]))
    e_max.loc[index] = emax
    e_min.loc[index] = emin
```