Zero Cross Carbon Energy System

Transformation des Energiesystems am Fallbeispiel Thüringen

Gefördert durch:

Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Gemeinsamer Abschlussbericht

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz unter den Förderkennzeichen 03ET4080A, 03ET4080B, 03ET4080C, 03ET4080D, 03ET4080E gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Laufzeit:	01.04.2019 – 30.06.2022
Projektpartner:	Technische Universität Ilmenau (TUIL) Fraunhofer IOSB-AST (AST) IfE Energie Consult GmbH (IfE) KoCoS Messtechnik AG (KCS) Trianel GmbH (TRI)

Autoren	Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dirk Westermann (TUIL) Univ.-Prof. Dr.-Ing. Peter Bretschneider (AST) Dr. Dirk Schramm (IfE) Prof. Tim Schröder (TRI) Thomas Becker (KCS) Dr. Steffen Schlegel (TUIL) Elisabeth Feldhoff (TUIL) Martin Winkelkotte (TUIL) Steffi Naumann (AST) Juliane Sauerbrey (AST) Axel Mansilla (IfE) Lutz Schmallenbach (TRI)

Inhaltsverzeichnis

1 Kurze Darstellung des Projektes (TUIL) 1

2 Simulationssysteme (TUIL, AST) 2

2.1 Untersuchungsszenarien (AST) 2

2.1.1 Phase 1 – Qualitative Beschreibung der Untersuchungsszenarien 2

2.1.2 Phase 2 – Quantitative Beschreibung der Untersuchungsszenarien 6

2.1.3 Überblick zu den grundlegenden Untersuchungsszenarien 10

2.2 Szenarien Systemdienstleistungen (TUL) 11

2.3 Struktur Gesamtmodell (TUIL, AST) 15

2.3.1 Modell 1 - Energiesystemplanung 16

2.3.2 Modell 2 – Sektorenübergreifende Netzbetriebsführung mit Systemdienstleistungen 21

2.4 Simulationsergebnisse (TUIL, AST) 26

2.4.1 Erforderlicher Technologiemix 26

2.4.2 Optimierung des Fahrplans ohne SDL 31

2.4.3 Fahrplananpassung durch SDL 33

2.4.4 CO_2-Bewertung der SDL 34

2.4.5 SDL- Erbringung durch Lastflexibilisierung 36

2.4.6 Bewertung der CO2-Einsparung durch Lastflexibilisierung 37

2.4.7 CO_2-Zielkorridor bis 2050 39

2.5 Flexibilitätsmodell (AST) 40

2.5.1 Motivation 40

2.5.2 Konzept und prototypische Umsetzung 41

2.5.3 Beispiel: Ergebnisse der Berechnungen für ein Demonstrator-Unternehmen 44

2.6 Demonstratoren (TUIL, AST) 45

2.6.1 Konzeption der Industriedemonstratoren 46

2.6.2 Industriedemonstrator 1 47

2.6.3 Industriedemonstrator 2 49

2.6.4 Zusammenfassung und Fazit 55

3 Industrie und Gesamtintegration (TUIL, AST, IfE, KCS, TRI) 57

3.1 Entwickeltes Zielbild zur Demonstration im Feldtest (TUIL) 57

3.2 IT-Infrastruktur und IT-Systeme (TUIL, AST, KCS) 60

3.2.1 Systemarchitektur 60

3.2.2 Softwaretechnische Umsetzung ... 62

3.3 Voruntersuchungen zur Erschließung der Flexibilität (IfE, TRI) ... 66

3.3.1 Erhebung der industriellen Lasten und Ermittlung der regelbaren Zu- und Abschaltpotenziale ... 66

3.3.2 Untersuchung der Effizienz- und Verlagerungspotenziale in Produktionsprozessen ... 71

3.3.3 Konkrete Anwendungsfälle auf Basis der Datenerhebung (Interviewleitfaden) . 79

3.3.4 Clusteranalyse, Standardlösungen für Cluster ... 94

3.3.5 Identifikation des Akzeptanz- und Partizipationsbedarfs seitens Industrie ... 97

3.3.6 Spezialisierungsprofil für Beratungsleistungen ableiten und definieren ... 100

3.3.7 Ausarbeitung der wesentlichen Hemmnisse ... 104

3.3.8 Maßnahmenvorschläge zur Verbesserung der Kontinuität ... 109

3.3.9 Kommunikationskonzepte ... 110

3.4 Entwickelte Ansätze zur Vermarktung (TRI) ... 112

3.4.1 Vermarktungsmodelle ... 112

3.4.2 Entwickelter Ansatz ... 119

3.5 Zusammenfassung Industrie und Gesamtintegration (TUIL, IfE, TRI) ... 120

A. Anhang ... V

4 Literatur ... XXXIII

1 Kurze Darstellung des Projektes (TUIL)

Nachdem die erste Phase der Energiewende, die Etablierung der Erneuerbaren Energien, realisiert ist und der Ausbau dieser nun weltweit voranschreitet, befinden wir uns in der zweiten Phase der Energiewende. Diese beinhaltet nicht nur den deutlichen Rückgang des Einsatzes fossiler Brennstoffe im Kraftwerkspark, sondern vor allem die Bereitstellung von Flexibilität in einem System mit sektorenübergreifender Netzführung, das durch die schwankende Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie geprägt sein wird. Der sektorenübergreifende Ansatz bietet die Möglichkeit für die Erschließung neuartiger zukünftiger Flexibilität, mit denen zeitweise Engpässe oder Überkapazitäten optimal bewirtschaftet werden.

Strom als der zukünftig wichtigste Energieträger im Gesamtenergiesystem wird gleichermaßen für Wärme, Mobilität und Industrieprozesse genutzt. Die fortschreitende Digitalisierung ist dabei Voraussetzung für die effiziente Nutzung der verschiedensten Stromanwendungen in einem sektorenübergreifenden strombasierten Energieversorgungssystem.
Die bestehenden Dienstleistungen innerhalb der Energiesektoren entwickeln sich perspektivisch sowohl markt- als auch sektorenübergreifend weiter. Der regionale Ausgleich zwischen lokaler Erzeugung und lokalem Bedarf wird von wachsender Bedeutung sein mit dem positiven Nebeneffekt, zur regionalen Wertschöpfung beizutragen. Die Entwicklung eines sicheren, kostengünstigen und klimaneutralen Energieversorgungsystems stellt umfassende Herausforderungen dar.

»ZO.RRO« - das Zero Carbon Cross Energy System setzt an diesem Punkt an und erprobt am Beispiel von Thüringen, wie Erzeuger und Verbraucher in einem optimalen System interagieren und davon profitieren können. Dabei eignet sich der Freistaat Thüringen besonders für eine solche modellhafte Transformation des Energiesystems, da es ein von klein- und mittelständischen Unternehmen (KMU) geprägter Industriestandort ist, keine fossilen und atomaren Großkraftwerke vorhanden sind, die Erzeugungsstruktur geprägt ist durch Pumpspeicher und KWK-Anlagen sowie die Transitlage zu innerdeutschen Energieflüssen mit Leitungsschnittstellen in alle Himmelsrichtungen liegt.

Während heute die Energiebeschaffung bereits bilanziell CO_2-freie Energie bereithält, sind für den Betrieb der Netzinfrastruktur noch CO_2-emittierende Erzeugungsanlagen erforderlich. Pumpspeicher stellen dabei die bisher etablierte CO_2 Vermeidungsstrategie dar, können aber aufgrund schwindender Rentabilität nicht vollumfänglich für zukunftssichere Konzepte genutzt werden. In ZO.RRO wird anhand von Thüringen gezeigt, wie unter Ausnutzung regionaler Erzeugungsanlagen und zusätzlicher Flexibilitätsoptionen, die für den sicheren Netzbetrieb erforderlichen Systemdienstleistungen CO_2-frei erbracht werden können. Der Schwerpunkt liegt dabei auf der Untersuchung der energetischen Flexibilisierungspotenziale im Industriesektor.

Dazu gehören die konzeptionelle Erarbeitung, simulative Untersuchung und Vorbereitung der beispielhaften Umsetzung eines sektorenübergreifenden Energieversorgungssystems zur Gewährleistung einer CO_2-minimalen Produktion am Fallbeispiel Thüringen. Dabei soll die elektrische Energie- und Leistungsbereitstellung jederzeit CO_2-minimal mit minimalen Kosten erfolgen, damit perspektivische Vorteile für die Unternehmen generieren und die Möglichkeit zur Erbringung CO_2-minimaler Flexibilität durch kleine- und mittelständische Industriebetriebe schaffen. Die Projektergebnisse werden in den folgenden Kapiteln zusammengefasst. Dabei erfolgt zunächst die Darstellung der Methodik-Entwicklung durch die Vorstellung der Simulationssysteme (vgl. Kap. 2) und anschließend die Vorbereitung der industriellen Untersuchungen zur Entwicklung des Konzepts zur Demonstration der Flexibilitätserschließung (vgl. Kap. 3).

2 Simulationssysteme (TUIL, AST)

Um eine CO_2-minimale und unter dieser Prämisse kostenoptimale sektorenübergreifende Energieversorgung unter Berücksichtigung von Systemdienstleistungen planen zu können, ist die Entwicklung umfassender Simulationssysteme notwendig. Damit auch eine Bewertung der Systemdienstleistung bzgl. freigesetzter und vorgehaltener CO_2-Emissionen und Bezugskosten erfolgen kann, ist eine Gesamtsystembetrachtung notwendig. Dabei stellt die Netzführung sicher, dass die in der Einsatzoptimierung angestrebte Betriebsweise unter Berücksichtigung von unvorhergesehenen Ausfällen und Abweichungen jederzeit der Zielstellung einer CO_2-freien und sicheren Energieversorgung gerecht wird.

Im folgenden Kapitel wird die Struktur der entwickelten Simulationssysteme vorgestellt und die Bereitstellung der sektorenübergreifenden Systemdienstleistungen charakterisiert. Ziel dabei ist, die Simulationsergebnisse anhand der zu entwickelten Untersuchungsszenarien darzustellen und eine Bewertung für die CO_2-minimale Bereitstellung durch flexible Lasten in Industriebetrieben vorzunehmen.

2.1 Untersuchungsszenarien (AST)

Der Auswahl- und Beschreibungsprozess der Untersuchungsszenarien wurde in zwei Stufen durchgeführt. Die erste Stufe beinhaltet die Recherche und Auswahl geeigneter Methoden und Verfahren zur Untersuchung sektorenübergreifender Energiesysteme. Zusätzlich wurden relevante Eingangsparameter und Ergebnisgrößen zur Untersuchung sektorenübergreifender Energiesysteme ermittelt. Auf Grundlage dieser Festlegungen wurden in einem Workshop mit dem gesamten Projektkonsortium eine qualitative Beschreibung zweier relevanter Untersuchungsszenarien getroffen.

2.1.1 Phase 1 – Qualitative Beschreibung der Untersuchungsszenarien

Die Ergebnisse der ersten Stufe der Auswahl der Untersuchungsszenarien sind in den folgenden Abschnitten kurz dargestellt.

<u>Methoden und Verfahren zur Untersuchung von sektorenübergreifenden Energiesystemen</u>

Zielstellung der zu erstellenden Modelle zur Energiesystemplanung und Simulation, sowie der Modelle zur cross-sektoralen Einsatzplanung ist die Minimierung der CO_2-Emissionen. Um die Zielerreichung der CO_2-Neutralität bestimmen zu können, müssen die CO_2-Emissionen bilanziell erfasst werden. Hierzu gibt es zwei methodische Ansätze: das Quell- und das Verursacherprinzip.

Der übliche Bilanzierungsansatz folgt dem Quellprinzip. So wird die Bilanzierung im Klimaschutzplan der Bundesregierung und im EU-Emissionshandel nach diesem Prinzip durchgeführt.

Thüringen zählt bedingt durch seine zentrale Lage innerhalb des Bundesgebietes und da historisch keine Großkraftwerke angesiedelt sind zu den Stromimporteuren unter den deutschen Bundesländern. Eine Betrachtung auf der Annahme des Quellprinzips würde somit zu einer zu Gunsten Thüringens verlagerten Verfälschung der CO_2-Bilanz führen. Durch aus dem restlichen Bundesgebiet importierten Strom könnten nach dem Quellprinzip die Ziele der CO_2-neutralen Bereitstellung von Systemdienstleistungen und der CO_2-freien industriellen Produktion ohne technische Anstrengungen innerhalb des thüringischen Territoriums erfüllt werden. Aus diesen Gründen ermöglichen wir abweichend zur üblichen Bilanzierung nach Quellprinzip im

cross-sektoralen Fundamentalmodell zur Energiesystemplanung auch die Optimierung nach den Annahmen des Verursacherprinzips.

Zusätzlich wird das Modell auch dazu ertüchtigt eine Planung unter Ausschluss von Strom- und Gasimporten aus dem restlichen Bundesgebiet vorzunehmen.

In unseren Betrachtungen folgen wir unter anderem dem Ansatz der dena-Leitstudie [1] und betrachten nur energie- und prozessbedingte CO_2-Emissionen ohne Berücksichtigung von Emissionen die in einer vorgelagerten Produktionskette außerhalb des betrachteten Territoriums entstanden sein können.

Da im cross-sektoralen Fundamentalmodell Thüringen die Möglichkeit aller verschiedener Betrachtungsweisen geschaffen wird, kann ein Vergleich der Vorgehensweisen zur CO_2-Bilanzierung durchgeführt werden.

Relevante Eingangsparameter und Ergebnisgrößen zur Untersuchung sektorenübergreifender Energiesysteme

Bei den Eingangsdaten wird zwischen Profilen und Zeitreihen, Technologieoptionen und den hierzu gehörenden beschreibenden Parametern, sowie sonstigen Kosten und Preisen unterschieden. Alle Eingangsdaten werden für die im Projekt betrachteten **Untersuchungsjahre 2030, 2040 und 2050** benötigt.

Für die Modellierung des Fundamentalmodells Thüringen zur Energiesystemplanung werden Profile und Zeitreihen für verschiedene relevante Größen benötigt.

- **Zeitreihen** beschreiben zeitabhängige Größen. In unserem Fall entsprechen die Größen Prognosewerten und damit im Modell fest vorgegebenen, determinierten Eingangsgrößen.
- Unter **Profilen** verstehen wir Vektoren, die den prinzipiellen zeitlichen Verlauf einer Größe beschreiben. Sie stellen das Verhalten verschiedener Erzeugungs- und Umwandlungs-Technologien normiert auf eine Technologieeinheit dar. Im Ergebnis der Modellrechnungen wird unter Einhaltung technologiespezifischer Potentialgrenzen ein Skalierungsfaktor und somit ein unter den angenommenen Randparametern optimaler Technologiebestand ermittelt.
- Im **Sektor Strom** werden Zeitreihen für die Nachfrage in Industrie, Gewerbe-Handel-Dienstleistung (GHD) und Haushalte benötigt. Eine höhere Detaillierung nach Branchen ist je nach Datenlage wünschenswert. Die zeitliche Auflösung sollte, in Anlehnung an die momentan geltenden Marktregeln, mindestens 15 Minuten betragen. Um die Stromnachfrage und die Dimensionierung der im Modell betrachteten Technologieoptionen korrekt vornehmen zu können, dürfen die durch Elektrofahrzeuge und elektrisches Heizen hervorgerufenen Strombedarfe nicht in den Nachfragezeitreihen inkludiert sein.
  Zusätzlich werden Einspeise-Profile der erneuerbaren Energieerzeugung (Wind, PV-Aufdach und Freifläche, Biomasse, Laufwasser) benötigt. Eine Regionalisierung, z. B. für Nord-, Ost-, Süd- und Westthüringen kann nach Datenlage integriert werden. Die zeitliche Auflösung soll auch hier mindestens 15 Minuten betragen.
  Ladeprofile für Elektrofahrzeuge im Individual-, sowie Güterverkehr und den Strom-Bedarf im Schienenverkehr werden zur Ermittlung eines szenarioabhängigen optimalen Technologiemix mit einer Abtastzeit von mind. 15 Minuten benötigt.
- Im Sektor Wärme/Kälte werden Zeitreihen für die Nachfrage in Industrie, Gewerbe-Handel-Dienstleistung (GHD) und Haushalte benötigt. Eine höhere Detaillierung nach Branchen ist je nach Datenlage wünschenswert. Die zeitliche Auflösung sollte mindestens stündlich sein.

Zusätzlich wird das Einspeise-Profile der erneuerbaren Wärmeerzeugung durch Solarthermie benötigt. Eine Regionalisierung, z. B. für Nord-, Ost-, Süd- und Westthüringen kann nach Datenlage integriert werden.

- Im **Sektor Gas** werden Zeitreihen für die Nachfrage in Industrie, Gewerbe-Handel-Dienstleistung (GHD) und Haushalte benötigt. Eine höhere Detaillierung nach Branchen ist je nach Datenlage wünschenswert. Die zeitliche Auflösung sollte mindestens stündlich sein. Um die Stromnachfrage und die Dimensionierung der im Modell betrachteten Technologieoptionen korrekt vornehmen zu können, dürfen die zur Wärmebereitstellung genutzten Gasbedarfe nicht in den Nachfragezeitreihen inkludiert sein.
- Im **Sektor Mobilität** werden Zeitreihen für die Nachfrage im Individualverkehr, Güter- sowie Schienenverkehr benötigt. Hierbei sollte eine tägliche Auflösung der Zeitreihen ausreichend sein.

Im Fundamentalmodell Thüringen zur Energiesystemplanung wird eine im Projektkonsortium abgestimmte Menge von Technologieoptionen betrachtet. Im Gegensatz zu vielen anderen Studien werden die Technologieoptionen nur durch ihre technischen Parameter: Wirkungsgrad und Lebensdauer, die wirtschaftlichen Parameter: CAPEX und OPEX, sowie das unter anderem durch gesellschaftliche Akzeptanz, politische Rahmenbedingungen, Raum- und Rohstoffbedarf bestimmte maximale Potential beschrieben. Der konkrete Technologiemix in den betrachteten Szenarien ist Ergebnis des Fundamentalmodells Thüringen zur Energiesystemplanung.

Folgende Technologieoptionen zur Strom- und Wärmeerzeugung werden berücksichtigt:

- GuD-Kraftwerke
- Gasturbinen
- BHKW
- Wind
- PV (Freifläche)
- PV (Aufdach)
- Biomassekraftwerke
- Laufwasser
- GuD in KWK
- Solarthermie
- Gas- und Öl-Heizungen

Weiterhin finden folgende Power-to-X-Technologien Berücksichtigung:

- Elektrodenheizkessel/Heizstab
- Luftwärmepumpen
- Erdwärmepumpen
- Kompressionskältemaschinen
- Sorptionskältemaschinen
- Elektrolyse (PtX-H2/PtX-LH2, Elektrolyseur: Alkali, PEM, SOEC)
- Methanisierung (PtX-Gas/PtX-LNG)
- Fischer-Tropsch-Synthese (PtX-Fuels)

Zur Energiespeicherung stehen folgende Optionen zur Verfügung:

- Pumpspeicher
- Druckluftspeicher
- Batteriespeicher
- Wärmespeicher

- H_2-Speicher
- Gasspeicher

Neben den beschriebenen Kostenfaktoren der Technologieoptionen, werden im Fundamentalmodell Thüringen weitere Kosten und Preise berücksichtigt.

Um den Energieaustausch zwischen Thüringen und den umgebenden Bundesländern über Märkte abbilden zu können, werden Preiszeitreihen für Strom (zeitliche Auflösung: mindestens 15 Minuten) mit dem korrespondierenden CO_2-Äquivalent und für Gas (zeitliche Auflösung: mindestens 1 Stunde) benötigt. Des Weiteren sollen Kostenbestandteile wie die CO_2-Preise mit zugehörigen Emissionsfaktoren berücksichtigt werden.

Die Ergebnisse der Berechnungen des Fundamentalmodells sind zum einen der **optimale Technologiemix**. Dies beinhaltet zu allen beschriebenen Technologieoptionen das benötigte Speichervolumen, die installierte Leistung für die festgelegten Untersuchungsszenarien und Untersuchungsjahre. Aus dem ermittelten Technologiemix leiten sich die Installationskosten der zugebauten Anlagen ab. Diese Größe ist ein Bestandteil der volkswirtschaftlichen Gesamtkosten des Energieversorgungssystems.

Ein weiteres Ergebnis sind die **Fahrpläne und die Auslastung der ermittelten Technologieoptionen** und die dadurch entstandenen Betriebskosten.

Mit den Ergebnissen der Berechnungen im Fundamentalmodell kann die Erzeugung und Energie-Umwandlung in und zwischen den verschiedenen Sektoren dargestellt werden.

Aus den ermittelten Kosten-Bestandteilen lassen sich die **volkswirtschaftlichen Gesamtkosten** des Energiesystems ermitteln. Wohlwissend das nicht alle real auftretenden Kostenbestandteile in diese Größe einfließen, kann sie zur monetären Bewertung der unterschiedlichen Untersuchungsszenarien, sowie der durch Systemdienstleistungen entstehenden Mehraufwendungen herangezogen werden.

Weiterhin beinhalten die Ergebnisse der Energiesystemplanung die **CO_2-Emissionen,** die im betrachteten zeitlichen Horizont und Untersuchungsszenario nach dem Verursacherprinzip auf dem Territorium Thüringens entstanden sind. Mit Hilfe dieser Größe kann die Erreichung der CO_2-Minderungsziele in den verschiedenen Untersuchungsszenarien evaluiert werden.

Weiterhin ergeben sich im Modell **importierte und exportierte Energiemengen** sowohl als Menge über den betrachteten Horizont als auch als zeitlicher Verlauf.

<u>Auswahl und qualitative Beschreibung der Untersuchungsszenarien</u>

Grundlage der Analyse sektorenübergreifender Energiesysteme ist die Festlegung zu betrachtender Transformationspfade des Energiesystems. Diese sollen unterschiedliche und möglichst realistische Entwicklungen der Technologien und Prozesse aber auch der Energie-Nachfrage in den verschiedenen Sektoren abbilden. Zur Ermittlung relevanter Szenarien aus der unendlich großen Menge möglicher Transformationspfade, wird im Allgemeinen auf Expertenwissen zurückgegriffen

Für die Erstellung der Szenarien wurde die Kreativitätstechnik des morphologischen Kastens verwendet. Dabei wurden die identifizierten Komponenten des cross-sektoralen Energiesystems mit drei Ausprägungen aufgestellt. Es hat sich herausgestellt, dass in jeder Gruppe ein innovatives und ein konservatives Szenario identifiziert wurde. Bei der Szenariengestaltung wurden dabei die folgenden Paradigmen des Projektes ZO.RRO berücksichtigt:

- Die Bereitstellung von Flexibilität mit starker sektoraler Kopplung,
- Die Sicherstellung einer CO_2-neutralen industriellen Produktion unter Berücksichtigung von Systemdienstleistungen,
- Die Garantie einer dauerhaften Versorgungssicherheit,

- Die Garantie eines stabilen Preisniveaus für Energie als Produktionsbestandteil,
- Die Garantie einer Partizipation an der energetischen Wertschöpfung für alle Beteiligten.

Es folgt eine Kurzzusammenfassung der qualitativen Beschreibung der beiden im Weiteren zu betrachtenden Untersuchungsszenarien.

Szenario A - Innovatives Szenario

- Hohes Engagement aller im Energiesystem Beteiligten, passende politische Rahmenbedingungen
- Speichertechnologien sind akzeptierte Technologieoptionen und können großen Betrag zur CO_2-Neutralität leisten
- PtX-Technologien mit hoher Akzeptanz; Nutzung im Neubau wie im Gebäudebestand
- Starker Ausbau der EE-Anlagen
- Geringe Akzeptanz konventioneller Kraftwerke
- Weitere Flexibilitätspotentiale werden erschlossen (bspw. durch variable Preise)
- Reduzierte Strom-, Gas-, und Wärmenachfrage
- Reduzierter Energiebedarf im Mobilitätssektor

Szenario B - Konservatives Szenario

- Geringe Akzeptanz gegenüber Veränderungen zugunsten des Klimaschutzes
- Mäßige Akzeptanz für Speichertechnologien; vor allem Pump- und Druckluftspeicher werden abgelehnt
- PtX-Technologien finden kaum Anwendung; kaum Nachrüstung von Bestandsbauten
- Mäßiger Ausbau der EE-Anlagen; Zubaupotenziale können nicht vollständig ausgeschöpft werden
- konventionelle Kraftwerke werden zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit akzeptiert
- Keine Anreize zur Schaffung zusätzlicher Flexibilität
- Konstante Strom-, Gas-, und Wärmenachfrage
- steigender Energiebedarf im Mobilitätssektor

2.1.2 Phase 2 – Quantitative Beschreibung der Untersuchungsszenarien

In diesem Abschnitt wird die quantitative Beschreibung der Untersuchungsszenarien dargelegt. Neben den beiden grundlegenden Szenarien A (innovativ) und B (konservativ) wird ein weiteres Benchmarkszenario beschrieben. Dieses Szenario wurde mit den Projektpartnern der FH Nordhausen aus dem Landesprojekt abgestimmt. Die Modelle wurden mit gleichen Annahmen parametriert und ein ausführlicher Vergleich der Ergebnisse durchgeführt.

In den folgenden Abschnitten wird für jedes der betrachteten Untersuchungsszenarien eine Übersicht zu den Technologieoptionen und deren Parametern gegeben. In allen Szenarien wurden Profile aus Tabelle 2.1 genutzt.

Tabelle 2.1: Für die Untersuchungsszenarien verwendete Profile

Profil	Zeitliche Auflösung	Quelle
H0	15 Minuten	[2]
G0	15 Minuten	[2]
G3	15 Minuten	[2]

HA4	1 Stunde	[3]
T24	1 Stunde	[3]
Prozessgas	1 Stunde	[4]
Aufdach C3 (Nordhausen)	15 Minuten	[5]
Freifeld C3 (Nordausen)	15 Minuten	[5]
Wind C3 (Nordhausen)	15 Minuten	[5]
Wasserkraft	15 Minuten	[5]
Solarthermie	1 Stunde	[5]
Elektromobilität_PKW	15 Minuten	[6]
Grundlast	15 Minuten	-

Die Profilzuordnung und Jahresverbräuche unterscheiden sich nach den Untersuchungsszenarien und werden in den folgenden Abschnitten beschrieben. Zusätzlich erfolgt eine Übersicht zu angenommenen Demand Side Management Potentialen.

Szenario A – innovatives Szenario

1. Technologieoptionen und Technologieparameter

Für einige Technologien wurde eine feste Einspeise- bzw. Verbrauchszeitreihe vorgegeben. Hier wird keine Dimensionierung der Technologie vorgenommen und auch die Einsatzplanung ist fest vorgegeben. In diesem Szenario betrifft das die Technologien:

- Heizstab zur lokalen Wärmeerzeugung
- Luftwärmepumpe zur lokalen Wärmeerzeugung
- Erdwärmepumpe zur lokalen Wärmeerzeugung
- Gas- und Ölkessel zur lokalen Wärmeerzeugung
- Feststoffbrennkessel zur lokalen Wärmeerzeugung
- Kompressions- und Sorptionskältemaschinen

Weiterhin gibt es Technologien, deren Einsatz durch ein festes Einspeiseprofil abgebildet wird, die installierte Leistung aber im Rahmen der Energieeinsatzplanung festgelegt werden kann. Dies betrifft in diesem Szenario:

- PV-Anlagen (Aufdach und Freifläche)
- Windkraftanlagen
- Solarthermie
- Laufwasser

Bei allen anderen Technologieoptionen wurde im Planungsprozess sowohl eine Technologiedimensionierung als auch eine flexible Einsatzplanung vorgenommen.

Für die Technologieoptionen wurden auf Rechercheergebnissen beruhende ökonomische und technische Parameter angenommen. Diese sind in Tabelle A.1 (Anhang) dargestellt.

Für alle Technologieoptionen wurde ein kalkulatorischer Zinssatz von 10,5% [1] angenommen.

2. Profile und Zeitreihen

Für die Abbildung

a) der **Energienachfrage** in den verschiedenen Sektoren
b) des **Technologieeinsatzes** mit fester Einspeise-/Verbrauchszeitreihe und
c) der **Einspeisecharakteristik** von Technologien mit festem Einspeiseprofil

im Energiesystemplanungsmodell Thüringen werden verschiedene Profile genutzt. Die **Preise und die CO_2-Äquivalente** beim Im- und Export der Energieträger werden über Zeitreihen abgebildet.

Für das innovative Szenario wurden die Profile aus Tabelle 2.1 genutzt.

Da alle Szenarien mit einer 15-minütigen Abtastzeit berechnet werden, wurden die Profile mit einer zeitlichen Auflösung von 1 Stunde linear auf Profile mit 15 Minuten Abtastzeit interpoliert.

In Tabelle A.2 (Anhang) wird die Verwendung der Profile je Sektor beschrieben. Zusätzlich werden für die Profile der Energienachfrage und des Technologieeinsatzes die sich aus den Nutzenergienachfragen $E_{2030}^{use}[PJ]$, $E_{2040}^{use}[PJ]$ und $E_{2050}^{use}[PJ]$ und den Endenergie-Jahresnutzungsgraden (EER) des Szenario A (innovativ) aus [7] ergebenden Endenergienachfragen $E_{2030}^{use}[MWh]$, $E_{2040}^{use}[MWh]$ und $E_{2050}^{use}[MWh]$ in den Spalten „Jahresverbrauch 2030/2040/2050 in [MWh]“ angegeben. Diese berechnen sich nach der Formel (1)

$$E_{20xx}^{end}[MWh] = \frac{E_{20xx}^{use}[PJ] * 277778\left[\frac{MWh}{PJ}\right]}{EER} \tag{1}$$

3. Demand-Side-Management (DSM)-Potentiale

Im Unterschied zum Benchmark und zum konservativen Szenario wurde im innovativen Szenario auch die Berücksichtigung von DSM-Potentialen vorgenommen.

Folgende Bereiche wurden dabei in die Betrachtungen einbezogen:

- Stromverbrauch in Industrieunternehmen
- Flexibilisierung der Ladung von Elektrofahrzeugen

In den folgenden Abschnitten wird die Abbildung der DSM-Potentiale detaillierter beschrieben.

Stromverbrauch in Industrieunternehmen

Für die Abbildung der in der Industrie nutzbaren Potentiale wurde eine Hochrechnung der in Thüringen verschiebbaren Energie pro Tag vorgenommen. Die Abschätzung beruht auf einer detaillierten Analyse der Verschiebepotentiale verschiedener Industriebranchen und einer Hochrechnung auf die in Thüringen verorteten Branchen [8–10]. Im Ergebnis wurde ein

- Potential an positiv verschiebbarer Leistung (Abschaltung) von **96,21MWh** pro Tag und
- Potential an negativ verschiebbarer Leistung (Zuschaltung) von **42,18MWh** pro Tag

ermittelt.

Weiterhin wurden die grundlegenden Annahmen getroffen, dass sich ab- und zugeschaltete Energie übers Jahr ausgleichen.

Für die untersuchten Stützjahre wird davon ausgegangen, dass die in Tabelle 2.2 dargestellten Anteile der DSM-Potentiale in der Industrie nutzbar sind.

Tabelle 2.2: Annahmen zu nutzbaren DSM-Potentialen in der Industrie für die im innovativen Szenario

	Nutzbarer Anteil des Verschiebepotentials [%]	Abschaltpotential [MWh/d] Zuschaltpotential [MWh/d]
2030	30	28,9 / 12,7
2040	60	57,7 / 25,3

2050	100	96,21 / 42,18

Flexibilisierung der Ladung von Elektrofahrzeugen

Für die Elektromobilität wurde die verschiebbare Leistung auf einen prozentualen Anteil der prognostizierten unbeeinflussten Ladeleistung begrenzt. Außerdem gilt die Grundannahme, dass die über einen Tag benötigte Energie im Bereich der Elektromobilität auch innerhalb eines Tages zur Verfügung gestellt werden muss. Die Annahmen zum Anteil der verschiebbaren Ladeleistung sind in Tabelle 2.3 dargestellt.

Tabelle 2.3: Annahmen zu nutzbaren DSM-Potentialen der Elektromobilität für die Stützjahre im innovativen Szenario

	Nutzbarer Anteil des Verschiebepotentials [%]
2030	5
2040	15
2050	25

<u>Szenario B – konservatives Szenario</u>

1) Technologieoptionen und Technologieparameter

Für einige Technologien wurde eine feste Einspeise- bzw. Verbrauchszeitreihe vorgegeben. Hier wird keine Dimensionierung der Technologie vorgenommen und auch die Einsatzplanung ist fest vorgegeben. In diesem Szenario betrifft das zusätzlich zu den Technologien aus dem innovativen Szenario die Laufwasserkraftwerke.

Pumpspeicher wurden mit fester installierter Leistung, aber flexibel durch das Modell zu berechnender Einsatzplanung charakterisiert.

Wie im innovativen Szenario gibt es Technologien, deren Einsatz durch ein festes Einspeiseprofil abgebildet werden, die installierte Leistung aber im Rahmen der Energieeinsatzplanung festgelegt werden kann. Dies betrifft im konservativen Szenario:

- PV-Anlagen (Aufdach und Freifläche)
- Windkraftanlagen
- Solarthermie

Bei allen anderen Technologieoptionen wurde im Planungsprozess sowohl eine Technologiedimensionierung, als auch eine flexible Einsatzplanung vorgenommen.

Für die Technologieoptionen wurden auf Rechercheergebnissen beruhende ökonomische und technische Parameter angenommen. Diese sind in Tabelle A.1 (Anhang) dargestellt.

Für alle Technologieoptionen wurde ein kalkulatorischer Zinssatz von 10,5% [1] angenommen.

Für CO_2-Preise und Emissionsfaktoren gelten die in Tabelle 2.4 dargestellten Werte.

Tabelle 2.4: CO_2-Preise und Emissionsfaktoren im konservativen Szenario

Jahr	CO_2-Preis [€/t_{CO2}]
2030	79
2040	111
2050	121.75

Energieträger	Emissionsfaktor [t_{CO2}/MWh]
Gas	0.2044
Öl	0.2847
Konventionelle Kraftstoffe	0.2705

2) Profile und Zeitreihen

Für die Abbildung

d) der **Energienachfrage** in den verschiedenen Sektoren
e) des **Technologieeinsatzes** mit fester Einspeise-/Verbrauchszeitreihe
f) der **Einspeisecharakteristik** von Technologien mit festen Einspeiseprofil

im Energiesystemplanungsmodell Thüringen werden verschiedene Profile genutzt. Die **Preise und die CO_2-Äquivalente** beim Im- und Export der Energieträger wird über Zeitreihen abgebildet.

Für das konservative Szenario wurden die Profile aus Tabelle 2.1 genutzt.

Da alle Szenarien mit einer 15-minütigen Abtastzeit berechnet werden, wurden die Profile mit einer zeitlichen Auflösung von 1 Stunde linear auf Profile mit 15 Minuten Abtastzeit interpoliert.

In Tabelle A.2 (Anhang) wird die Verwendung der Profile je Sektor beschrieben.

Benchmarkszenario

Die Annahmen im Benchmarkszenario entsprechen zu großen Teilen denen des konservativen Untersuchungsszenarios und werden an dieser Stelle deshalb nicht noch einmal gesondert aufgeführt.

In folgenden Punkten unterscheiden sich konservatives und Benchmarkszenario:

- Im Benchmarkszenario wurden die installierten Leistungen der Batterie- und Wärmespeicher mit fester installierter Leistung abgebildet
- SOEC-Elektrolyseure und Alkali-Elektrolyseure wurden nicht als Technologieoptionen beachtet.
- Methanisierung und die Fischer-Tropsch-Synthese wurden nicht als Technologieoptionen vorgesehen.
- Brennstoffzellen wurden nicht als Technologieoption beachtet.

2.1.3 Überblick zu den grundlegenden Untersuchungsszenarien

Die Energiesystemplanung, als Grundlage der Betriebsführungsoptimierung mit und ohne Beachtung der Systemdienstleistungen wurde jeweils

- für die Stützjahre 2030, 2040 und 2050
- im innovativen und im konservativen Fall
- CO_2- und kostenoptimal

durchgeführt. Dabei sind die Ergebnisse der Planung eines Stützjahres Ausgangspunkt für die Planung des Folgejahres. Für das Untersuchungsjahr 2050 und das innovative Szenario wurde eine Planung als „Strominsel“ durchgeführt. In diesen Szenarien wurde auf den Import von Strom komplett verzichtet.

Zusätzlich wurde eine Planung im Benchmarkszenario für das Jahr 2050 ohne als vorhanden angenommenen Technologiemix durchgeführt.

In Abb. 2.1 ist eine Übersicht der betrachteten Szenarien zur Energiesystemplanung dargestellt.

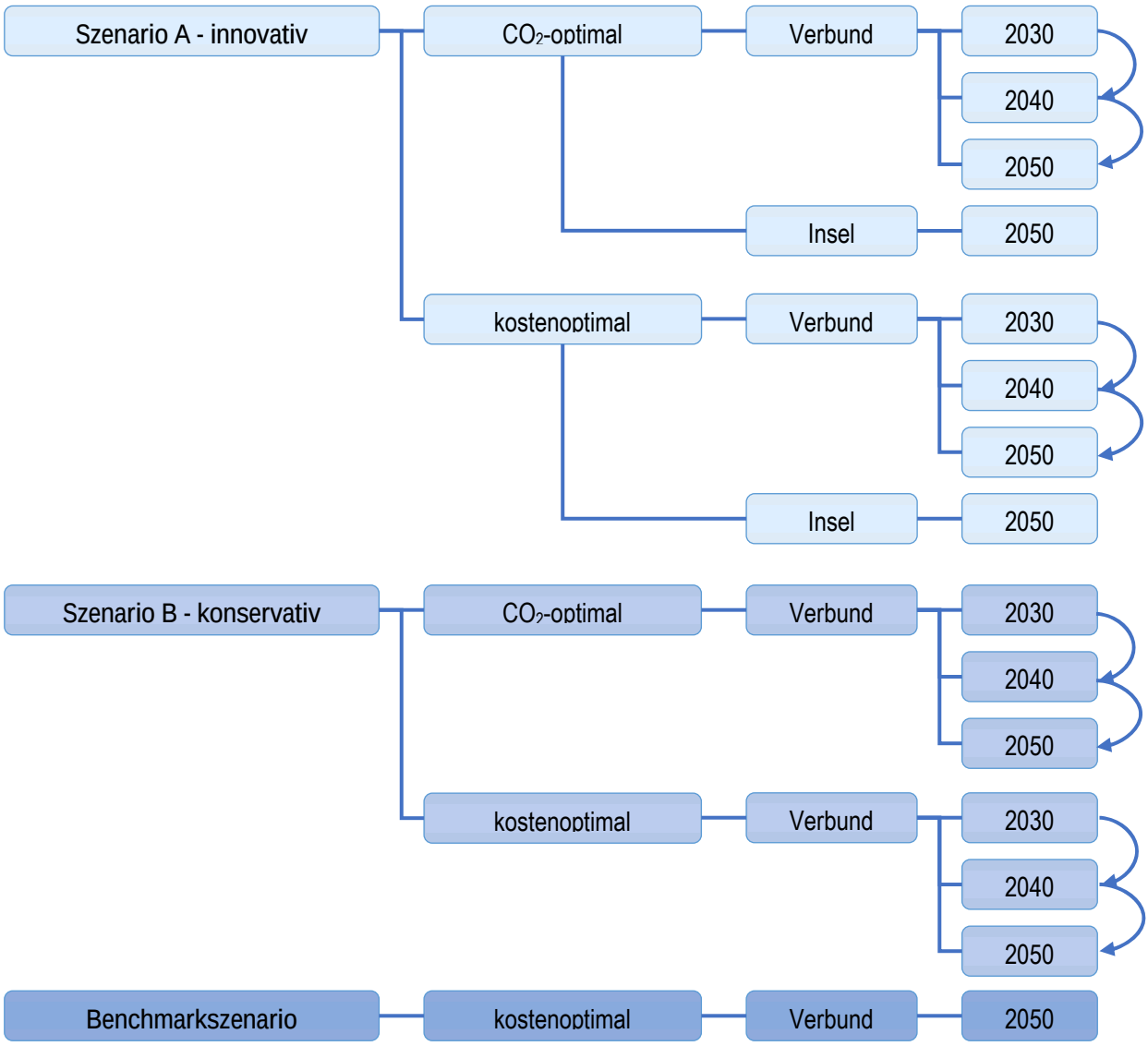


Abb. 2.1: Übersicht der ZO.RRO Untersuchungsszenarien zur Energiesystemplanung

2.2 Szenarien Systemdienstleistungen (TUL)

Für ausgewählte Szenarien wurde die Vorhaltung und Erbringung der Systemdienstleistungen mit betrachtet (vgl. Abb. 2.2 und Abb. 2.4). Sowohl für 2030 als auch für 2050 wurden durch Fehlerszenarien prognostizierte SDL-Bedarfe für die CO_2-optimale und kostenoptimale Betriebsführung unter innovativen (Szenario A) und konservativen Annahmen (Szenario B) innerhalb des europäischen Verbundsystems für die Modellregion Thüringen definiert. Zusätzlich wurde für die innovative CO_2-optimale Strominsel, d.h. ohne Import-Strom, für das Stützjahr 2050 die für einen stabilen sektorenübergreifenden Netzbetrieb notwendige installierte Leistung mit Fahrplänen bestimmt (vgl. Abb. 2.2).

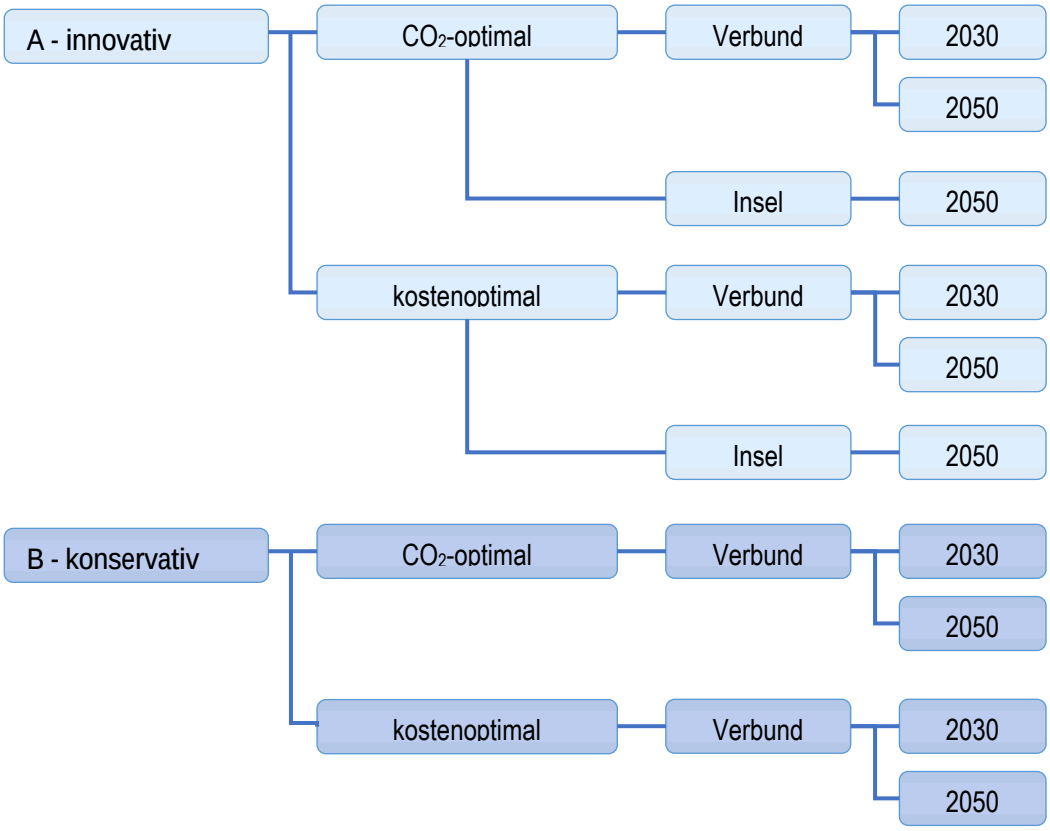


Abb. 2.2: Grundlegende Untersuchungsszenarien für SDL-Bereitstellung

Für jeden Energiesektor ist die Einhaltung unterschiedlicher Stabilitätskriterien für den stabilen Betrieb der Netzinfrastruktur notwendig. Für den Stromsektor sind das die sogenannten Systemdienstleistungen, die einen umfassenden Maßnahmenkatalog beinhalten, der zu den Kategorien der Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Betriebsführung und dem Netzwiederaufbau zusammengefasst werden kann [11]. Im Sinne der CO_2-Bewertung zeigt die Vorstudie [12] und [13], dass die Bereitstellung von Regelleistung den größten Anteil der CO_2-Emissionen ausmacht. Deshalb fokussieren sich die Szenarien für die Systemdienstleistungen auf die Vorhaltung und Erbringung von Regelleistung. Für sämtliche Szenarien müssen die Zustandsgrößen wie Frequenz (Strom), Spannung (Strom), Druck (Gas), Brennwert (Gas), Temperatur (Wärme) und Druck (Wärme) eingehalten werden, damit das berechnete Energiesystem (vgl. Kap. 2.1.1 und Kap. 2.3.2) stabil betreibbar ist.

Die Anforderungen zur Vorhaltung und Erbringung von Regelleistung werden in [14] beschrieben. Ausgehend von [15] werden für die Stützjahre 2030 und 2050 unterschiedliche Annahmen getroffen wie viel Vorhaltung und Abruf von Regelleistung erforderlich sein wird. Dabei wird ebenfalls zwischen den Fällen innovativ, konservativ und konstant unterschieden. Die Studienlage zeigt, dass von einer deutlichen Steigerung der notwendigen Regelleistung auszugehen ist (vgl. Tabelle 2.5 und Tabelle 2.6). Um die Sensitivität auf die CO_2-Emission untersuchen zu können, wird für ein Beispielszenario ein konstanter Bedarf definiert. Aus diesen Annahmen ergeben sich die in Tabelle 2.7 definierten Leistungen zur Vorhaltung in MW bzw. die zu berücksichtigenden abgerufenen Energiemengen in GWh. Für die Reserveleistung für den Netzwiederaufbau werden für die Modellregion Thüringen 400 MW angenommen.

Tabelle 2.5: Angenommene Steigerung des Bedarfs für Regelleistung nach [15] für das innovative Szenario A

Stützjahr	PRL±	SRL+	SRL-	MRL+	MRL-

2030	+5%	+40%	+10%	+90%	+90%
2050	+10%	+80%	+30%	+130%	+100%

Tabelle 2.6: Angenommene Steigerung des Bedarfs für Regelleistung nach [15] für das konservative Szenario B

Stützjahr	PRL±	SRL+	SRL-	MRL+	MRL-
2030	+5%	+20%	+5%	+50%	+30%
2050	+10%	+40%	+10%	+90%	+70%

Für die Primärregelleistung wird von einer identischen Erhöhung des prognostizierten Bedarfs für die innovativen und konservativen Annahmen ausgegangen. Der größte Zuwachs wird für die positive und negative Minutenreserve erwartet (vgl. Tabelle 2.5 und Tabelle 2.6). Auf Basis der öffentlich verfügbaren Daten von heute vorgehaltenen und abgerufenen Leistungen der 4 Übertragungsnetzbetreiber unter [16] werden die zukünftigen Bedarfe für 2030 und 2050 prognostiziert (siehe Tabelle 2.7).

Tabelle 2.7: Übersicht der vorgehaltenen Leistung in MW und abgerufenen Energiemenge in GWh

SDL-Bedarf	Annahme	Jahr	PRL+	PRL-	SRL+	SRL-	MRL+	MRL-
Vorhaltung in MW	Innovativ	2030	18	18	81,5	66,8	46,3	50,6
Vorhaltung in MW	Innovativ	2050	19,1	19,1	102,6	79	56,1	62,5
Abgerufene Energie in GWh	Innovativ	2030	6,7	7,1	47,5	52,4	11,3	9,9
Abgerufene Energie in GWh	Innovativ	2050	7,1	7,5	59,8	62	13,7	12,2
Vorhaltung in MW	Konservativ	2030	18	18	69,9	63,8	36,6	34,6
Vorhaltung in MW	Konservativ	2050	19,1	19,1	79,8	66,8	46,3	53,1
Abgerufene Energie in GWh	Konservativ	2030	6,7	7,1	40,7	50	8,9	6,8
Abgerufene Energie in GWh	Konservativ	2050	7,1	7,53	46,5	52,4	11,3	10,4

Grundsätzlich erfüllen die folgenden Technologien die zeitlichen Anforderungen, um Regelleistung vorzuhalten und zu erbringen, wobei das Potenzial für die verschiedenen Stützjahre unterschiedlich eingeschätzt wird [15]:

- Konventionelle Kraftwerke (GuD, GuD in KWK, Gasturbinen, BHKW, Biogas-BHKW)
- Stromspeicher (Pumpspeicher, Batteriespeicher, Druckluftspeicher)
- Flexible Lasten (Demand Side Management durch kleine und mittelständische Industrie)
- Power2Heat (großtechnische Erdwärmepumpen, Luftwärmepumpen, Heizstab)
- Power2Gas (Elektrolyseure, Brennstoffzellen)
- E-Mobilität (E-Fahrzeugflotten)

Das Potenzial für die konventionellen Technologien, den Stromspeichern und den Power2X-Technologien ergibt sich direkt aus der Optimierung (vgl. Kap. 2.3) bei Berechnung des Anlagenparks für die einzelnen Stützjahre. Für die flexiblen Lasten auf Industrieseite und das gesteuerte Laden/Entladen von E-Fahrzeugflotten wird ein Potenzial in Abhängigkeit der Ge-

samtlast definiert. Für die E-Mobilität wird angenommen, dass x% der aktuellen (unbeeinflussten) Ladeleistung verschoben werden kann. Da die Ladeleistung über den Tag variiert, ist das Verschiebepotenzial tageszeitabhängig und typabhängig. Die Gesamtladeleistung muss über den Tag erbracht werden, d.h. die Summe über die Lastabsenkung entspricht der Summe über die Lasterhöhung. Für 2030 werden 5% und für 2050 25% Verschiebepotenzial angenommen. Für das innovative Szenario für 2050 wird das maximale Potenzial also beispielsweise zu 217.616 MWh jeweils als positives und negatives Lastverschiebungspotenzial angenommen.

Für die Abbildung der in der Industrie nutzbaren Potentiale wurde eine Hochrechnung der in Thüringen verschiebbaren Energie pro Tag (siehe Kap. 2.1.2) vorgenommen. Bei der Abschätzung für verschiedene in Thüringen verortete Industriebranchen hat sich ein Verschiebepotenzial an negativ verschiebbarer Leistung (Zuschaltung) von 42,18 MWh pro Tag und an positiv verschiebbarer Leistung (Abschaltung) von 96,21 MWh pro Tag ergeben. Da die grundlegende Annahme getroffen wurde, dass sich ab- und zugeschaltete Energie über das Jahr ausgleichen müssen und abgeschaltete Leistung innerhalb von 24h nachgeholt werden muss, sind die Verschiebepotenziale für Zu- und Abschaltung identisch. Für 2030 sind 30% des Potenzials abrufbar, d.h. über das vollständige Jahr 4,62 GWh und für 2050 stehen 100% des Potenzials zur Verfügung - das entspricht 15,4 GWh.

Für jedes grundlegende Untersuchungsszenario aus Abb. 2.2 wurden Unterszenarien für die Bereitstellung der SDL berechnet. Für jedes Teilszenario stehen unterschiedliche Technologien für die SDL zur Verfügung. Dabei wurden zwei Basisszenarien definiert: das konventionelle Szenario A, bei dem die heute zur Verfügung stehenden Technologien zur Regelleistungserbringung eingesetzt werden und das erneuerbare Szenario B mit dem Fokus auf Sektorenkopplungstechnologien und bidirektionalem Laden von E-Fahrzeugen sowie flexiblen Lasten durch die Industrie.

Tabelle 2.8: Übersicht der Technologien zur Erbringung von SDL (Teilszenarien)

Beschreibung	Eingesetzte Technologien für SDL	Technologien, die nicht für SDL zur Verfügung stehen
Konventionelles Szenario A	-Konventionelle Kraftwerke -Stromspeicher	-Power2Heat -Power2Gas -Flexible Lasten -Elektromobilität
Erneuerbares Szenario B	-Power2Heat -Power2Gas -Stromspeicher -Flexible Lasten -Elektromobilität	-Konventionelle Kraftwerke

Um den Einfluss der flexiblen Lasten, der konventionellen Kraftwerke, der Power2X-Technologien und auch den Einfluss der Speicher untersuchen zu können, ist es notwendig ausgehend vom konventionellen bzw. erneuerbaren Szenario einzelne Technologien dazu zu nehmen oder auch herauszunehmen. Dadurch ergibt sich für die Szenarien 1A-7A und 1B-6B jeweils ein unterschiedlicher Technologiemix, der für die SDL Erbringung zur Verfügung steht (siehe Abb. 2.3).

Beispielsweise anhand von Szenario 1A soll der Einfluss der flexiblen Lasten untersucht werden. Dazu können auf Basis des Szenarios A neben den konventionellen Kraftwerken und den Stromspeichern auch die flexiblen Lasten zur SDL-Erbringung eingesetzt werden. Umgekehrt

können in Szenario 2A nur die konventionellen Kraftwerke Regelleistung vorhalten und abrufen, so dass die Sensitivität auf die CO_2-Emissionen der fossil betriebenen Kraftwerke direkt abgeleitet werden kann.

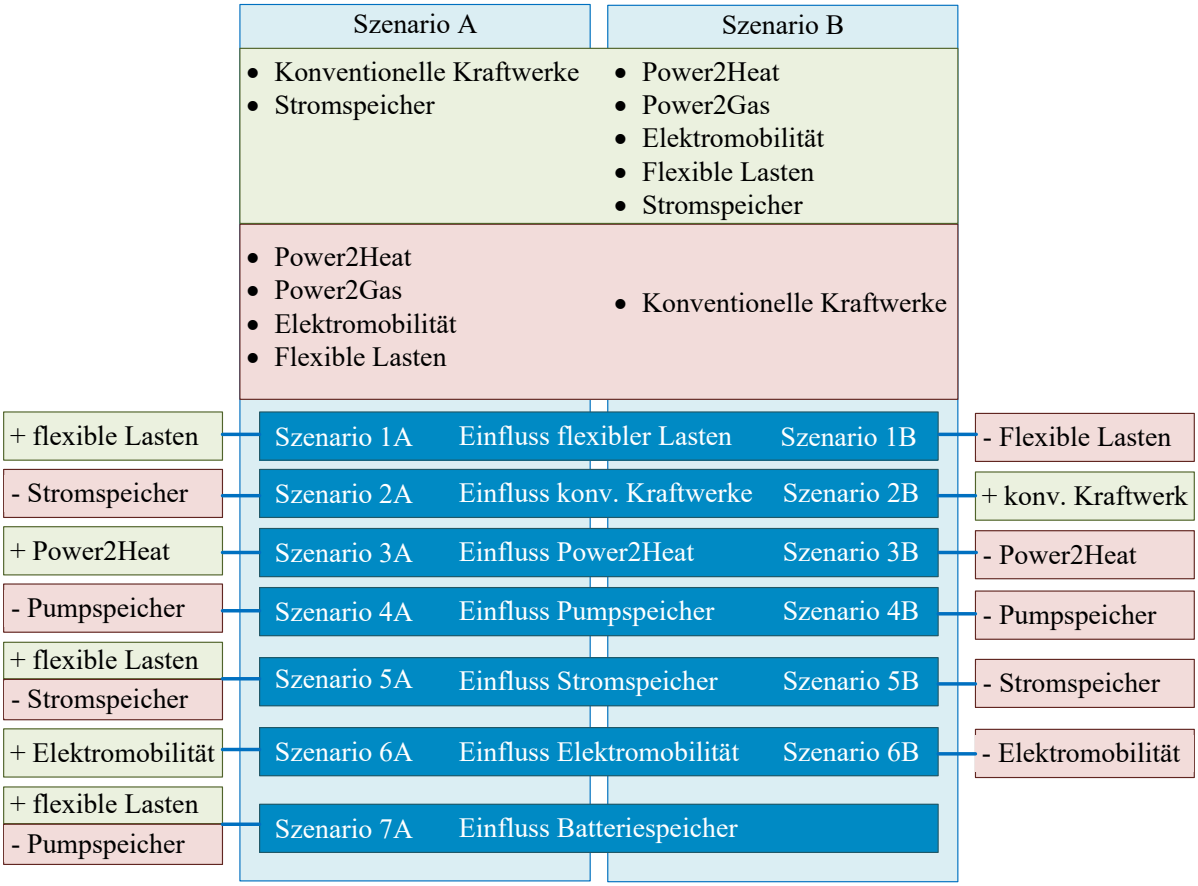


Abb. 2.3: Übersicht der SDL-Szenarien

Für jedes Szenario aus Abb. 2.2 werden alle Unterszenarien für die SDL-Erbringung (vgl. Abb. 2.3) berechnet. Das ergibt insgesamt weit über 150 Szenarien, weshalb der Schwerpunkt in diesem Bericht auf die Auswertung des Einflusses der Lastflexibilisierung gelegt wird (siehe Kap. 2.4).

2.3 Struktur Gesamtmodell (TUIL, AST)

Um die Planung eines CO_2- und kostenoptimalen Energiesystems mit Berücksichtigung von SDL umsetzen zu können, ist es notwendig ein Simulationstool zu entwickeln, das allen Anforderungen aus Abschnitt 2.1 genügt. Dazu wurde das in Abb. 2.4 strukturell dargestellte Gesamtmodell aufgebaut. Modell 1 bildet in einem zweistufigen Verfahren die Energiesystemplanung ab. Dazu wird in einem ersten Schritt durch ein multi-kriterielles Energiesystemmodell der optimale Technologiemix bzgl. minimalen CO_2-Emissionen und minimalen Kosten für das Einknotenmodell (keine Abbildung von Netzinfrastruktur) bestimmt. Die installierten Leistungen der verschiedenen Technologien bilden wiederum die Eingangsgröße für Modell 2. Zusätzlich erfolgt auf Basis des berechneten Technologiemix die Fahrplanberechnung über ein Stützjahr in viertelstündlicher Auflösung. Die Zeitreihen der Lasten, Speicher und Erzeugungseinheiten sind ebenfalls Eingangsgrößen für das Modell 2. Dieses bildet die vereinfachten Netzinfrastrukturen der Sektoren Gas, Strom und Wärme ab und prüft jeweils die Einhaltung der Stabilitätskriterien. Auf Basis der dynamischen sektorengekoppelten Systemsimulation in se-

kündlicher Auflösung und angenommenen Fehlerszenarien wird der SDL-Bedarf definiert. Sobald die Einhaltung eines Kriteriums bzgl. der Stabilität trotz Durchführung von Maßnahmen nicht möglich ist, erfolgt eine Rückkopplung zwischen den Modellen. Der zusätzlich zu deckende Bedarf für die SDL-Erbringung wird als Eingangsgröße Modell 1 rückgeführt und für die erneute Planung der Technologien berücksichtigt.

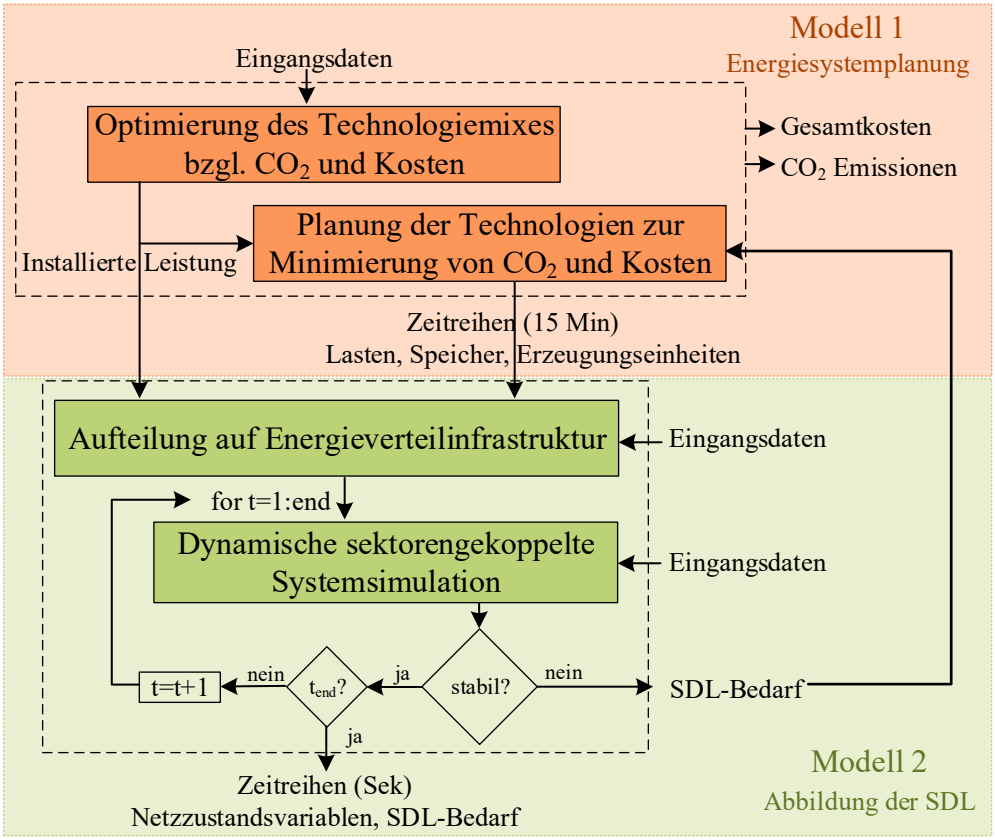


Abb. 2.4: Struktur des Gesamtmodells

Wenn das vollständige Stützjahr simuliert ist und für alle Zeitschritte ein stabiler sektorengekoppelter Netzbetrieb möglich ist, wird die finale Planung mit viertelstündlicher Auflösung der abgerufenen Technologien, verursachten CO_2-Emissionen und Energiebezugskosten ausgegeben. Zusätzlich können die Netzzustandsvariablen und SDL-Bedarfe zeitlich aufgelöst ausgegeben werden. Eine detailliertere Beschreibung der zwei gekoppelten Modelle erfolgt in den Abschnitten 2.3.1 und 2.3.2.

2.3.1 Modell 1 - Energiesystemplanung

In diesem Abschnitt beschreiben wir das multi-kriterielle Optimierungsmodell, welches in zwei Schritten

1.) zur Energiesystemplanung für die unter 2.1 beschriebenen Untersuchungsszenarien und der damit verbundenen Ermittlung der für die Szenarien optimalen Technologiemixe genutzt wurde und
2.) zur optimalen Einsatzplanung der in 1.) ermittelten Technologien und der in 2.2 beschriebenen Szenarien zu Systemdienstleistungsbedarfen dient.

Die Ergebnisse des im Folgenden beschriebenen Modells bilden die Grundlage zur

1.) Beschreibung der Transformationspfade des Thüringer Energiesystems mit dem Ziel der CO_2-Neutralität und

2.) Bewertung des Einflusses von Systemdienstleistungs-Vorhaltung und –Erbringung auf den Betrieb der Technologien und die dadurch in Thüringen verursachten CO_2-Emissionen.

Das multi-kriterielle Optimierungsmodell wurde mit dem Ressourcenplanungssystem des Energie- und Energiedatenmanagementsystems EMS-EDM Prophet® erstellt. Ziel des Modells ist die optimale Planung eines Energiesystems unter Beachtung der Sektoren Strom, Gas, Wärme/Kälte und Mobilität. Das Modell ermöglicht die CO_2- und kostenoptimale Technologiedimensionierung, als auch die optimale Einsatzplanung der flexiblen Betriebsmittel im Energiesystem mit dem Ziel der CO_2-Minimierung und/oder Kosten-Optimalität. Dazu wurde neben der Nachfrage der Sektoren, dem Im- und Export, auch die sektorenkoppelnden Erzeugungs-/Umwandlungstechnologien abgebildet. Die Strukturierung des Modells erfolgte mit Hilfe eines grafischen Topologieeditors. Dort können die verschiedenen Komponenten des Energiesystems verschaltet werden. Die mathematische Formulierung der Modellkomponenten erfolgt mit der algebraischen Modellierungssprache GAMS [17]. Zur Lösung des so erstellten gemischt ganzzahligen Optimierungsmodells wurde der Solver CPLEX [18] verwendet.

Das Modell wurde in drei Ebenen erstellt. Die oberste Ebene stellt die Schnittstelle der explizit modellierten Region Thüringen zum umliegenden Marktgebiet dar. Das Marktgebiet ist über Im- und Exporte abgebildet, siehe Abb. 2.5.

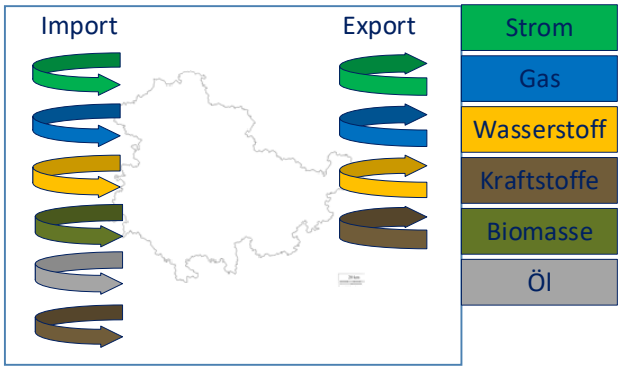


Abb. 2.5: Schematische Darstellung der Schnittstelle zum umliegenden Marktgebiet

Unter der Hauptebene des Optimierungsmodells liegt als Untermodell die Abbildung der Region Thüringen. In der Ebene sind 5 Untermodelle miteinander verknüpft. Diese repräsentieren die Technologiecluster

- Erneuerbare Energieerzeugung
- Power to X
- Power to Heat
- Kälteerzeugung
- Konventionelle Erzeugung

In jedem dieser Untermodelle sind die betrachteten Technologieoptionen hinterlegt. Weiterhin finden sich fünf Untermodelle, in denen die Nachfrage der betrachteten Sektoren hinterlegt ist. Es gibt je ein Untermodell für

- Die Stromnachfrage (exklusive Elektromobilität)
- Die stoffliche Nachfrage nach Gas, Wasserstoff, Öl und Biomasse
- Die Wärmenachfrage, sowohl Fernwärme als auch lokal erzeugte Wärme
- Die Kältenachfrage und
- Die Strom-, Gas-, Wasserstoff- und Kraftstoffnachfrage des Mobilitätssektors

Die Speichertechnologien wurden in der Region hinterlegt, da diese als Energiespeicher der in verschiedenen Technologieclustern generierten Energieformen dienen. Als Speicheroptionen wurden folgende Technologien vorgesehen:

- Pump-, Batterie- und Druckluftspeicher zur Speicherung elektrischen Stroms
- Gasspeicher
- Wasserstoffspeicher
- Kältespeicher
- Kleintechnische Wärmespeicher zur Speicherung lokal erzeugter Wärme
- Großtechnische Wärmespeicher zur Speicherung von Wärme im Fernwärmenetz

In einer weiteren Speicherkomponente kann die Speicherkapazität des Fernwärmenetzes hinterlegt werden. Die monetäre Bewertung der Speicheroptionen erfolgt über Installationskosten, fixe Betriebs- und Wartungskosten, sowie den kalkulatorischen Zins. Außerdem kann der Zubau über ein maximal zur Verfügung stehendes (technisches) Potential und eine jährliche Zubaurate beschränkt werden. Bereits vorhandene Speicherkapazitäten können über eine auf einer Zeitreihentabelle hinterlegten installierten Leistung eingebunden werden. Damit ist es möglich eine realistische zeitliche Entwicklung des Zubaus von Technologien abzubilden.

Die Verknüpfung der einzelnen Speicherkomponenten und der Untermodelle erfolgt über Bilanzen. Hier ist je eine Bilanzierung für

- Strom
- Gas
- Wasserstoff
- Kraftstoffe
- Öl
- Fernwärme
- Lokal erzeugte Wärme, sowie
- Kälte

vorgesehen.

Nach dieser strukturellen Beschreibung des Optimierungsmodells, soll im Folgenden die mathematische Formulierung der zugrundeliegenden Optimierungsproblemstellung dargelegt werden. Dazu erfolgt im Anschluss die Formulierung der Zielfunktion und der Nebenbedingungen des Optimierungsproblems und das Symbolverzeichnis.

Das Optimierungsproblem kann wie folgt formuliert werden:

$$\min_{E_{i,t}^{Imp},E_{i,t}^{Exp},P_j} \left\{ \sum_{t\in T,i\in I,j\in J} \begin{bmatrix} \omega_{cost} * \left(c_{i,t}^{Imp} E_{i,t}^{Imp} - c_{i,t}^{Exp} E_{i,t}^{Exp} + (A_j + O_j)P_j\right) \\ + \\ \omega_{CO_2} * \left(e_{i,t}^{Imp} E_{i,t}^{Imp} - e_{i,t}^{Exp} E_{i,t}^{Exp}\right) \end{bmatrix} \right\} \tag{2}$$

Unter den Nebenbedingungen

$$E_{i,t}^{Imp} \leq Max_i^{Imp} \qquad \boldsymbol{i \in I, j \in J, t \in T} \tag{3}$$

$$E_{i,t}^{Exp} \leq Max_i^{Exp} \qquad \boldsymbol{i \in I, j \in J, t \in T} \tag{4}$$

$$E_{i,t}^{Imp} + \sum_{i\in I} p_{i,j,t}^{out} = E_{i,t}^{Exp} + \sum_{i\in I} p_{i,j,t}^{in} + D_{i,t} \qquad \boldsymbol{i \in I, j \in J, t \in T} \tag{5}$$

$$0 \leq p_{i,j,t}^{in} \qquad \boldsymbol{i \in I \setminus \{'Strom'\}, j \in J_1 \subset J, t \in T} \tag{6}$$

$$0 \leq p_{i_1,j,t}^{in} - p_{j,t}^{SDL} \qquad \boldsymbol{i \in I, j \in J_1 \subset J, t \in T} \qquad (7)$$

$$\begin{cases} \mu_{(i_1,i_2),j}\, p_{i_1,j,t}^{in} = p_{i_2,j,t}^{out} \\ \mu_{(i_1,i_2),j}(p_{i_1,j,t}^{in} - p_{j,t}^{SDL}) = p_{i_2,j,t}^{out} \\ \mu_{(i_1,i_2),j}\, p_{i_1,j,t}^{in} = p_{i_2,j,t}^{out} + p_{j,t}^{SDL} \end{cases} \qquad \begin{array}{l} \boldsymbol{i_1, i_2 \in I \setminus \{'Strom'\}, j \in J_1 \subset J, t \in T} \\ \boldsymbol{i_1 = 'Strom', i_2 \in I \setminus \{'Strom'\}, j \in J_1 \subset J, t \in T} \\ \boldsymbol{i_2 = 'Strom', i_1 \in I \setminus \{'Strom'\}, j \in J_1 \subset J, t \in T} \end{array} \qquad (8)$$

$$0 \leq p_{i,j,t}^{out} \leq P_j \qquad \boldsymbol{i \in I \setminus \{'Strom'\}, j \in J_1 \subset J, t \in T} \qquad (9)$$

$$0 \leq p_{i,j,t}^{out} + p_{j,t}^{SDL} \leq P_j \qquad i \in I, j \in J_1 \subset J, t \in T \qquad (10)$$

$$P_j^{inst} - Z_j^{max} \leq P_j \leq \min\{P_j^{max}, P_j^{inst} + Z_j^{max}\} \qquad \boldsymbol{i \in I, j \in J_1 \subset J, t \in T} \qquad (11)$$

$$\begin{cases} 0 \leq p_{i,j,t}^{in} \leq b_{i,j,t}^{in} P_j^{max} \\ p_{i,j,t}^{in} \leq P_j \\ 0 \leq p_{i,j,t}^{in} - p_{j,t}^{SDL_{in}} \leq b_{i,j,t}^{in} P_j^{max} \\ p_{i,j,t}^{in} - p_{j,t}^{SDL_{in}} \leq P_j \end{cases} \qquad \begin{array}{l} \boldsymbol{i \in I \setminus \{'Strom'\}, j \in J_2 \subset J, t \in T} \\ \boldsymbol{i \in I \setminus \{'Strom'\}, j \in J_2 \subset J, t \in T} \\ i = 'Strom', j \in J_2 \subset J, t \in T \\ i = 'Strom', j \in J_2 \subset J, t \in T \end{array} \qquad (12)$$

$$\begin{cases} 0 \leq p_{i,j,t}^{out} \leq b_{i,j,t}^{out} P_j^{max} \\ p_{i,j,t}^{out} \leq P_j \\ 0 \leq p_{i,j,t}^{out} + p_{j,t}^{SDL_{out}} \leq b_{i,j,t}^{out} P_j^{max} \\ p_{i,j,t}^{out} + p_{j,t}^{SDL_{out}} \leq P_j \end{cases} \qquad \begin{array}{l} \boldsymbol{i \in I \setminus \{'Strom'\}, j \in J_2 \subset J, t \in T} \\ \boldsymbol{i \in I \setminus \{'Strom'\}, j \in J_2 \subset J, t \in T} \\ i = 'Strom', j \in J_2 \subset J, t \in T \\ i = 'Strom', j \in J_2 \subset J, t \in T \end{array} \qquad (13)$$

$$b_{i,j,t}^{in} + b_{i,j,t}^{out} \leq 0 \qquad \boldsymbol{i \in I, j \in J_2 \subset J, t \in T} \qquad (14)$$

$$p_{j,t}^{SDL} = p_{j,t}^{SDL_{in}} + p_{j,t}^{SDL_{out}} \qquad j \in J_3 \subset J_2 \subset J, t \in T \qquad (15)$$

$$p_{j,t}^{SDL_{in}} \leq b_{j,t}^{SDL} P_j^{max} \qquad j \in J_3 \subset J_2 \subset J, t \in T \qquad (16)$$

$$p_{j,t}^{SDL_{out}} \leq (1 - b_{j,t}^{SDL}) P_j^{max} \qquad j \in J_3 \subset J_2 \subset J, t \in T \qquad (17)$$

$$\sum_{j \in J} p_{j,t}^{SDL} = D_t^{SDL} \qquad t \in T \qquad (18)$$

$$l_{i,j,t} = L_{i,j}^{Start} \qquad i \in I, j \in J_3 \subset J_2 \subset J, t = 1 \qquad (19)$$

$$l_{i,j,t} \leq C_j = \frac{1}{C^{rate}} P_j \qquad i \in I, j \in J_3 \subset J_2 \subset J, t \in T \qquad (20)$$

$$\begin{cases} l_{i,j,t} = l_{i,j,t-1} + \frac{1}{4}(p_{i,j,t}^{in} - \mu_{i,i} p_{i,j,t}^{out}) \\ l_{i,j,t} = l_{i,j,t-1} + \frac{1}{4}\left[\left(p_{i,j,t}^{in} - p_{j,t}^{SDL_{in}}\right) - \mu_{(i,i),j}(p_{i,j,t}^{out} + p_{j,t}^{SDL_{out}})\right] \end{cases} \qquad i \in I \setminus \{'Strom'\}, j \in J_3 \subset J_2 \subset J, t \in T \qquad (21)$$

$i = \{'Strom'\}, j \in J_3 \subset J_2$
$\subset J, t \in T$

Wobei

I	…	Menge der abgebildeten Energieträger, I ={‘Strom’, ‘Gas’, ‘Wasserstoff’, ‘Kraftstoff’, ‘Biomasse’, ‘Öl’, ‘Fernwärme’,‘Nahwärme’, ’Kälte‘}
J	…	Menge der abgebildeten Technologieoptionen
J_1	…	$J_1 \subset J$ ist die Menge aller Technologieoptionen zur Umwandlung von einem Energieträger $i_1 \in I$ zu einem anderen Energieträger $i_2 \in I$
J_2	…	$J_2 \subset J$ ist die Menge aller Technologieoptionen zur Speicherung eines Energieträgers $i \in I$
J_3	…	$J_3 \subset J_2 \subset J$ ist die Menge aller Technologieoptionen zur Speicherung des Energieträgers $\{'Strom'\} \in I$
T	…	Geordnete Menge der Zeitindizes, $T = (1, \dots, n)$ mit n … Länge des Optimierungshorizontes
ω_{cost}	…	Wichtungsfaktor der Kostenkomponente der Zielfunktion
ω_{CO_2}	…	Wichtungsfaktor der CO_2-Komponente der Zielfunktion
$c_{i,t}^{Imp}$	…	Zeitvarianter Preis für den Import des Energieträgers $\mathrm{i} \in \mathrm{I}$ in $[€/\mathrm{MWh}]$
$c_{i,t}^{Exp}$	…	Zeitvarianter Preis für den Export des Energieträgers $\mathrm{i} \in \mathrm{I}$ in $[€/\mathrm{MWh}]$
$e_{i,t}^{Imp}$	…	Zeitvarianter CO_2-Emissionsfaktor für den Import des Energieträgers $\mathrm{i} \in \mathrm{I}$ in $[\mathrm{t_{CO2}/MWh}]$
$e_{i,t}^{Exp}$	…	Zeitvarianter CO_2-Emissionsfaktor für den Import des Energieträgers $\mathrm{i} \in \mathrm{I}$ in $[\mathrm{t_{CO2}/MWh}]$
$E_{i,t}^{Imp}$	…	Zeitabhängige Variable des importierten Energieträgers $\mathrm{i} \in \mathrm{I}$ in $[\mathrm{MW}]$
$E_{i,t}^{Exp}$	…	Zeitabhängige Variable des exportierten Energieträgers $\mathrm{i} \in \mathrm{I}$ in $[\mathrm{MW}]$
A_j	…	Annuität der Technologieoption $j \in J$ in $[Euro/MW_{inst}]$
O_j	…	Fixe Betriebs- und Wartungskosten der Technologieoption $j \in J$ in $[Euro/MW_{inst}]$
P_j	…	Installierte Leistung der Technologieoption $j \in J$ in MW_{inst}
Max_i^{Imp}	…	Maximale Importleistung des Energieträgers $i \in I$ in $[MW]$
Max_i^{Exp}	…	Maximale Exportleistung des Energieträgers $i \in I$ in $[MW]$
$D_{i,t}$	…	(feste) Nachfrage des Energieträgers $i \in I$ zum Zeitpunkt $t \in T$
D_t^{SDL}	…	(feste) Nachfrage nach SDL zum Zeitpunkt $t \in T$
$p_{i,j,t}^{in}$	…	Verbrauch des Energieträgers $i \in I$ der Technologieoption $j \in J$ zum Zeitpunkt $t \in T$

$p_{i,j,t}^{out}$	…	Erzeugung des Energieträgers $i \in I$ der Technologieoption $j \in J$ zum Zeitpunkt $t \in T$
$\mu_{(i_1,i_2),j}$	…	Wirkungsgrad der Technologieoption $j \in J$ beim Umwandlungsprozess von Energieträger $i_1 \in I$ zu Energieträger $i_2 \in I$ $[0..1]$
$p_{j,t}^{SDL}$	…	Anteil der elektrischen Erzeugung, bzw. des verbrauchten Stroms an der elektrischen Erzeugung, bzw. Last der Technologieoption $j \in J$ zum Zeitpunkt $t \in T$ zum Zwecke der Erfüllung elektrischer Systemdienstleistung $[MW]$
P_j^{max}	…	Potentialobergrenze der installierten Leistung einer Technologieoption $j \in J$ in $[MW]$
P_j^{inst}	…	Bereits installierte Leistung einer Technologieoption $j \in J$ vor der Technologieentscheidung durch das Energiesystemplanungsmodell $[MW]$
Z_j^{max}	…	Maximale jährliche Zubaurate der Technologieoption $j \in J$ in $[MW]$
$p_{j,t}^{SDL_{in}}$	…	Anteil des eingespeicherten Stroms der Technologieoption $j \in J_3$ zum Zeitpunkt $t \in T$ zum Zwecke der Erfüllung elektrischer Systemdienstleistung $[MW]$
$p_{j,t}^{SDL_{out}}$	…	Anteil des ausgespeicherten Stroms der Technologieoption $j \in J_3$ zum Zeitpunkt $t \in T$ zum Zwecke der Erfüllung elektrischer Systemdienstleistung $[MW]$
$l_{i,j,t}$	…	Speicherfüllstand der Technologieoption $j \in J_2$ zur Speicherung des Energieträgers $i \in I$ zum Zeitpunkt $t \in T$ in $[MWh]$
$L_{i,j}^{Start}$	…	Speicherfüllstand der Technologieoption $j \in J_2$ zur Speicherung des Energieträgers $i \in I$ zum Optimierungsbeginn $t = 1$ in $[MWh]$
C_j	…	Kapazität der Technologieoption $j \in J_2$
C^{rate}	…	C-Rate der Technologieoption $j \in J_2$. Sie beschreibt das Verhältnis zwischen installierter Leistung und Kapazität der Technologieoption $j \in J_2$

Die in der Zielfunktion (1) zur Bewertung der Technologieoption $j \in J$ genutzte Annuität A_j berechnet sich aus der Lebensdauer t_j^{live}, den Investkosten S_j^0 sowie dem kalkulatorischen Zinssatz z_j nach folgender Formel (22).

$$A_j = \frac{\left(1 + z_j\right)^{t_j^{live}} * z_j}{\left(1 + z_j\right)^{t_j^{live}} - 1} \cdot S_j^0 \tag{22}$$

2.3.2 Modell 2 – Sektorenübergreifende Netzbetriebsführung mit Systemdienstleistungen

Im Folgenden wird das Modell zur sektorenübergreifenden Netzbetriebsführung mit Systemdienstleistungen (vgl. Kap. 2.2) strukturell vorgestellt. Dazu wird insbesondere auf die Anforderungen an den stabilen Netzbetrieb, d.h. die zu erfüllenden Stabilitätskriterien eingegangen.

Die Ergebnisse des im Folgenden beschriebenen Modells bilden die Grundlage zur

1.) Bewertung der Stabilität der Strom-, Gas- und Wärmeinfrastruktur und

2.) zur Definition des Bedarfs an Systemdienstleistungen zur Einhaltung der Stabilitätskriterien, wodurch ein stabiler sektorengekoppelter Netzbetrieb ermöglich wird.

Das Modell wurde in Matlab/Simulink unter Nutzung der Toolbox Simscape aufgebaut [19]. Ziel des Modells ist die optimale Bereitstellung von Systemdienstleistungen, um eine sektorenübergreifende Netzbetriebsführung stabil gewährleisten zu können. Dazu ist eine sehr hohe zeitliche Auflösung erforderlich, da das Stromnetz einer hohen Dynamik unterliegt. Die große Herausforderung ist, dass die Zeitkonstanten in Wärme- und Gasnetz deutlich höher sind und sich damit in einem anderen Größenbereich befinden.

Abb. 2.6 zeigt die Struktur des Modells zur sektorenübergreifenden Netzbetriebsführung. Das Modell ermöglicht über einen entwickelten Regionalisierungsschlüssel die Aufteilung der Eingangsgrößen aus Modell 1 auf die Energieverteilinfrastruktur. Dabei wurde für die Modellregion Thüringen die Ebene der Stadtwerke gewählt, wobei das Modell beliebig auf andere Topologien angepasst werden kann. Für die Technologien, d.h. den in Modell 1 optimierten installierten Technologiemix, wird für jeden Anlagentyp pro Stadtwerk ein Schlüssel zugewiesen, um die regionale Verteilung zu ermöglichen [20–22]. Für die Zeitreihen für Lasten, Speicher und Erzeugungseinheiten wird der Regionalisierungsschlüssel auch im ersten Schritt der Simulation angewendet, so dass jede Zeitreihe auf die Anzahl an Stadtwerksknoten aufgeteilt wird. Anschließend stehen alle notwendigen Eingangsparameter und Zeitreihen für die dynamische Systemsimulation in sekündlicher Auflösung zur Verfügung. In jedem Simulationsschritt werden die Stabilitätskriterien geprüft. Durch die Vorgabe von Fehlerszenarien wird die Durchführung von Maßnahmen zur Einhaltung der Stabilitätskriterien erforderlich. Über eine CO_2-minimale Merit Order Liste wird vorgegeben welche Technologie jeweils zur Erbringung der Maßnahme vorrangig eingesetzt werden soll (siehe Abb. 2.6) [23]. Wenn ein stabiler Netzbetrieb unter Einhaltung der Kriterien innerhalb des Viertelstunden-Zeitfensters möglich ist, erfolgt die Berechnung des nächsten Simulationsschritts. Sobald eine Stabilitätsgrenze nicht eingehalten werden kann, erfolgt die Rückkopplung zum Modell der Energiesystemplanung unter Angabe des zusätzlichen SDL-Bedarfs. Für die Deckung des zusätzlichen SDL-Bedarfs gibt es unterschiedliche Möglichkeiten:

1.) Der Fahrplan einer oder mehrerer Technologien wird nur zum kritischen Zeitpunkt angepasst.
2.) Es ist eine Anpassung des Fahrplans einer oder mehrerer Technologien zu mehreren Zeitschritten innerhalb des Stützjahres notwendig.
3.) Es kann mit dem berechneten Technologiemix kein stabiler Betrieb erreicht werden, so dass eine neue Berechnung der installierten Leistungen und anschließend des Fahrplans notwendig ist.

Die Ergebnisse der Optimierung bilden erneut die Eingangsgrößen für die Stabilitätsbetrachtungen in Modell 2.

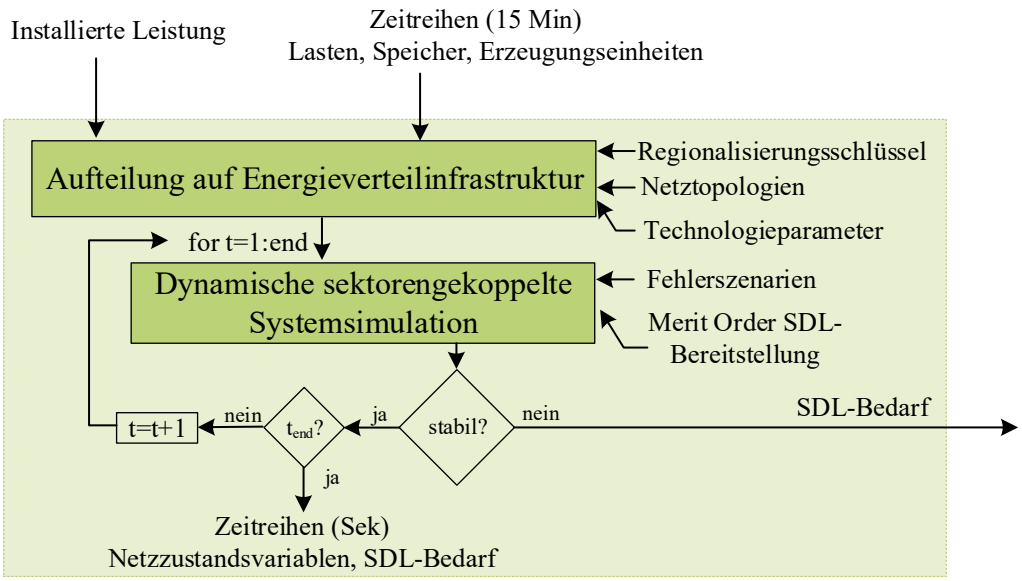


Abb. 2.6: Struktur des Modells zur sektorenübergreifenden Netzbetriebsführung

Die Simulation wird beendet, wenn ein komplettes Stützjahr erfolgreich berechnet werden konnte. Für die Szenarien, in denen trotz Einsetzen von Maßnahmen kein stabiler Netzbetrieb erreicht werden kann, ist es erforderlich die begrenzenden Annahmen für die Untersuchungsszenarien bzgl. der Definition von Zubauraten usw. anzupassen.

Im Folgenden wird für die verschiedenen Sektoren kurz zusammengefasst welche Stabilitätskriterien entscheidend für den stabilen Netzbetrieb sind.

Die Systemdienstleistungen im Stromnetz sind in vielen Publikationen und Studien ausführlich beschrieben. Da der Schwerpunkt hier aufgrund der hohen Sensitivität auf die CO_2-Emissionen auf der Vorhaltung und Bereitstellung von Regelleistung liegt, ist in Abb. 2.7 der Betriebsbereich der Netzfrequenz abgebildet [14].

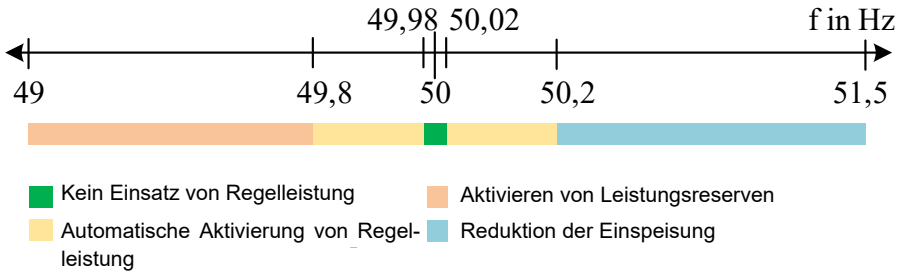


Abb. 2.7: Stabiler Betriebsbereich der Netzfrequenz, vgl. [14]

Die Leistungs-Frequenz-Regelung hat die Aufgabe bei einem Leistungsungleichgewicht zwischen Energieerzeugung und -verbrauch einzugreifen und damit einer Abweichung der Netzfrequenz entgegenzuwirken, vgl. (34), (35). Zu diesem Zweck kann Regelleistung aktiviert werden, die durch das dreistufige Modell in Primär- (FCR), Sekundär- (aFRR+, aFRR-) und Tertiärregelleistung (mFRR+, mFRR-) unterteilt wird. Die zeitlichen Anforderungen für die einzelnen Regelleistungsarten ist in [14] beschrieben.

$$\Delta P \rightarrow 0, \Delta P = P_{\mathrm{Erz}} - P_{\mathrm{Last}} \tag{23}$$

$$f_{\min} < f < f_{\max} \tag{24}$$

Die Stabilitätskriterien im Gasnetz beziehen sich auf die Anforderungen an den Druck (Einhaltung der Druckgrenzen) und den Brennwert bzw. Heizwert (Brennwertnachverfolgung bzw. Heizwertnachverfolgung). Grundsätzlich wird im Gasnetz davon ausgegangen, dass ein instabiler Betriebszustand nur zustande kommt, wenn durch eine Leckage große Erdgasmengen aus dem Netz austreten. Zur Abgrenzung der Begrifflichkeiten werden als Systemdienstleistungen im Gasnetz die Stabilitätskriterien identifiziert, die für einen zuverlässigen Betrieb notwendig sind und sich darauf beziehen, die Druckgrenzen (Druck *p*) und die Brennwertgrenzen (Brennwert *H*) für die Pipelines bzw. die Abnehmer einzuhalten.

$$\Delta p \rightarrow 0, \Delta H \rightarrow 0 \tag{25}$$

$$p_{\min} < p < p_{\max} \tag{26}$$

$$H_{\min} < H < H_{\max} \tag{27}$$

$$Anteil_{\mathrm{H2}} < 10\% \tag{28}$$

Das Erdgasnetz (EGN) ist ein dynamisches System mit sehr trägem Zeitverhalten, d.h. bei einem Ungleichgewicht zwischen eingespeister und ausgespeister Gasmenge, treten die Zustandsänderungen der Systemgrößen deutlich langsamer auf als im Stromnetz. Bei Einspeisung eines Gasvolumens erhöht sich der Systemdruck, während sich dieser durch Ausspeisung verringert, vgl. (40). Auf Basis der Kontinuitätsgleichung einer Rohrleitung mit konstantem Querschnitt, der idealen Gasgleichung und der Impulsgleichung ergibt sich in Abhängigkeit der Diffusionskonstante α eine lineare parabolische Differentialgleichung 2. Ordnung.

$$\frac{\partial p^2}{\partial t} = \alpha^2 \cdot \frac{\partial^2 p^2}{\partial^2 x^2} \tag{29}$$

Für das Thüringer Hochdrucknetz liegt der zulässige Druckbereich zwischen 64 und 84 bar. Überschreitet der Druck die zulässigen Grenzwerte, können Betriebsmittel durch Überlastung Schaden nehmen, während bei zu geringem Druck die vollständige Versorgung aller Verbraucher nicht mehr gewährleistet werden kann. Durch gezieltes Fahrplanmanagement und stündliche Verbrauchs- bzw. Entnahmeprognosen für den Folgetag kann ein Gleichgewicht weitgehend erreicht werden. Bei unvorhersehbaren Ereignissen, die zu Abweichungen von den Prognosen führen, ist der Einsatz von Regelenergie in Form von Gasvolumen notwendig, um die Versorgungssicherheit weiterhin gewährleisten zu können.

Zusätzlich werden je nach Verbraucher und der dahinterstehenden Anwendung unterschiedliche Anforderungen an den Brennwert gestellt. Für einige Industriezweige ist beispielsweise ein möglichst konstanter Brennwert von entscheidender Bedeutung, während für andere Abnehmer ein Mindestwert entscheidend ist. Aktuell ist eine Einspeisebegrenzung von mittels Elektrolyse hergestelltem Wasserstoff von 10 Vol.-% festgelegt, um einen definierten Brennwert nicht zu unterschreiten, vgl. (39). Eine Anpassung dieser Begrenzung auf höhere Werte rückt zurzeit mehr und mehr in den Fokus. Je höher der Anteil von Wasserstoff, d.h. Gas mit vergleichsweise niedrigem Brennwert (12,7 MJ/m³ anstatt 39,8 MJ/m³ bei reinem Methan) ist, umso wichtiger wird die Brennwertverfolgung. Ziel dabei ist, für möglichst viele Rohrleitungsabschnitte den zeitlichen und örtlichen Verlauf des Brennwerts zu bestimmen, um für jeden Abnehmer den vertraglich festgehaltenen Brennwert zu gewährleisten.

Angenommen an einem Netzknoten A wird mittels Elektrolyse der zulässige Grenzwert erreicht, kann an einem der Gasflussrichtung abwärts liegenden Netzknoten B nur so lange Wasserstoff eingespeist werden bis die physische Gasmenge von Knoten A, Knoten B erreicht

hat. Andernfalls kommt es zu einer Überlagerung beider Einspeisungen und zu einem unzulässigen Anstieg des Wasserstoffanteils.

Im Bereich von Fernwärmenetzen (FWN) oder Kältenetzen kann grundsätzlich zwischen der thermischen Stabilität (Kriterium Temperatur) und der hydraulischen Stabilität (Kriterium Druck) unterschieden werden, wobei sich die beiden Größen Temperatur und Druck auch gegenseitig beeinflussen. Da sich Betriebsweise, Zustandsgrößen und Stabilitätskriterien in Fernwärmenetzen und Kältenetzen prinzipiell nicht unterscheiden, sind nachfolgende Erläuterungen für beide Netzarten gültig, wenn nicht explizit auf spezifische Charakteristika von einem der beiden hingewiesen wird.

$$\Delta T \rightarrow 0, \Delta p \rightarrow 0 \tag{30}$$

$$T_{\min} < T < T_{\max} \tag{31}$$

$$p_{\min} < p < p_{\max} \tag{32}$$

Für einen zuverlässigen Betrieb des Fernwärmenetzes ist die Druckhaltung zwar ein wichtiges Kriterium, jedoch spielt diese in Bezug auf die formulierten Anforderungen an das Modell zur Abbildung der Systemdienstleistungen nur eine untergeordnete Rolle. Im Gegensatz zum Gasnetz werden in Fernwärmenetzen von den meisten thermischen Erzeugern und Verbrauchern keine Massen- oder Volumenströme dem Netz zu- oder aus dem Netz abgeführt, sondern Wärmeströme (thermische Leistungen) zwischen verschiedenen Wärmekreisläufen (bspw. über Wärmetauscher zwischen dem primären Wasserkreislauf des Fernwärmenetzes und dem sekundären Heizkreislauf des Hausanschlusses beim Verbraucher) ausgetauscht bzw. übertragen. Die Druckhaltung im Fernwärmnetz wird somit hauptsächlich durch Arbeitspunktveränderungen der installierten Pumpen und Ventilstellungen beeinflusst. Da diese prinzipiell keine Sektorenkopplungstechnologien darstellen und damit keinen Beitrag zur Abbildung von sektorenübergreifenden Systemdienstleistungen liefern können, wird die Druckhaltung im abstrahierten Modell von Fernwärme- und -kältenetzen vernachlässigt.

Als charakteristisches Stabilitätskriterium wird somit die Einhaltung der Temperaturgrenzen in Wärme- und Kältenetzen identifiziert und im Modell implementiert. Diesbezüglich stellt ein Fernwärmenetz ein dynamisches System mit einem im Vergleich zum Elektroenergieversorgungsnetz trägem Zeitverhalten dar. Demzufolge tritt bei einem Ungleichgewicht von ein- und ausgespeisten Wärmeströmen die Änderung der Zustandsgröße Temperatur in Abhängigkeit der Netzausdehnung bzw. des Netzvolumens vergleichsweise langsam auf. Bei Einspeisung eines Wärmestroms erhöht sich die Vorlauftemperatur sowie dadurch auch die Temperaturdifferenz zwischen Vorlauf und Rücklauf ΔT des Netzes. Im umgekehrten Fall, d.h. bei der Abgabe eines Wärmestroms aus dem Netz, verringert sich diese Temperaturdifferenz. Das dynamische Verhalten der Temperatur in Wärme- und Kältenetzen wird mit (33) beschrieben, wobei der Massenstrom (dm/dt) bzw. der Volumenstrom (dV/dt) im Netz, die Dichte und spezifische Wärmekapizität des Wassers sowie die Summe aller zu- und abgeführten Wärmeströme (dQ/dt entspricht auch thermischer Leistung P_{th}) ausschlaggebende Größen darstellen.

$$\frac{d\Delta T}{dt} = \frac{1}{\frac{dm}{dt} \cdot c_{pH_2O}} \cdot \sum_{i=1}^{n} \frac{dQ_i}{dt} = \frac{1}{\frac{dV}{dt} \cdot \rho_{H_2O} \cdot c_{pH_2O}} \cdot \sum_{i=1}^{n} \frac{dQ_i}{dt} \tag{33}$$

Fernwärmenetze (FWN) mit flüssigem Wasser als Wärmeträgermedium werden meist mit Vorlauftemperaturen im Bereich von T_{VL}=65…130°C und Rücklauftemperaturen im Bereich von T_{RL}=50…65°C betrieben. Somit ergeben sich Temperaturspreizungen im Bereich von

ΔT=15…80°C in Fernwärmnetzen. In Kältenetzen treten dagegen Vorlauftemperaturen von 4 bis 7°C und Rücklauftemperaturen von ca. 12 bis 15°C auf. Überschreitet die Temperatur den zulässigen Bereich, kann es zu Schäden an den Betriebsmitteln kommen, während bei einer Unterschreitung unter anderem die Versorgung aller Verbraucher aufgrund eines zu geringen Temperaturunterschiedes zwischen FWN und Sekundärkreis nicht mehr gewährleistet werden kann.

Es werden voneinander getrennte und lokal begrenzte Fernwärme- und Kältenetze betrachtet, da eine überregionale zusammenhängende Netzstruktur im Bereich der Fernwärme nicht existiert. Für jedes Netz werden neben den zu- und abgeführten Wärmeströmen durch Wärmeerzeuger, -verbraucher und -speicher ebenfalls die spezifische Netztopologie sowie die Umgebungsbedingungen berücksichtigt.

Eine Erweiterung der Stabilitätskriterien erfolgt bei einer sektorübergreifenden Bereitstellung der Systemdienstleistungen zwischen den Sektoren Strom, Gas, Mobilität und Wärme/Kälte. Da die Dynamik des Stromnetzes und damit die Anforderungen an die Aufrechterhaltung der Stabilität wesentlich höher sind, werden das Gasnetz und die Wärme-/Kältenetze in erster Linie zur Bereitstellung weiterer Flexibilitätsoptionen für das Stromnetz genutzt. Wichtig ist, dass die Grenzen aller Zustandsgrößen jederzeit berücksichtigt werden.

2.4 Simulationsergebnisse (TUIL, AST)

Die Ergebnisse der Simulationen werden in den folgenden Teilkapiteln kurz vorgestellt. Dabei liegt der Schwerpunkt auf den wichtigsten Kernaussagen, die mit dem aufgebauten Simulationssystem generiert werden können. Dafür werden zunächst die grundlegenden optimalen Technologiemixe für die in Kap. 2.1 und Kap. 2.2 beschriebenen Untersuchungsszenarien dargestellt. Anschließend wird die reine Energiebereitstellung um die Rückkopplung des SDL-Bedarfs erweitert und ein CO_2-Zielkorridor für ein stabil betreibbares Energiesystem bis 2050 abgeleitet (siehe Abschnitt 2.4.2).

2.4.1 Erforderlicher Technologiemix

Wie in den Kapiteln 2.1 und 2.3 beschrieben, wird im ersten Schritt der optimale Technologiemix berechnet. Dabei wird zwischen den innovativen und konservativen Annahmen sowie der CO_2- und kostenminimalen Optimierung unterschieden. Die Abb. 2.8 zeigt, dass ausgehend von den heute etwa 6 GW in Thüringen installierter Leistung ein Anlagenausbau notwendig ist [24]. Grundsätzlich ist für die innovativen Annahmen und die CO_2-optimale Betriebsführung ein stärkerer Ausbau erforderlich. Der geringste Zubau ist im konservativen Szenario mit kostenoptimaler Betriebsführung auf 7,8 GW und der stärkste Ausbau für das innovative Szenario mit CO_2-optimaler Betriebsführung auf knapp 16 GW umzusetzen.

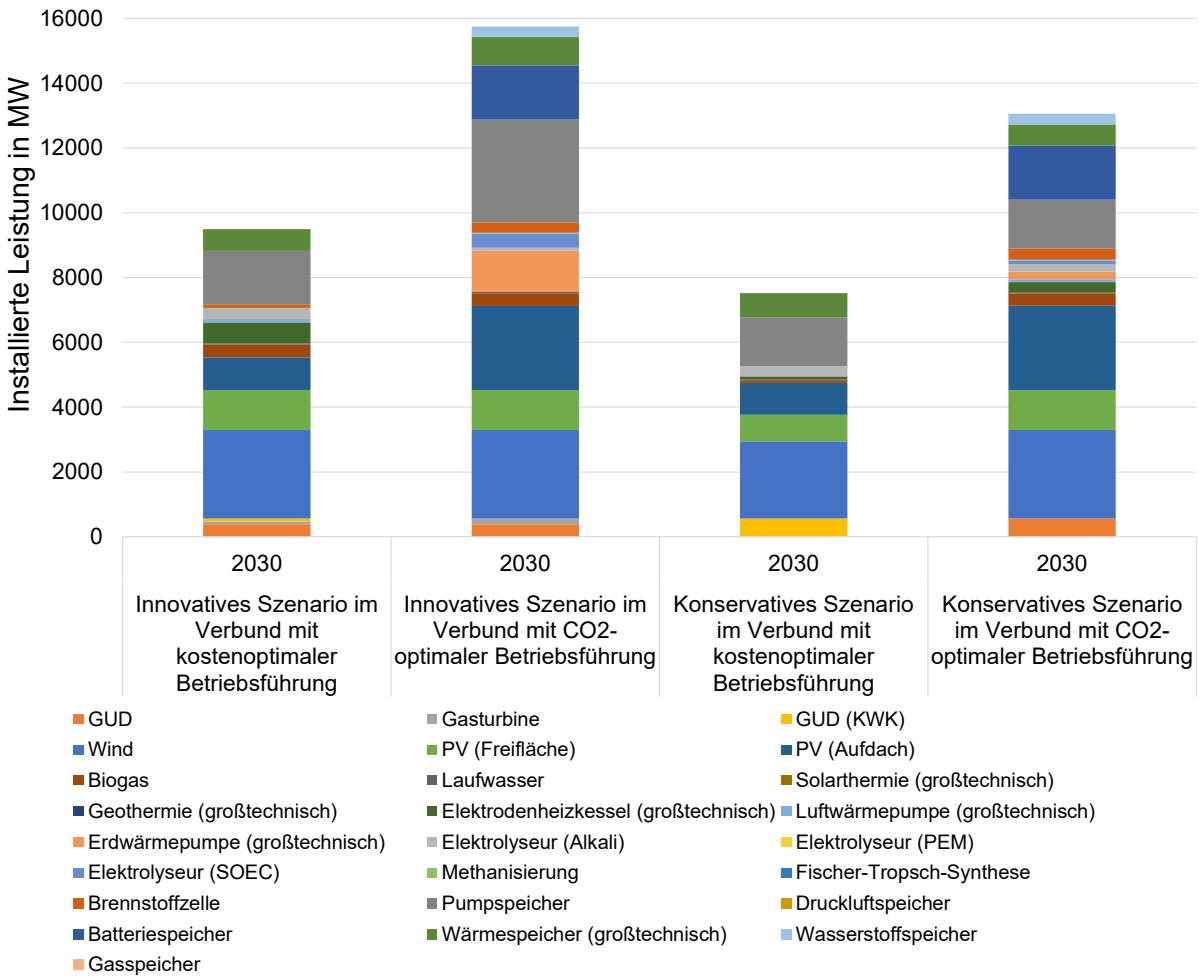


Abb. 2.8: Optimaler Technologiemix für die unterschiedlichen Betriebsführungsszenarien für das Stützjahr 2030

Auffallend ist, dass Wasserstoffspeicher nur in CO_2-optimalen Szenarien zugebaut werden und der Brennstoffzelle in den Szenarien dreimal so viel Leistung zugeschrieben wird. Zusätzlich werden im CO_2-optimalen Fall 1,6 GW mehr Batteriespeicher zugebaut, da für den kostenoptimalen Fall andere Optionen als günstiger gesehen werden. Der Windkraftanlagen-Ausbau wird für die verschiedenen Annahmen als nahezu identisch berechnet, aber die notwendige PV-Leistung ist im CO_2-optimalen Fall doppelt so hoch. Grundsätzlich wird für 2030 im kostenoptimalen Fall noch deutlich mehr auf erdgasgetriebene Technologien gesetzt.

Die gleichen Typen an Szenarien wurden für 2050 simuliert und die Ergebnisse sind in Abb. 2.9 dargestellt. Für alle Szenarien ist für 2050 ein Technologiemix mit einer installierten Leistung von größer 10 GW erforderlich. Das innovative Szenario mit CO_2-optimaler Betriebsführung erfordert an die 30 GW und stellt hohe Anforderungen an den Anlagenausbau, auffallend hoch ist in den innovativen Szenarien der berechnete Zubau von Pumpspeichern.

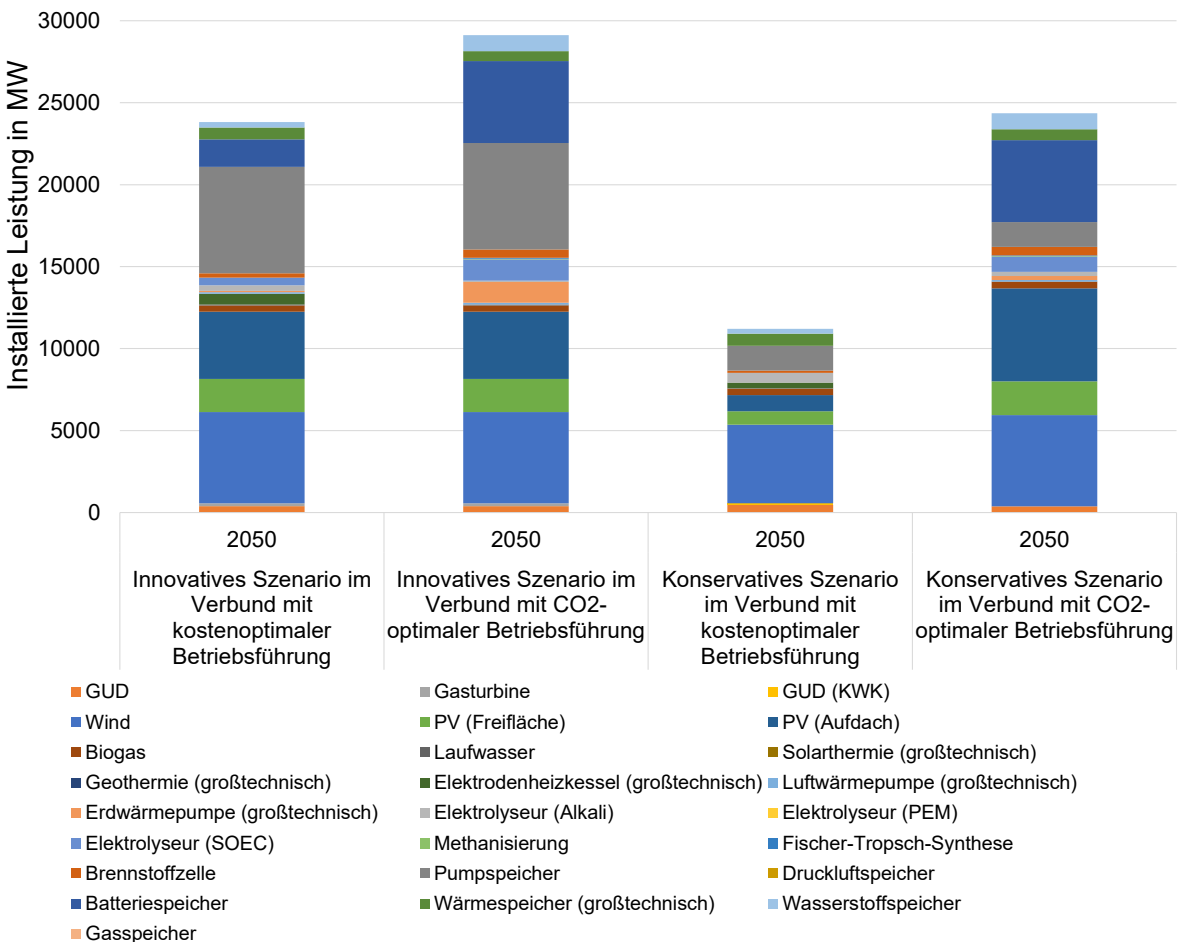


Abb. 2.9: Optimaler Technologiemix für die unterschiedlichen Betriebsführungsszenarien für das Stützjahr 2050

Für das CO_2-optimale Szenario werden sowohl dreimal so viel Wasserstoffspeicher und doppelt so viele Brennstoffzellen zugebaut als auch etwa fünfmal so viele Batteriespeicher mit 5 GW im Vergleich zum kostenoptimalen Fall. Als deutlich kostengünstiger werden Wärmespeicher eingestuft, wobei für das CO_2-optimale Szenario deutlich mehr Wärmepumpen und für das kostenoptimale Szenario deutlich mehr Elektrodenheizkessel empfohlen sind.

Um ableiten zu können, welche Auswirkungen eine Strominsel ohne Import von Strom aus dem umliegenden Netzgebiet auf den Anlagenpark haben kann, wird in Abb. 2.10 der optimale Technologiemix für die unterschiedlichen Betriebsführungsszenarien für das Stützjahr 2050 inklusive der notwendigen installierten Leistungen für eine kostenoptimal bzw. CO_2-optimal geplante Strominsel verglichen.

Die Ergebnisse zeigen, dass durch die unterschiedlichen Annahmen zwischen den Szenarien der Faktor 5 bezogen auf die installierte Leistung liegt. Im konservativen Verbundszenario mit kostenoptimaler Betriebsführung sind gut 10 GW ausreichend, während für die innovative Strominsel mit CO_2-minimaler Betriebsführung über 50 GW notwendig sind. Neben 1,3 GW an Gasspeichern und ca. 1 GW Wasserstoffspeichern ist für den Strominsel-Betrieb der maximal mögliche Ausbau (nach Potenzialatlas [7, 25]) von Windkraftanlagen und PV-Modulen notwendig. Elektrolyseure, Brennstoffzellen, aber auch aktuell noch als teuer eingeschätzte Technologien wie Fischer-Tropsch-Synthese und auch die Methanisierung gewinnen an großer Bedeutung. Im kostenoptimalen Strominsel-Fall ist zwar mit 25 GW nur etwa die Hälfte an installierter Leistung notwendig, allerdings spielen dabei die konventionellen Technologien eine sehr

große Rolle. Gasturbinen und GuD-Kraftwerke müssten zur Erreichung der Ziele sogar deutlich ausgebaut werden und führen zu sehr hohen CO_2-Emissionen.

Um die Typen der Technologien besser einordnen zu können, werden die Kategorien der Sektorenkopplungstechnologien, der Speicher, der Erneuerbaren Energien und der konventionellen Kraftwerke eingeführt. Abb. 2.10 vergleicht den Verbundbetrieb mit der Strominsel für

(a) den innovativen kostenoptimalen Fall und
(b) den innovativen CO_2-optimalen Fall.

Für (a) ergeben sich ähnliche Anforderungen an den Ausbau der erneuerbaren Energieanlagen und der Speicher (siehe Abb. 2.10). Ein deutlicher Unterschied wurde für die konventionelle Erzeugung und die Sektorenkopplungstechnologien berechnet. Für die Strominsel sind doppelt so viel erdgasbetriebene Kraftwerke und 2,5-mal so viele Sektorenkopplungstechnologien wie Wärmepumpen, Elektrolyseure, Brennstoffzellen usw. erforderlich.

Für den CO_2-optimalen Fall werden für die Strominsel keine konventionellen Technologien mehr eingesetzt. Für (b) ergibt sich ein konstantes Bild für die Speicher, um allerdings die Leistung aus den erdgasbetriebenen Technologien zu ersetzen, ist 2,5-mal so viel Leistung aus EE-Anlagen notwendig. Zusätzlich muss doppelt so viel Leistung an Sektorenkopplungstechnologien installiert werden.

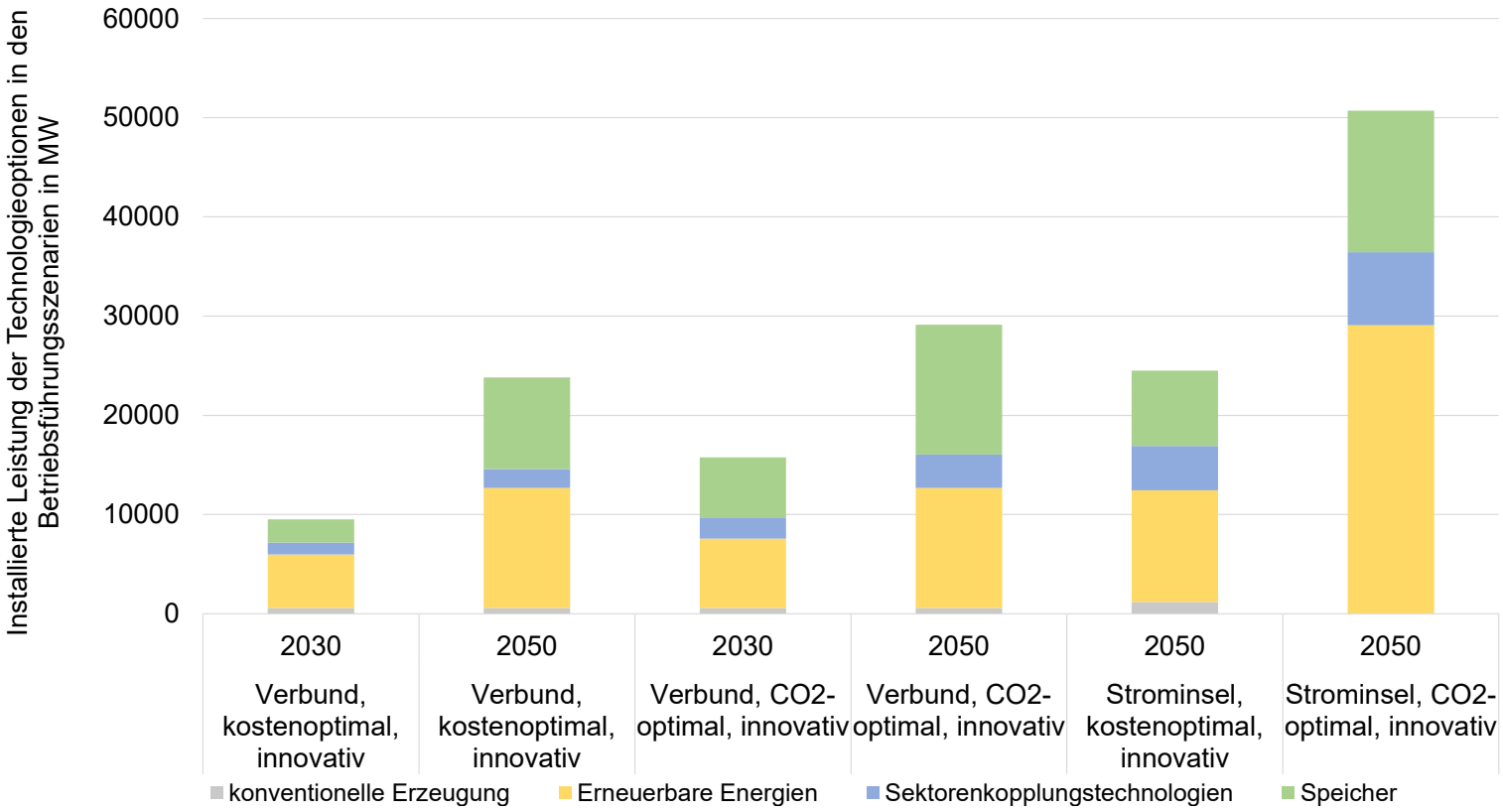


Abb. 2.10: Vergleich der installierten Leistungsgruppen für die unterschiedlichen innovativen Betriebsführungsszenarien für das Stützjahr 2050

2.4.2 Optimierung des Fahrplans ohne SDL

Für sämtliche Szenarien werden, wie in Kap. 2.3 beschrieben, der CO_2- bzw. der kostenoptimale Fahrplan in viertelstündlicher Auflösung für ein vollständiges Stützjahr berechnet. Dabei wird zunächst die Optimierung der Fahrpläne ohne und anschließend mit Berücksichtigung der Systemdienstleistungen (SDL) durchgeführt. Um einen Vergleich der Fahrpläne über das Jahr zu ermöglichen, wird in den folgenden Abbildungen die Summe der abgerufenen Energiemenge je Technologie für die reine Energiebereitstellung dargestellt. Für die innovativen Szenarien in 2030 wird als Beispiel die abgerufene Energie für das kostenoptimale Szenario in Abb. 2.11 und für das CO2-optimale Szenario in Abb. 2.12 abgebildet.

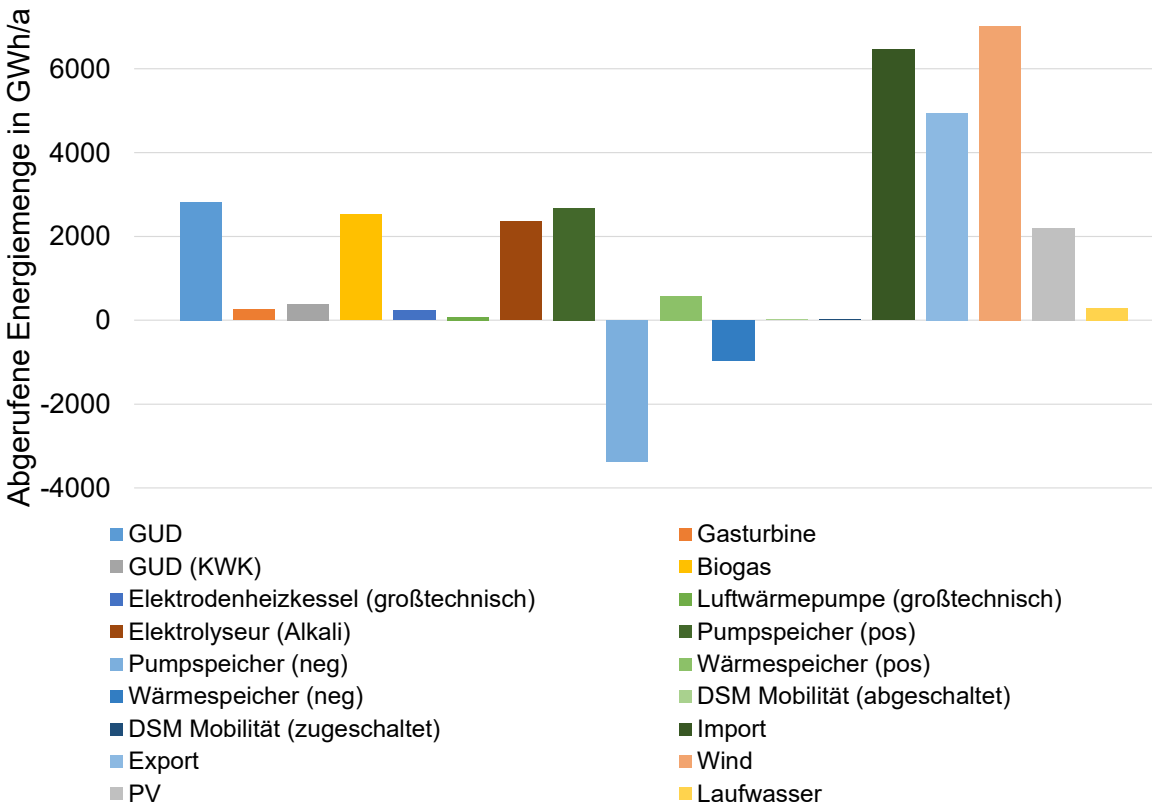


Abb. 2.11: Abgerufene Energiemenge in GWh/a je Technologie für innovative kostenoptimale Energiebereitstellung in 2030

Die am stärksten eingesetzte Technologie sind die Windkraftanlagen, die mit etwa 7000 GWh/Jahr die Bereitstellung an Leistung durch den Import und Export mit etwa 6500 GWh bzw. 5000 GWh pro Jahr deutlich übersteigen. Gas- und Dampfkraftwerke sind für den kostenoptimale Betriebsfall 2030 eine noch häufig eingesetzte Technologie, so dass an die 3500 GWh pro Jahr an Energie durch konventionelle Kraftwerke abgerufen wird. Die PV-Anlagen, Pumpspeicher, Biogas und Elektrolyseure bewegen sich alle in einer ähnlichen Größenordnung, während die P2H-Technologien wie Elektrodenheizkessel, Luftwärmepumpe und Wärmespeicher eine untergeordnete Rolle haben. Die flexiblen Lasten sowohl durch E-Fahrzeugflotten als auch durch industrieseitige Lastverschiebung tragen im innovativen Szenario 2030 noch nicht wesentlich zur Energiebereitstellung bei.

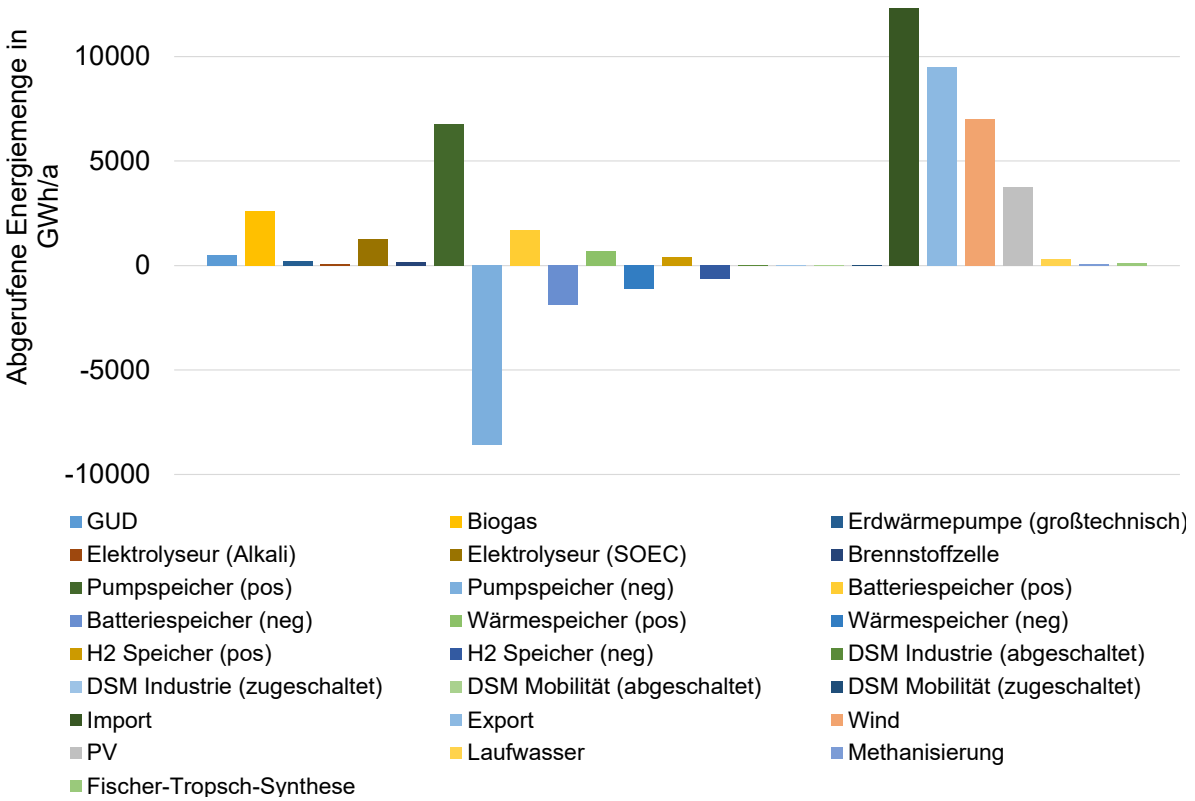


Abb. 2.12: Abgerufene Energiemenge in GWh/a je Technologie für innovative CO2-optimale Energiebereitstellung in 2030

Für die CO2-optimale Betriebsführung ergeben sich ein sehr hoher Import und Export sowie eine sehr hohe Nutzung der Pumpspeicher. Die konventionellen Kraftwerke werden mit etwa 500 GWh kaum eingesetzt, während Erdwärmepumpen und Brennstoffzellen gegenüber der kostenoptimalen Betriebsführung deutlich an Einsatz dazu gewinnen. Auffallend ist, dass die Batteriespeicher, Wasserstoffspeicher und Wärmespeicher sehr viel eingesetzt werden und die Flexibilitätsbereitstellung durch Fahrzeugflotten und Industrie deutlich zunimmt. Technologien wie Wind, PV, Laufwasser und Biogas erreichen ähnliche abgerufene Energiemengen. Neu eingesetzt werden die Fischer-Tropsch-Synthese zur Herstellung von erneuerbarem Treibstoff und die Methanisierung, um größere Mengen erneuerbares Gas in das Erdgasnetz einspeisen zu können.

Für das Stützjahr 2050 werden die gleichen Untersuchungen durchgeführt und die Ergebnisse im Anhang in den Abbildungen Abb. A.1 und Abb. A.2 aufgeführt. Zusätzlich sind die Zahlenwerte als Übersicht in Tabelle A.3 aufgelistet.

Bei direktem Vergleich fällt auf, dass die Größenordnung wie viel Energie 2050 eingesetzt wird, deutlich von den innovativen Fällen von 2030 abweicht (vgl. Abb. 2.11 und Abb. 2.12). Import und Export sind 2050 von noch größerer Bedeutung zum Betrieb eines stabilen Energiesystems. Bis zu 25000 GWh an Energie wird pro Jahr im- bzw. exportiert, wobei die Energiemengen für die CO2-optimale Betriebsführung etwa doppelt so hoch sind. Die erneuerbaren Technologien wie Windkraft- und PV-Anlagen sind ebenfalls von noch größerer Bedeutung. Auffallend ist, dass die konventionellen Technologien wie GuD Kraftwerke und Gasturbinen keine nennenswerte Leistung mehr bereitstellen (vgl. Kap. 2.4.1). Nur in den kostenoptimalen Szenarien werden sie noch eingesetzt. Wichtig ist, dass die Berechnungen mit den Gas- und Strompreisen von 2019 durchgeführt wurden.

Die Elektrolyseure tragen mit ca. 5000 GWh pro Jahr deutlich zur Deckung der Verbraucher, die Wasserstoff nutzen bei. Zusätzlich gewinnen die Technologien der Methanisierung und der Fischer-Tropsch-Synthese weiter an Bedeutung. Diese werden nur in den CO2-optimalen Szenarien eingesetzt, wobei 2050 jeweils etwa 7-mal so viel wie 2030.

Brennstoffzellen zur Stromerzeugung werden vergleichsweise wenig eingesetzt, da die Wasserstoffspeicher als günstigere Option eingesetzt werden. Grundsätzlich gewinnen die Speicher an Einsatz – das gilt auch für Pumpspeicher, Batteriespeicher und Wärmespeicher. Das Potenzial der Lastverschiebemöglichkeiten durch Industrie und Fahrzeugflotten werden eher bei CO2 optimaler Betriebsführung eingesetzt. Welcher Anteil vom Potenzial tatsächlich genutzt wird, ist in Abschnitt 2.4.5 aufgeführt.

2.4.3 Fahrplananpassung durch SDL

Im vorangegangenen Teilkapitel 2.4.2 erfolgte eine kurze Darstellung der abgerufenen Energie für ein Stützjahr aufgeteilt auf die einzelnen Technologien. Im Folgenden soll beispielhaft aufgezeigt werden, dass der Einsatz der Technologien für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen eine Auswirkung auf den Fahrplan hat. Der optimale Betrieb ändert sich durch die Berücksichtigung von Systemdienstleistungen, so dass ein anderer angepasster Fahrplan zu einer optimalen Bereitstellung führt. Die Forschungsfrage, die im folgenden Teilkapitel anhand von Beispielszenarien beantwortet werden soll, ist, um wie viel sich die Potenzialausnutzung der Technologien bei der Erbringung von SDL verändert. In Abb. 2.13 ist die Änderung für das innovative CO2-optimale Szenario 2030 aufgetragen. Die SDL selbst können in diesem Szenario nur durch konventionelle Kraftwerke und Lastflexibilisierung bereitgestellt werden. Entscheidend ist, dass sich nicht nur die Arbeitspunkte der Technologien anpassen, die SDL erbringen, sondern bei allen Technologien eine Anpassung erfolgt. Die Gas- und Dampfkraftwerke erreichen eine deutlich höhere Nutzung ihres theoretischen Potenzials um 17 %. Die P2G Technologien wie Elektrolyseure und Brennstoffzelle schöpfen ihr Potenzial auch durch die Bereitstellung von SDL erheblich besser aus. Zusätzlich erfolgt die Bewirtschaftung der Wärmespeicher und Wasserstoffspeicher deutlich angepasst.

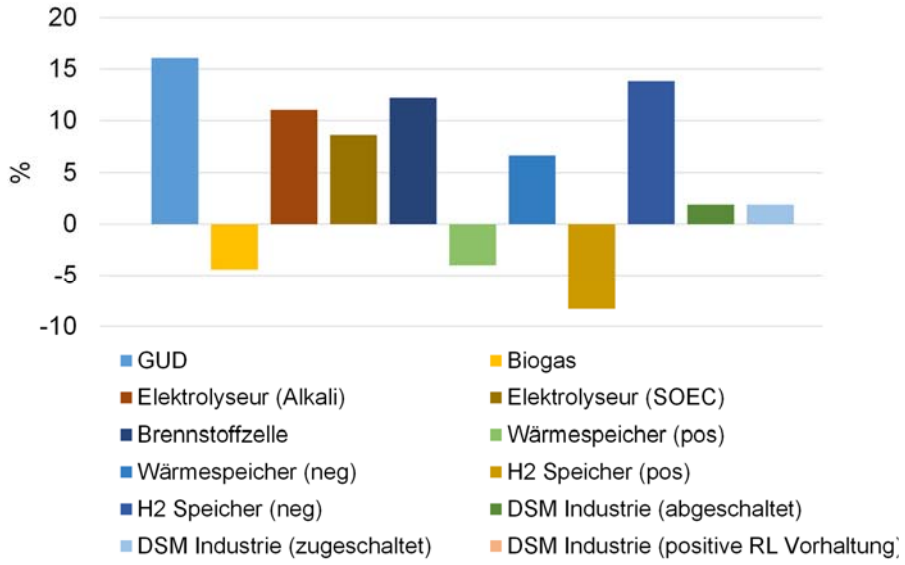


Abb. 2.13: Änderung der Potentialausnutzung der Technologien bei Einsatz von SDL für das innovative Szenario 2030 mit CO2-optimaler Betriebsführung

Insbesondere durch den deutlich häufigeren Einsatz von den konventionellen Technologien, ist eine deutliche Erhöhung der CO2-Emissionen zu erwarten. Dazu wird eine CO2-Bewertung in Kap. 2.4.4 für die in Kap. 2.2 vorgestellten Szenarien durchgeführt.

Um zu zeigen, dass sich der Fahrplan für unterschiedliche Szenarien in anderer Form anpasst, wird zur Veranschaulichung in Abb. 2.14 die Änderung der Potentialausnutzung der Technologien bei Einsatz von SDL für das gleiche Szenario allerdings für das Stützjahr 2050 abgebildet. In diesem Fall erhöht sich die Potenzialausnutzung der GuD-Kraftwerke nur um 5%, während die Power-to-Gas und Gas-to-Power Technologien mit der höheren Ausnutzung der Brennstoffzellen mit 14%, die Elektrolyseure mit 34% und 8% sowie die angepasste stärkere Nutzung der Wasserstoffspeicher eine deutliche größere Rolle einnehmen.

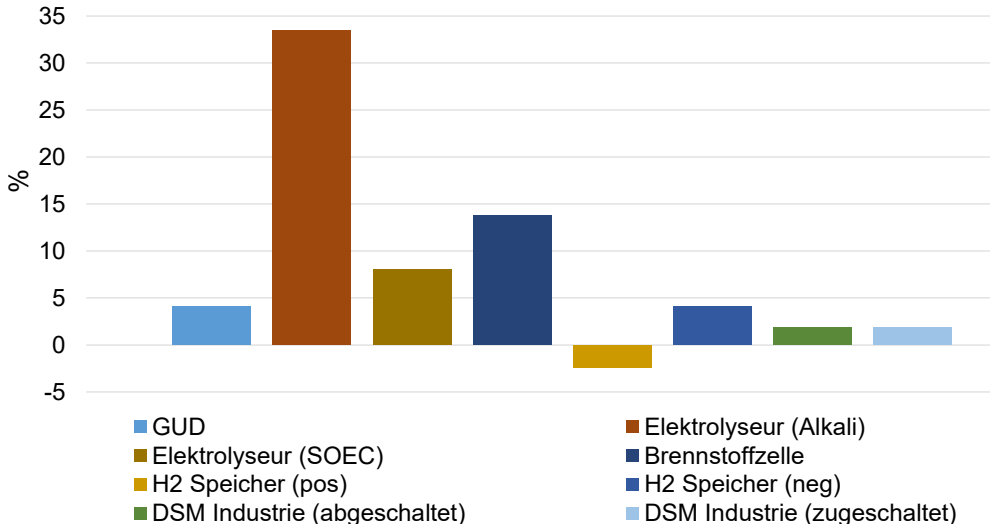


Abb. 2.14: Änderung der Potentialausnutzung der Technologien bei Einsatz von SDL für das innovative Szenario 2050 mit CO2-optimaler Betriebsführung

Wie sich der angepasste Einsatz der Technologien auf die CO2-Emissionen auswirkt, soll im folgenden Abschnitt ausgewertet werden.

2.4.4 CO_2-Bewertung der SDL

Zur Einhaltung der Stabilitätskriterien in den verschiedenen Sektoren werden, wie in Abschnitt 2.3.2 beschrieben, Systemdienstleistungen eingesetzt. Am Beispiel der Regelleistungsvorhaltung und –Erbringung soll im Folgenden ausgewertet werden, ob und in welchem Größenbereich die Änderung der CO2 Emissionen aufgrund der Durchführung dieser Maßnahmen zur Wahrung der Systemstabilität ausfallen. Dafür werden zunächst die CO2-Emissionen, die aufgrund der reinen Energiebereitstellung auftreten, berechnet. Im zweiten Schritt werden für sämtliche in Kap. 2.2 aufgeführten Szenarien die abweichend auftretenden CO2 Emissionen, die durch die Regelleistungsvorhaltung und –Erbringung auftreten, bestimmt und ausgewertet. Dazu werden die strombedingten Mehremissionen, die durch die Regelleistungsvorhaltung und -Erbringung emittiert werden, berechnet. In Abhängigkeit der Technologien, die in einem zukünftigen Energiesystem zur Leistungs-Frequenz-Regelung zur Verfügung stehen, unterscheiden sich die Mehremissionen deutlich.
Die Ergebnisse werden für die innovativen Szenarien in Abb. 2.15 in geordneter Reihenfolge dargestellt. Zur Zuordnung der Szenarien ist in Tabelle 2.9 die Übersicht über die Technologieoptionen aufgelistet.

Tabelle 2.9: Übersicht der in Abb. 2.15 dargestellten Szenarien

Szenario	Technologien, die SDL vorhalten und erbringen	Technologien, die für die SDL-Bereitstellung nicht berücksichtigt werden
A	P2H, P2G, E-Mobilität, flexible Lasten	Konventionelle Kraftwerke, Batteriespeicher, Pumpspeicher
B	Konventionelle Kraftwerke, flexible Lasten	P2H, P2G, E-Mobilität, Batteriespeicher, Pumpspeicher
C	Konventionelle Kraftwerke	P2H, P2G, E-Mobilität, Batteriespeicher, Pumpspeicher, flexible Lasten
D	P2H, P2G, Batteriespeicher, Pumpspeicher, flexible Lasten	Konventionelle Kraftwerke, E-Mobilität
E	P2G, Batteriespeicher, Pumpspeicher, flexible Lasten, E-Mobilität	Konventionelle Kraftwerke, P2H
F	Konventionelle Kraftwerke, Batteriespeicher, Pumpspeicher	P2H, P2G, E-Mobilität, flexible Lasten
G	Konventionelle Kraftwerke, Batteriespeicher, Pumpspeicher, flexible Lasten	P2H, P2G, E-Mobilität
H	Konventionelle Kraftwerke, Batteriespeicher, Pumpspeicher, E-Mobilität	P2H, P2G, flexible Lasten
I	P2H, P2G, Batteriespeicher, Pumpspeicher, E-Mobilität	Konventionelle Kraftwerke, flexible Lasten
J	P2H, P2G, E-Mobilität, Batteriespeicher, Pumpspeicher, flexible Lasten	Konventionelle Kraftwerke
K	Konventionelle Kraftwerke, P2H, P2G, E-Mobilität, Batteriespeicher, Pumpspeicher, flexible Lasten	
L	Konventionelle Kraftwerke, Batteriespeicher, Pumpspeicher, P2H	P2G, E-Mobilität, flexible Lasten

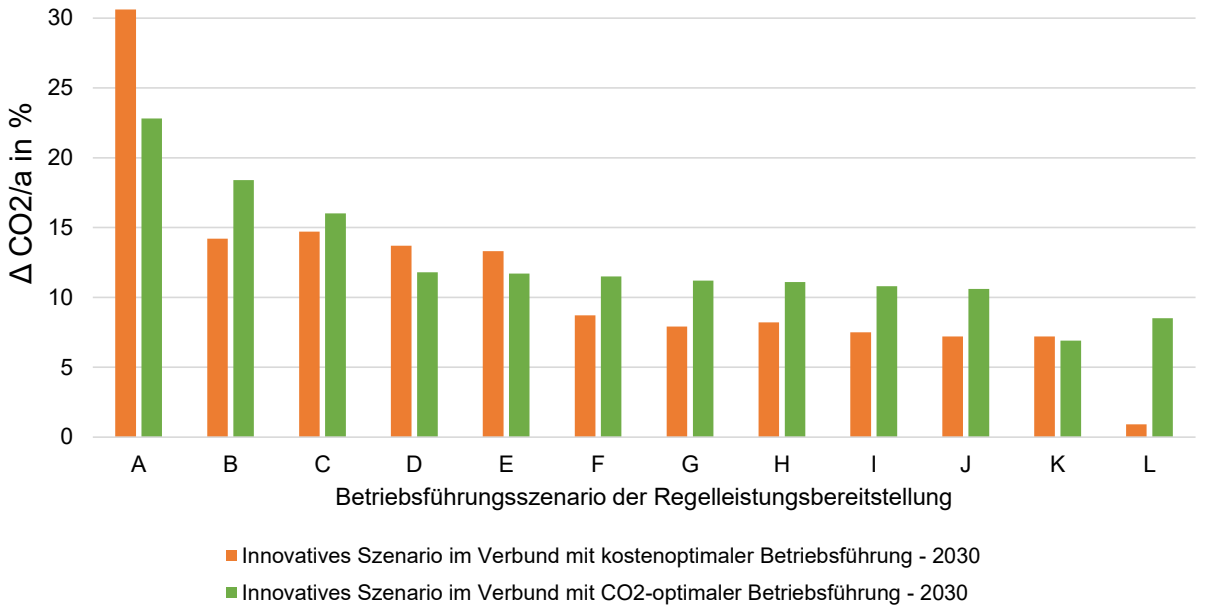


Abb. 2.15: Strombedingte Mehremissionen durch Regelleistungsvorhaltung und -Erbringung für die innovativen Szenarien 2030

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass sich die CO2-Emissionen aufgrund von SDL-Bereitstellung deutlich unterscheiden. Bis zu 30% strombedingte Mehremissionen treten für die Regelleistungs-Vorhaltung (indirekte Emissionen) und den Regelleistungsabruf (direkte Emissionen) auf. Eine wichtige Anmerkung ist, dass die Szenarien anhand eines bereits CO2-optimierten Energiesystems berechnet wurden, d.h. die Gesamtemissionen sind schon deutlich niedriger als es heute in 2022 der Fall ist. Des Weiteren ist die Einordnung in den Gesamtkontext der Systemdienstleistungen entscheidend. Bei der Berechnung wurde zunächst nur die Frequenzhaltung berücksichtigt. Die Spannungshaltung und das Engpassmanagement sind dementsprechend weitere Maßnahmen, die zu den Systemdienstleistungen zählen und eine hohe Auswirkung auf die CO2-Emissionen haben.

Zusammenfassend ergibt sich auf Basis der Abb. 2.15 die Schlussfolgerung, dass SDL einen hohen Anteil an der CO2-Emission ausmachen und dieser Beitrag ebenfalls im Rahmen der Dekarbonisierung einbezogen werden muss.

2.4.5 SDL- Erbringung durch Lastflexibilisierung

Im Rahmen des Projektes ZO.RRO wurde insbesondere untersucht, inwiefern die Industrie einen Beitrag zur CO2-Reduktion bei der Erbringung von Regelleistung leisten kann (vgl. Kap. 3). Dies wurde auch im Aufbau der Simulationsmodelle berücksichtigt, um möglichst allgemeingültige Aussagen für die Modellregion Thüringen ableiten zu können. Dafür ist es notwendig, eine Hochrechnung des Verschiebepotenzials von KMU in der Modellregion durchzuführen, um eine grundlegende Annahme für die Simulationen treffen zu können. Die Ergebnisse sind in Tabelle 2.2 in Kapitel 2.1.2 aufgeführt und werden im Folgenden verwendet. Auf Basis der Hochrechnung hat sich ein Verschiebepotenzial von 42MWh pro Jahr für die Thüringer Industrie ergeben, wobei innerhalb von 24h der Ausgleich erfolgen muss. Verglichen mit anderen Technologien ist das Potenzial also eher als moderat einzustufen. Deshalb wird die Bewertung nicht direkt an den Leistungswerten selbst, sondern anhand der Ausnutzung des Potenzials vorgenommen. Abb. 2.16 zeigt den abweichenden Anteil des abgerufenen Potentials der flexiblen Lasten der Industrie aufgrund der Bereitstellung von Regelleistung. Das heißt es wird abgebildet, ob das Potenzial der flexiblen Lasten für die Erbringung mehr oder weniger genutzt wird im Vergleich zur reinen Energiebereitstellung. Dies wird am Beispiel des innovativen Szenario 2030 mit CO2-optimaler Betriebsführung untersucht. Für die Auswertung wird das SDL-Szenario simuliert, in dem nur konventionelle Kraftwerke und flexible Lasten für die Erbringung zur Verfügung stehen (vgl. Tabelle 2.9)

Es wird zwischen der Zu- und Abschaltung unterschieden, die nur für die Energiebereitstellung eingesetzt wird und der positiven/negativen Vorhaltung und dem positiven/negativen Abruf der Leistung. Die Abbildung zeigt, dass deutlich weniger Zu-/Abschaltung der flexiblen Lasten für die Energiebereitstellung und somit eine Verschiebung zur SDL-Erbringung hin erfolgt. Das Potenzial der positiven Vorhaltung wird fast vollständig genutzt und das der positiven Erbringung zu fast 50%. Bei der negativen Regelleistungs-Vorhaltung wird das Potenzial zu über 50% genutzt, ein Abruf erfolgt allerdings ähnlich häufig wie ohne Betrachtung der Systemdienstleistungen.

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass der Einsatz von flexiblen Lasten für die Erbringung von Maßnahmen zur Wahrung der Systemstabilität zu einer anderen Ausnutzung des Potenzials führen kann. Im nächsten Abschnitt soll nun bewertet werden, ob dies mit einer CO2-Reduktion einhergeht.

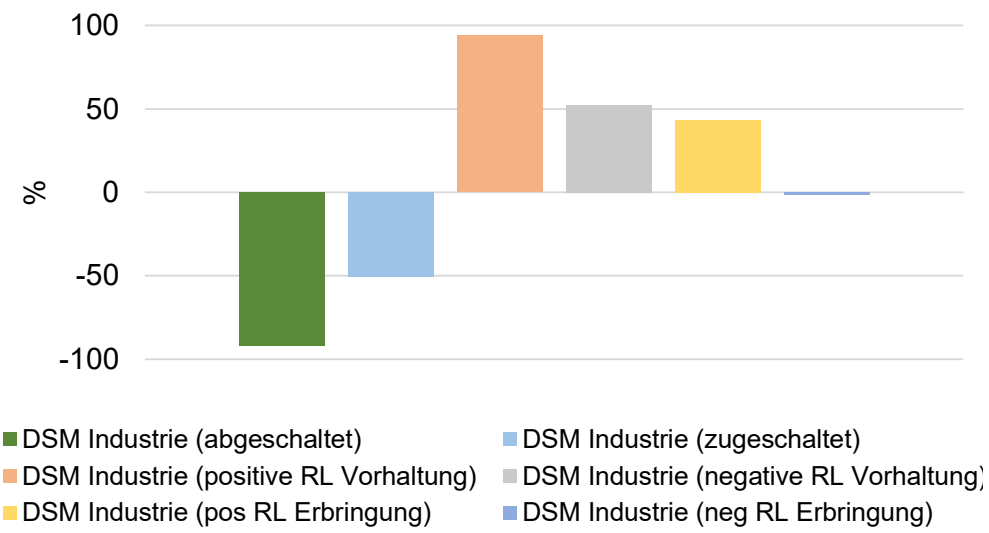


Abb. 2.16: Abweichender Anteil des abgerufenen Potentials der flexiblen Lasten (Industrie) durch SDL

2.4.6 Bewertung der CO2-Einsparung durch Lastflexibilisierung

Im nächsten Schritt soll bewertet werden, inwiefern eine Verringerung der CO2-Emissionen durch die Lastflexibilisierung erreicht werden kann und ob das mit höheren Kosten einhergeht.

Für die innovativen Szenarien 2050 werden die strombedingten Mehremissionen und die Gesamtbezugskosten für die CO2-optimale Betriebsführung in Abb. 2.17 und für die kostenoptimale Betriebsführung in Abb. 2.18 dargestellt. Wie in Abschnitt 2.2 beschrieben, wird die Auswertung für unterschiedliche Unterszenarien durchgeführt. Der Übersichtlichkeit halber werden das Unterszenario, in dem nur konventionelle Kraftwerke für die Vorhaltung und Erbringung von Regelleistung zur Verfügung stehen mit dem verglichen, in dem Batteriespeicher, flexible Lasten und konventionelle Kraftwerke eingesetzt werden können. Dem liegt die Annahme zugrunde, dass ein hoher Anteil der Batteriespeicher 2050 bei Unternehmen zu finden und ein vergleichsweise geringer Anteil bei Haushalten installiert sein wird.

Die Abbildungen zeigen, dass durch beide Betriebsführungskonzepte eine Einsparung sowohl von CO2 als auch von Kosten möglich wird. Die Abbildungen zeigen, dass Mehremissionen von 123.000 bzw. 76.000 t CO2 pro Jahr durch die SDL auftreten. Durch den Einsatz von flexiblen Lasten kann eine Einsparung von bis zu 38,2 % erreicht werden. Gleichzeitig zeigt die Bewertung der Kosten, dass die Erbringung von SDL mit höheren Bezugskosten einhergeht. Für das Szenario mit CO2-optimaler Betriebsführung ist eine deutlich höhere Kostensteigerung als im kostenoptimalen Fall zu verzeichnen. Dabei beziehen sich die Ergebnisse auf den Vergleich mit der rein konventionellen SDL-Erbringung.

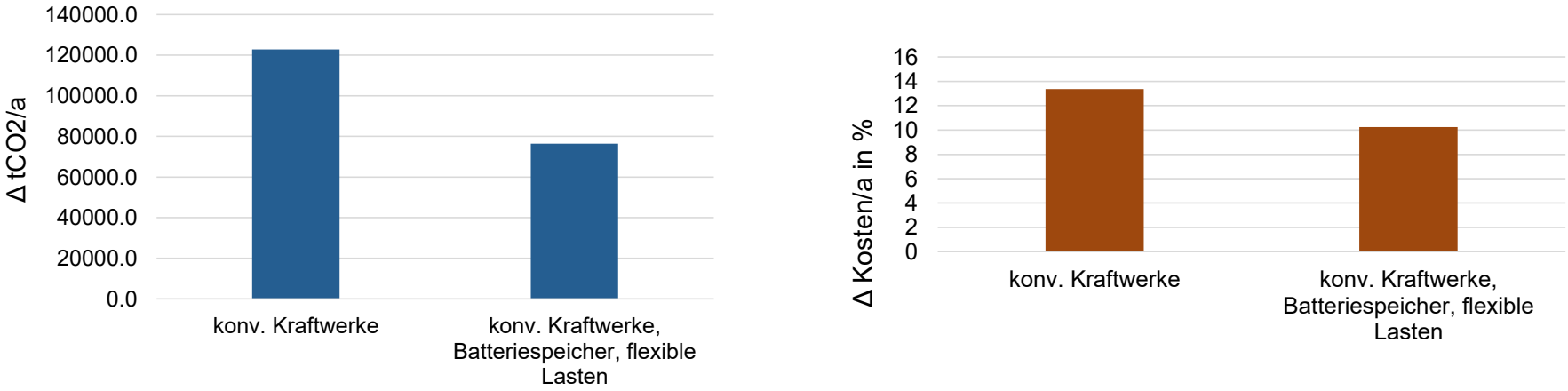


Abb. 2.17: Strombedingte Mehremissionen (links) und die Änderung der Gesamtbezugskosten (rechts) durch Regelleistungsvorhaltung und Erbringung für unterschiedliche Betriebsführungsszenarien für CO_2-optimale Betriebsweise für 2050

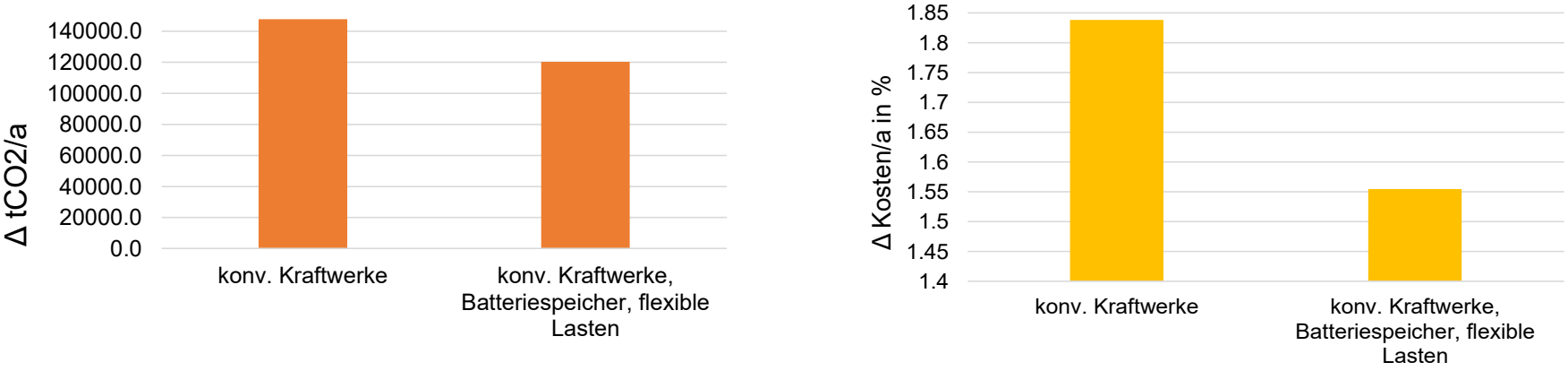


Abb. 2.18: Strombedingte Mehremissionen (links) und die Änderung der Gesamtbezugskosten (rechts) durch Regelleistungsvorhaltung und Erbringung für unterschiedliche Betriebsführungsszenarien für kostenoptimale Betriebsweise für 2050

2.4.7 CO_2-Zielkorridor bis 2050

Die Gesamtauswertung erfolgt im folgenden Teilkapitel. Ziel war, einen C=2-Korridor von heute bis 2050 zu berechnen und mit den Klimazielen für Thüringen abzugleichen.

Die graue Fläche in Abb. 2.19 spannt den CO_2-Minderungspfad mit den Berechnungsergebnissen bis 2050 auf. Darin enthalten sind alle berechneten Szenarien, d.h. hinter jedem Stützpunkt steht ein Technologiemix. Je nach technologischem Szenario können die CO2-Minderungsziele früher oder später erreicht werden. Durch die SDL verschiebt sich der Minderungspfad nach oben, da diese einen zusätzlichen CO_2-Anteil hervorrufen.

Ausgehend von 2022 wird bis 2030 eine Reduktion der CO2-Emissionen um 80,9-81,9% bezogen auf 1990 berechnet. Das aktive und proaktive Zielszenario liegen ziemlich mittig innerhalb des berechneten Korridors. Für 2050 werden nur das konservative Referenzszenario und das aktive Zielszenario erreicht, wobei das Thüringer Klimagesetz aktuell eine Einsparung von 90% vorgibt, welche nach den Berechnungen erreicht werden kann.

Zusammengefasst erfüllt der berechnete Zielkorridor die Anforderungen des Thüringer Klimagesetzes, wobei ein CO_2-freies Energiesystem erst erreichbar ist, wenn auch die Unabhängigkeit vom Öl (Umrüsten auf Verbraucherseite) umgesetzt wird.

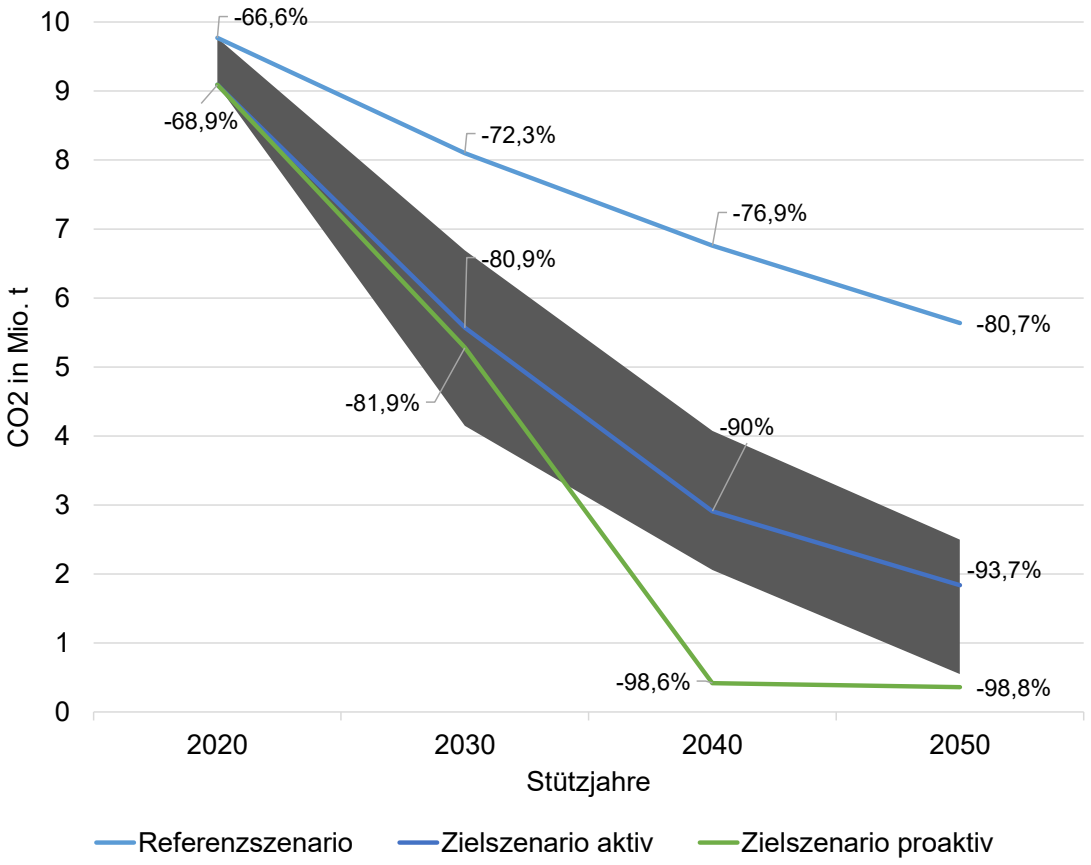


Abb. 2.19: CO_2-Zielkorridor für die Energiebereitstellung, inklusive der SDL bis 2050

Da durch die Import-/Export-Option immer ein Rest an Emissionen verursacht wird, ist eine CO2-freie Energieversorgung nur möglich, wenn die vollständige Eigenversorgung in einer Region inklusive der SDL erfolgt. Das führt zu deutlich höherem Anlagenausbau (vgl. Abschnitt 2.4.1.

2.5 Flexibilitätsmodell (AST)

In den vorangegangenen Kapiteln wurde klar dargelegt, dass die Nutzung von Demand-Side-Management-Potenzialen der Industrie sowohl einen Beitrag zur Dekarbonisierung der Energiebeschaffung als auch einen Beitrag zur CO_2-freien Bereitstellung und Erbringung von Systemdienstleistungen leisten kann. Um diese Potentiale nutzen zu können, müssen sie für die Unternehmen wirtschaftlich erschlossen werden. Die Erschließung von Flexibilitätspotentialen in kleinen und mittleren Unternehmen kann dabei nur wirtschaftlich sein, wenn die Transaktionskosten der Flexibilitätsermittlung und –Vermarktung minimiert werden. Daraus ergibt sich die Notwendigkeit einer automatisierten Flexibilitätsvermarktung. In diesem Kapitel wird zunächst der Forschungsbedarf an Flexibilitätsmodellen im Rahmen von Portfoliomanagementsystemen motiviert. Anschließend beschreiben wir das im ZO.RRO-Projekt genutzte Flexibilitätsmodell, inklusive der darauf aufbauenden prototypischen Umsetzung generischer Optimierungsmodellkomponenten. Der Abschnitt endet mit einer Kurzzusammenfassung der Ergebnisse der Berechnungen für ein Demonstrator-Unternehmen mit den Optimierungskomponenten beruhend auf dem generischen Flexibilitätsmodell im Vergleich zu den unter 2.6 im Detail dargestellten Ergebnissen einer unternehmensspezifischen Modellierung.

2.5.1 Motivation

Portfoliomanagementsysteme sind in der Wirtschaft weit verbreitet. Ihr Anwendungsbereich erstreckt sich dabei vom Aktienhandel bis zur Energiewirtschaft. Um den Forschungsbedarf im Bereich der Portfoliomanagementsysteme in der Energiewirtschaft aufzuzeigen, wurde eine detaillierte Anforderungsanalyse erstellt. Diese beinhaltet

- Einen Überblick zu relevanten Marktakteuren und wichtigen Grundbegriffen
- Eine Übersicht zum Aufbau von Portfoliosystemen
- Eine Zusammenfassung des Funktionsumfangs der Komponenten von Portfoliomanagementsystemen

Auf Grund der großen praktischen Relevanz von Portfoliosystemen sind eine ganze Reihe von Themen Gegenstand der aktuellen Forschung.

Portfoliomanagementsysteme haben Berührungspunkte mit einer Vielzahl von Forschungsgebieten. So umfasst bspw. das Modul Prognose ein weitläufiges Themenfeld in dem sehr aktiv gearbeitet wird. Auch die Kernfunktionen des eigentlichen Portfoliomanagements und des Risikomanagements haben außerhalb der Energietechnik sehr große Anwendungsgebiete. Es können somit im Umkehrschluss viele Mechaniken und Erkenntnisse aus den Wirtschaftswissenschaften auch in der Optimierung und Zusammenstellung von Energieportfolios Anwendung finden.

Um die Recherche einzugrenzen, wurde sich deshalb zunächst nur auf Forschungsarbeiten mit einem direkten energietechnischen Bezug beschränkt. Desweitern wurden nur Problematiken, die sich auf Funktionen der Risikoanalyse und des Portfoliomanagements konzentrieren, betrachtet.

Ein erster großer Themenbereich zeichnete sich um die Frage zum Umgang mit den volatilen Einspeisungen von Solar und Windkraftanlagen ab. Dabei wurde z.B. untersucht wie durch eine diversifizierte Standortauswahl, die Prognostizierbarkeit der durchschnittlichen Leistung der EE-Anlagen eines Portfolios erhöht werden kann. Dies verbessert die Vermarktbarkeit und senkt das Planungsrisiko.

Bei der Suche nach Arbeiten, die sich mit der direkten Behandlung von CO_2 z.B. in der Form von CO_2-Zertifikaten im Portfoliomanagement beschäftigen, wurde schnell deutlich das CO_2

meist wie eine gewöhnliche Commodity behandelt wird. Der Vermeidung von Emissionen wurde dabei abseits der Kostenreduktion oder der Umsetzung von rechtlichen Vorgaben keine weitere Bedeutung beigemessen. Es wurden also die gleichen Methoden zur Preisprognose oder Risikoabschätzung wie beim Strompreis angewendet. Deutlich mehr Forschung wird im Bereich der Ausbauplanung und Integration von EE-Energieanlagen in Portfolios betrieben. Ein beliebtes Szenario hierbei ist die Umsetzung eines „renewable Portfolio Standard“ in dem zu einem vorgegebenen Anteil an EE-Anlagen im Portfolio verpflichtet wird. Auch die möglichen langfristigen Auswirkungen der CO_2-Bepreisung auf die Ausbauplanung und das Investitionsmanagement erhalten viel Aufmerksamkeit.

Die Einbindung von Flexiblen Verbrauchern sowie der Entwicklung von möglichen Beschaffungsstrategien zur Reduktion des CO_2-Footprints eines Portfolios bekommt nur wenig Beachtung. Auf diesem Gebiet besteht somit noch erheblicher Forschungsbedarf.

Die Ergebnisse der Energiesystemsimulationen, zusammen mit dem bestehenden Forschungsbedarf und den Betrachtungen der Demonstrator-Unternehmen (2.6) motivieren die Arbeiten an einem generischen Flexibilitätsmodell.

2.5.2 Konzept und prototypische Umsetzung

Das Konzept des hier zu beschreibenden generischen Flexibilitätsmodells beruht auf einer detaillierten Recherche zum Stand der Technik im Bereich der Identifikation von Flexibilität. Im Anschluss erfolgt eine Beschreibung der Komponenten des Flexibilitätsmodells.

Stand der Technik

1) <u>Kopernikus-Projekte</u>
   Innerhalb des Kopernikus-Projekts SynErgie („SynErgie – Synchronisierte und energieadaptive Produktionstechnik zur flexiblen Ausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende Energieversorgung“) [26] entstanden verschiedene Paper die sich mit der Ermittlung von Flexibilität beschäftigten. Von besonderem Interesse bezüglich der Ermittlung von Flexibilität sind hierbei die Paper „Konzept der Energiesynchronisationsplattform“ [27] und „Energieflexibilitätspotential der deutschen Industrie“ [28].
   Die Autoren des Papers „Konzept der Energiesynchronisationsplattform“ [29] zeigen mögliche Optionen für die Bereitstellung von Flexibilität durch den Ausbau des Stromnetzes, durch Speicherung, durch Sektorenkopplung und durch Nachfrageflexibilität auf. Mit Hilfe der im Paper beschriebenen Energiesynchronisationsplattform stellen die Autoren ein übergeordnetes Konzept vor, welches die Zusammenarbeit mehrerer Unternehmensplattformen und einer zentralen Marktplattform beschreibt. Das Konzept bildet den gesamten Prozess des informationstechnisch automatisierten Energieflexibilitätshandels von der Maschine bis hin zum Energiemarkt ab und umfasst Rahmenbedingungen, Schnittstellen, Datenmodelle, Stakeholder und Sicherheitsaspekte. Von besonderem Interesse ist hierbei das beschriebene Flexibilitätsdatenmodell, das sich für eine generalisierte Beschreibung von Flexibilität in der deutschen Industrie gut eignet. Für verschiedene Demonstratoren wurde dieses Datenmodell schon eingesetzt, so zum Beispiel auch in der ETA-Fabrik in Augsburg.
   Die Autoren um Paul Schott stellen in ihrem Paper „A Generic Data Model for Describing Flexibility in Power Markets” [30] ein generisches Datenmodell zur Beschreibung von industriellen Flexibilitäten in Bezug auf den Stromverbrauch vor. Dabei werden Möglichkeiten aufgezeigt, Flexibilitätspotenziale zu nutzen und zu automatisieren. Dies ermöglicht die Weiterentwicklung bestehender Energiemanagementsysteme. Hierfür haben die Autoren in Zusammenarbeit mit mehreren Partnern aus unterschiedlichen Branchen im Rahmen

eines Großforschungsprojektes ein generisches Datenmodell entwickelt, welches sich auch zur Beschreibung von komplexen Produktionsprozessen eignet. Ein wesentlicher Vorteil des Datenmodells liegt in dessen Übertragbarkeit auf andere Bereiche, wie z.B. Kraftwerke, Plug-In Elektrofahrzeuge oder strombezogene Flexibilität in Haushalten.

2) Flexibilität im elektrischen Energiesystem
In der Publikation „Analyzing of Operational Flexibility of Electric Power Systems“ von Ulbig und Andersson werden Metriken zur Beschreibung von Betriebsflexibilitäte im elektrischen Energiesystem vorgestellt [31].
Die Betriebsflexibilität wird durch die drei Metriken Leistungsrampe, Leistung und Energiekapazität für alle Erzeugungs-, Speicher- und Lasteinheiten beschrieben. Anschließend kann die Betriebsflexibilität der verschiedenen Netzeinheiten miteinander verglichen werden. Die Visualisierung von Betriebsflexibilität wird über einen Flexibilitätswürfel abgebildet. Weitere Veröffentlichungen die sich mit der Flexibilität im Energiesystem beschäftigt haben sind [32], [33] und [34], welche sich aber nicht eignen für die Flexibilitätsermittlung von industriellen Anlagen.

3) Nachfrageseitige Flexibilitäten
„Simulation-based Strategies for Smart Demand Response” [35] von den Autoren um Ines Leobner stellen zwei verschiedene Nachfragestrategien vor um die Selbstversorgung von Energie über den Verbrauch von erneuerbaren Energien abzudecken. Beide Ansätze beziehen sich auf die Day-Ahead Planung und verwenden dieselbe Architektur, jedoch unterschiedliche Ansätze bei der Modellierung und Simulation. Im ersten Ansatz wird das Verschiebungspotential (Temperaturregelung) eines Bürogebäudes als Flexibilität genutzt. Der zweite Ansatz stellt dar, wie die Energieeffizienz in der industriellen Produktion verbessert werden kann. Im Paper „Demand-side flexibility for power sector transformation” [36] von Carlos Fernandez und Emanuela Taibi wird die Notwendigkeit zur Prüfung der Nachfrageflexibilität thematisiert. Dabei werden auf fünf wichtige technische Optionen, zur Erhöhung der Systemflexibilität, eingegangen. Diese sind die flexibilitätsorientierte Versorgung (z.B. neue flexible Kraftwerke), nachfrageseitige Flexibilität (z.B. Sektorkopplung), Flexibilität aus der Speicherung (z.B. Batterien), Netzinfrastruktur (z.B. Expansion) oder verbesserter Betrieb (z.B. effizientere hydrothermische Co-Optimierung).

Die Recherche zur Ermittlung von Energieflexibilität in der Industrie hat ergeben, dass es aktuell ein sehr gut erforschtes Konzept mit dem generischen Datenmodell gibt. Des Weiteren wurde innerhalb der Kopernikusprojekte ebenfalls eine Meta-Studie bezüglich Flexibilitätsermittlung und eine geeignete Bewertung verschiedener Studien, die sich mit der Ermittlung von Flexibilität beschäftigen, durchgeführt. Zusätzlich existiert ein Leitfaden (VDI-Richtlinie 5207) [37–39] , der die Vorteile und Einsatzmöglichkeiten im Bereich der Energieflexibilisierung in Unternehmen aufzeigt und den Einstieg zur Ermittlung von Energieflexibilisierung erleichtert. Alternative Ansätze zur Flexibilitätsermittlung, wie sie für Energiesysteme vorgeschlagen werden, eignen sich aus unserer Sicht nicht um Energieflexibilität für verschiedene industrielle Anlagen ermitteln zu können.

Komponenten des Flexibilitätsmodells

Das im Kopernikusprojekt SynErgie entwickelte generische Datenmodell kann zur Beschreibung von industrieller Flexibilität genutzt werden. Dieses Modell dient zudem als Grundlage für die VDI 5207, welche gerade mit unterschiedlichen Blättern aufgebaut wird. In diesen Blättern werden bisher die Grundlagen [40], sowie die Identifikation und technische Bewertung [41] einer energieflexiblen Fabrik beschrieben. Blatt 3 [42] ist für Oktober 2022 geplant und soll sich mit der IT-Infrastruktur zum Betrieb einer energieflexiblen Fabrik beschäftigen. Auf

Grundlage des generischen Datenmodells für Flexibilität wurden im ZO.RRO-Projekt für jede Datenklasse Optimierungskomponenten erstellt, die zur verallgemeinerten Beschreibung eines Flexibilitätsraumes dienen. Diese Komponenten bilden die im generischen Datenmodell beschriebenen Parameter als Nebenbedingungen eines Optimierungsmodells ab. Durch Kombination einzelner Instanzen der Optimierungskomponenten kann im Anschluss ein sehr komplexer Flexibilitätsraum aufgespannt werden und mit Hilfe von Optimierungsalgorithmen eine automatisierte Planung des Energiesystems bzgl. einer Zielfunktion erfolgen. Dabei ist die Zielfunktion im ersten Schritt die Minimierung der Systemkosten, da diese implizit durch das generische Datenmodell vorgegeben ist. In folgenden Schritten kann die Implementierung auch zur Minimierung von CO_2-Emissionen des betrachteten Energiesystems genutzt werden.

Die Implementierung der Komponenten erfolgt mit Hilfe des Ressourcenplanungssystems (RPS) der Softwarelösung EMS-EDM PROPHET®. Dieses ermöglicht eine Modulare Formulierung der Optimierungskomponenten basierend auf der algebraischen Modellierungssprache GAMS, sowie die Verknüpfung beliebiger Instanzen der Optimierungskomponenten zu einem Optimierungsmodell als mathematische Abbildung des Flexibilitätsraumes des zu untersuchenden Energiesystems. Zur optimalen Planung der Flexibilität kann über einen grafischen Topologieeditor die Parametrierung der Modellkomponenten erfolgen. Außerdem ist es möglich die Länge und Abtastzeit des Optimierungshorizontes zu konfigurieren und Optimierungsrechnungen, sowie Daten-Im- und Exporte über den EMS-EDM PROPHET® Scheduler zu automatisieren.
Für das generische Datenmodell sind drei Klassen vorgesehen. Die „flexible Last“, die „Abhängigkeit“ und der „Energiespeicher“ spannen den Flexibilitätsraum auf. Diese drei Klassen werden durch Kennzahlen definiert. Um dies verständlicher zu machen, siehe nachfolgende Abb. 2.20.

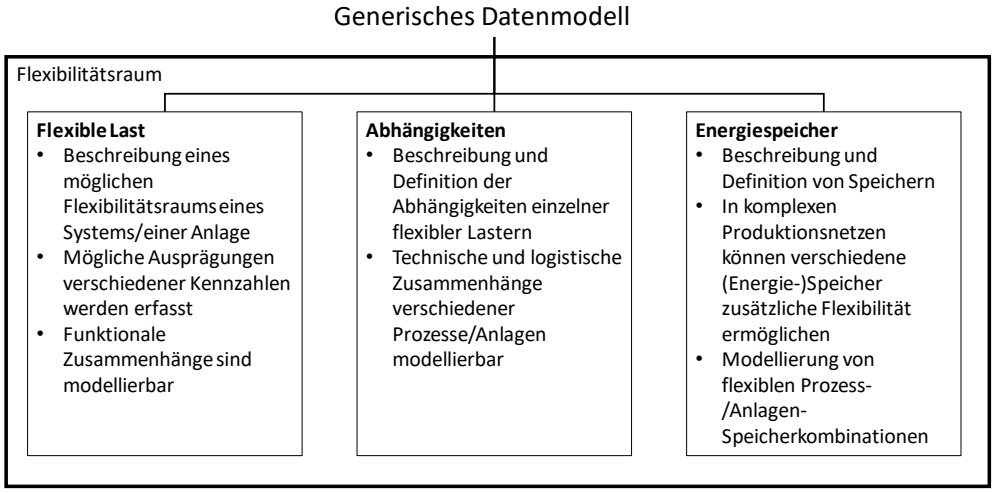


Abb. 2.20: Klassen des generischen Datenmodells (in Anlehnung an: [27])

Die Dokumentation der Umsetzung in EMS-EDM PROPHET® erfolgte für jede der einzelnen Klassen in tabellarischer Form und ist im Anhang des Berichtes zu finden (Tabelle A.4, Tabelle A.5). Dabei erfolgt die Schablonenbeschreibung für EMS-EDM PROPHET®- RPS immer nach dem gleichen Schema. Zu Beginn wird die Schablone mit ihrem Namen genannt und das Symbol wird dargestellt. Anschließend erfolgt eine allgemeine Beschreibung, bevor Anmerkungen in der Tabelle versehen sind. Zu den Anmerkungen gehören auch offenen Punkte, die bei der Weiterentwicklung der prototypischen Umsetzung zu beachten sind, bzw. welche zur Erweite-

rung des Modells identifiziert wurden. Weiterhin sind hier ebenfalls Abweichungen zum generischen Modell aus dem Kopernikus SynErgie-Projekt vermerkt. Eine Abweichung betrifft hier die Komponete flex_Last. Für diese wurden zwei Schablonen erstellt, die sich darin unterscheiden, dass die eine Schablone so wie in SynErgie nur einen Ausgang besitzt und die von uns ergänzte Schablone einen zweiten Ausgang besitzt. Mit dieser Erweiterung können neben der reinen Umwandlung zwischen zwei Energieformen auch eine gekoppelte Umwandlung (z.B. Kraft-Wärme-Kopplung) abgebildet werden. Im Anschluss an die Anmerkungen erfolgt in jeder Dokumentation die Beschreibung des Eingangs, des Ausgangs, der Parameter, der Tabellen sowie der Variablen/Parameter, welche visualisiert werden können.

Zusätzlich zu den drei zuvor genannten Klassen die den Flexibilitätsraum aufspannen, wird in [29] zudem die Klasse der Energieflexibilitätsmaßnahme im Zusammenhang mit dem Energieflexibilitätsdatenmodell genannt. Diese beschreibt im Sinne einer Flexibilitätsmaßnahme eine spezifische Ausprägung einer flexiblen Last und leitet sich aus den drei Klassen also dem beschriebenen Flexibilitätsraum ab. In EMS-EDM PROPHET® dienen die drei Klassen (flexible Last, Abhängigkeiten und Energiespeicher) der Ergebnisoptimierung. Die Energieflexibilitätsmaßnahme ist demnach das Ergebnis der Optimierung und somit der Betriebsfahrplan von Energiespeicher- und flexibler Last-Instanzen.

2.5.3 Beispiel: Ergebnisse der Berechnungen für ein Demonstrator-Unternehmen

Neben detaillierten Funktionstests der Einzelkomponenten des auf dem generischen Datenmodells basierenden Optimierungskomponenten wurde das Optimierungsmodell des Demonstrator-Unternehmens 2 aus Kapitel 2.6 aufgegriffen und ein Modellaufbau mit Hilfe der in 2.5.2 beschriebenen Schablonen der flexiblen Last und des Energiespeichers umgesetzt. Abb. 2.21 zeigt den Aufbau des Modells im Topologieeditor der Softwarelösung EMS-EDM PROPHET® aufzubauen.

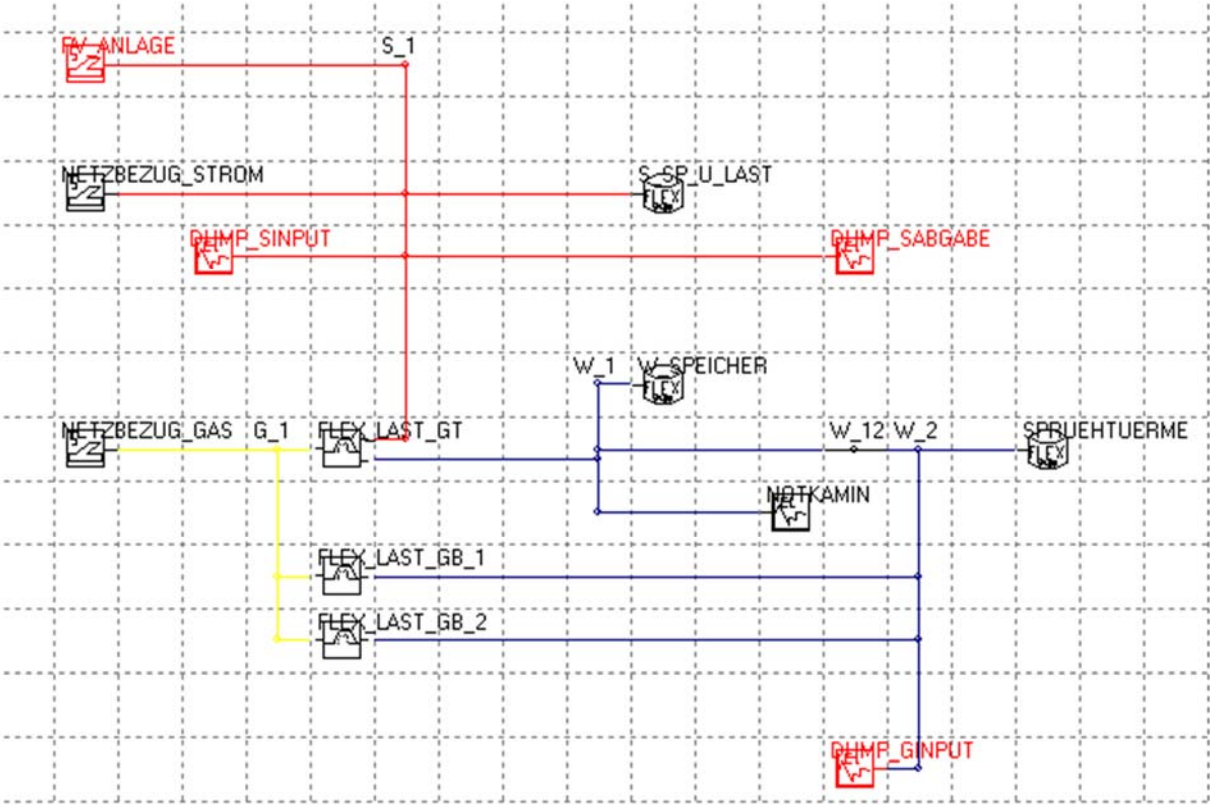


Abb. 2.21: Modellabbildung Demonstrator Kerateam in EMS-EDM PROPHET®

Die Zeitreihen für PV, Stromnetzbezugskosten, Gasnetzbezugskosten und Wärmebedarf der Sprühtürme sind identisch zu denen des Demonstrators-Unternehmens 2 ohne generische Schablonen (2.6). Im Weiteren werden zwei Szenarien betrachtet, welche hinsichtlich minimaler Kosten optimiert wurden. SZ_0 betrachtet dabei die Betriebsführungsweise ohne PV-Anlage, Batteriespeicher und Wärmespeicher. SZ_1 hingegen betrachtet die Betriebsführung einschließlich der PV-Anlage und des Batteriespeichers (ca. 100 kWh). Der Wärmespeicher bleibt somit bei den zwei betrachteten Szenarien außen vor.

Bei Betrachtung der Gesamtkosten aufgeteilt auf Gas- und Strombezug aus dem Netz fällt auf, dass die Gaskosten den Großteil der gesamten Energieversorgungskosten ausmachen. Dies ist auch in nachfolgender Abbildung zu erkennen.

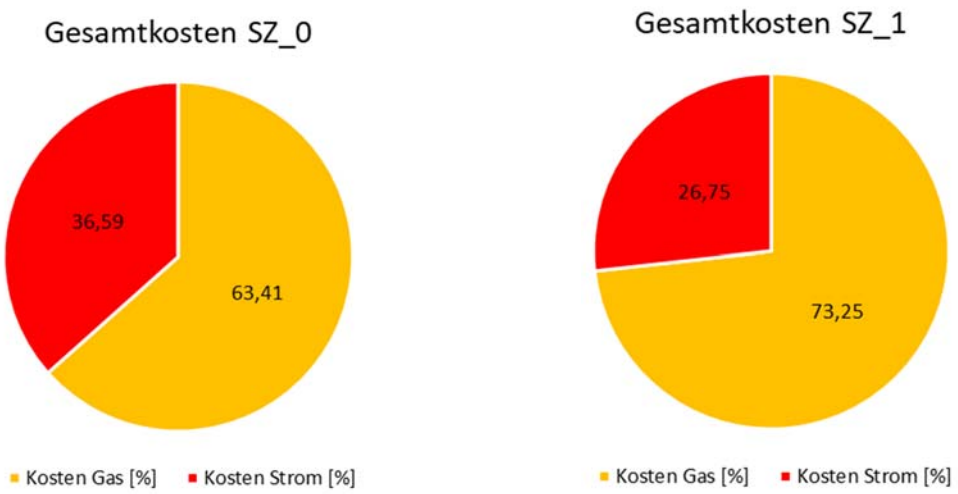


Abb. 2.22: Anteil an den Gesamtkosten in den beiden Szenarien

In Abb. 2.22 fällt zudem auf, dass durch die PV-Anlage und den Batteriespeicher weniger Strom aus dem Stromnetz bezogen wird und der Anteil des Stroms an den Gesamtkosten sinkt.

Vergleicht man die entstandenen Gesamtkosten aus dieser generischen Optimierung mit denen aus der Optimierung (2.6) so fällt auf, dass im SZ_0 die Gesamtkosten (2,89 Mio. €) aufgeteilt auf Strom (1,06 Mio. €) und Gas (1,83 Mio. €) übereinstimmend sind. In dieser Optimierung mit den beiden Schablonen konnten im Szenario mit der PV-Anlage und des Batteriespeichers die Gesamtkosten im Vergleich zu der anderen Optimierung etwas geringer ausfallen. Sie liegen allerdings im Rahmen der angenommenen absoluten und auch der relativen Optimierungsgenauigkeit.

Für das betrachtete Beispiel konnte damit unter Verwendung der Optimierungskomponenten mit generischer Flexibilitätsabbildung ein dem spezifisch entwickelten Optimierungsmodell ebenwürdiges Modell zur optimalen energetischen Einsatzplanung entwickelt werden.

2.6 Demonstratoren (TUIL, AST)

Im Rahmen des ZO.RRO-Projektes wurden die erarbeiteten Ansätze und Lösungen zur Energiesystemmodellierung anhand zweier kleiner und mittlerer Unternehmen demonstriert. Ziel der Demonstration ist die Erschließung und Planung energetischer Flexibilitätspotentiale von Industrie- und Gewerbeunternehmen, sowie die Bewertung des Flexibilitätspotentials bzgl. Kosten und den Einfluss auf die durch das Unternehmen verursachten CO_2-Emissionen.

In den folgenden Abschnitten wird die Konzeption der Demonstratoren, sowie die Umsetzung und Ergebnisse der beiden Industriedemonstratoren dargestellt und sowohl der Mehrwert als auch Hemmnisse bei der Umsetzung der Demonstratoren diskutiert.

2.6.1 Konzeption der Industriedemonstratoren

Zur Ermittlung des Einflusses einer CO_2-optimalen energetischen Einsatzplanung unter Einbeziehung zeitvarianter Emissionsfaktoren der im Industrieunternehmen genutzten Energieträger (ZO.RRO-Signal) gegenüber der kostenoptimalen Planung als Referenz wurde für jedes Demonstrator-Unternehmen ein Optimierungsmodell zur Ressourceneinsatzplanung erstellt. Die Modelle wurden mit Hilfe des Programms EMS-EDM Prophet® RPS erstellt. In einem grafischen Topologieeditor ist es hier möglich eine Optimierungsproblemstellung zu modellieren und in ein in der algebraischen Modellierungssprache GAMS formuliertes geschlossenes Optimierungsmodell zu überführen. Dabei ist es möglich ein übersichtliches Modell in verschiedenen Ebenen aufzubauen und im Anschluss mit einer Vielzahl freier und kommerzieller Solver zu lösen. Für die gewählten Anwendungsbeispiele wurde der Solver CPLEX ausgewählt. Mit Hilfe dieses Programmes wurde bereits zuvor das Energiesystemmodell für Thüringen aus (Abschnitt 2.3.1) aufgebaut. Die Modelle bestehen aus einer Hauptebene und bei einigen Anlagen-Komponenten auch aus Unterebenen, um das Gesamtmodell übersichtlich gestalten zu können. In jeder der Ebenen können einzelne Komponenten in Blöcken dargestellt werden. Die Parametrierung erfolgt ebenfalls im grafischen Topologieeditor, wobei zeitvariable Eingangs- und Ergebnis-Daten in einer Datenbank abgelegt werden. Die gemischt-ganzzahligen Optimierungsmodelle zur Ressourceneinsatzplanung können manuell oder automatisiert (z.B. zu festgelegten Zeiten) über den EMS-EDM Prophet® Scheduler ausgeführt werden. Der dabei betrachtete Optimierungszeitraum ist frei konfigurierbar. Die Optimierungsergebnisse können in der Datenbank abgelegt werden und/oder in verschiedenen Datenformaten (z.B. csv) automatisiert oder manuell exportiert werden.

Für jeden Industriedemonstrator wurde der Zeitraum eines Kalenderjahres betrachtet und ausgewertet. Aufgrund unterschiedlicher Datenlage konnte sich nicht auf dasselbe Jahr bezogen werden. So wurde bei Industriedemonstrator 1 das Jahr 2018 bei Industriedemonstrator 2 das Jahr 2019 als Datengrundlage herangezogen. Die Formulierung der Zielfunktion der Optimierungsmodelle erfolgte derart, dass sowohl

1. eine kostoptimierte:

$$\min_{c_s(t),c_g(t),c_{s.ex}(t)} \left\{ \sum_{t \in T} c_s(t) + c_g(t) + c_{s.ex}(t) \right\} \tag{34}$$

2. ein CO_2-optimale:

$$\min_{e_s(t),e_g(t),e_{s.ex}(t)} \left\{ \sum_{t \in T} e_s(t) + e_g(t) - f_{ex} \cdot e_{s.ex}(t) \right\} \tag{35}$$

Einsatzplanung der vorhandenen energetischen Anlagen und simulativ hinzugefügter Anlagen ermittelt werden konnte. Die Bewertung der CO_2-Emissionen des aus dem Netz bezogenen Stroms erfolgte bei den Betrachtungen über ein zeitvariables CO_2-Äquivalent [g/kWh], welches sich aus dem zeitvariablen Mix der deutschen Stromerzeugung des Betrachtungsjahres ergibt [43]. Im Datensatz vorhandene Lücken werden für kleinere Lücken (<4h) durch lineare Inter-

polation, für größere Lücken durch Übernahme der Werte des Vergleichszeitraumes des Tages der Vorwoche geschlossen. In Abb. 2.23 sind die Daten für die CO_2-Emissionsfaktoren 2019, sowie die Daten nach erfolgter Ersatzwertbildung dargestellt.

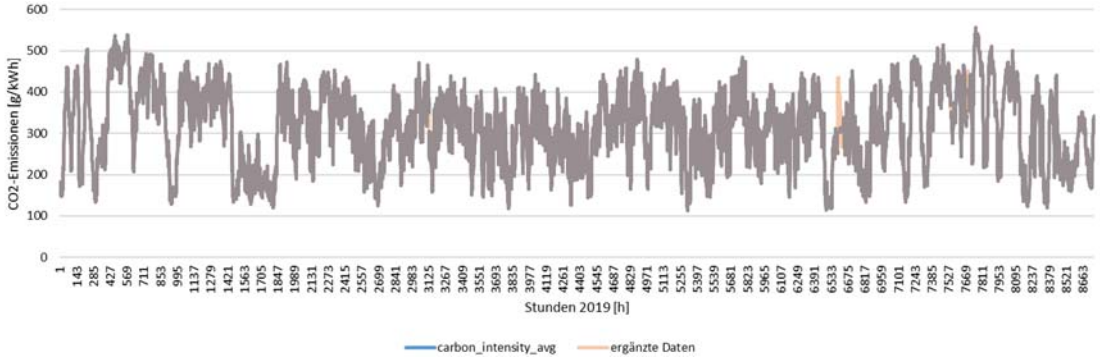


Abb. 2.23: CO_2-Emissionszeitreihe Strommix Deutschland 2019

Zusätzlich zu den beiden simulativ ermittelten Einsatzfahrplänen der Anlagen wurde der Vergleich zum Realbetrieb der Anlagen gezogen.

Im Allgemeinen werden für die Modellierung Daten zu den vorhandenen Anlagen (Typ, Wirkungsgrade und sonstige Beschränkungen), sowie die Strom- und Wärmebedarfszeitreihen benötigt.

Eine detaillierte Darstellung der Eingangsdaten, Szenarien und Ergebnisse der beiden Industriedemonstratoren folgt in 2.6.2 und 2.6.3.

2.6.2 Industriedemonstrator 1

Eingangsdaten

Vom Unternehmen wurde eine Übersicht der vorhandenen Anlagenkomponenten, sowie verschiedene Zeitreihen der Energiebedarfe (Strom und Wärme) zur Verfügung gestellt. In einem

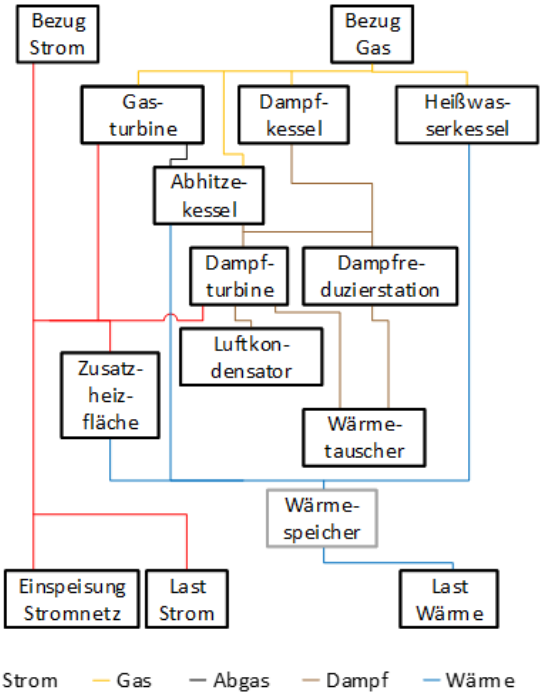


Abb. 2.24: Übersicht zur Energiesystemmodellierung Industrieunternehmen 1

zusätzlich betrachteten Szenario wurde der Einfluss eines synthetisch hinzugefügten Wärmespeichers ins Modell betrachtet. Eine Übersicht der Komponenten des Energiesystemmodells und der genutzten Parameter ist Abb. 2.23 und Tabelle 2.10 zu entnehmen.

Tabelle 2.10: Modellkomponenten und genutzte Parameter Industrieunternehmen 1

	Komponente	Parameter
Variable Bezugs-/ Lieferverträge	Bezug Strom	• Zeitvariabler Bezugspreis [44] • Zeitvariable CO2-Emissionsfaktoren
	Bezug Gas	• Fester Bezugspreis • Fester CO2-Emissionsfaktor
	Einspeisung Stromnetz	• Fester Lieferpreis
Bedarfe	Last Strom	• Zeitreihe aus Netzbezug Strom und Eigenerzeugung
	Last Wärme	• Zeitreihe aus Eigenverbrauch und Lieferung an ein Fernwärmenetz
Vorhandene Anlage	Gasturbine	• Minimale Leistung (thermisch und/oder elektrisch) • Maximale Leistung (thermisch und/oder elektrisch) • Wirkungsgrad (thermisch und/oder elektrisch) • Verfügbarkeit
	Dampfkessel	
	Heißwasserkessel	
	Abhitzekessel	
	Dampfturbine	
	Dampfreduzierstation	
	Luftkondensator	
	Zusatzheizfläche	
	Wärmetauscher	
Simulativ hinzugefügte Anlagen	Wärmespeicher	• Minimale Ein- und Ausspeicherleistung • Maximale Ein- und Ausspeicherleistung • Wirkungsgrad • Speicherkapazität

Die Bedarfe des Industrieunternehmens 1 lagen bis auf die Lieferung ans Fernwärmenetz vor. Die fehlende Zeitreihe zur Abbildung des Wärmebedarfs (Lieferverpflichtung Fernwärme) wurde durch zusätzliche Informationen zu monatlichen Liefermengen synthetisch generiert.

Use Cases

Mit den vorliegenden Eingangsdaten wurden 4 Use Cases betrachtet. Diese beinhalten jeweils den vorliegenden Anlagenpark einmal in kostenoptimierter und einmal in CO_2-optimierter Einsatzplanung und einmal mit einem um einen Wärmespeicher erweiterten Anlagenpark unter beiden Planungsprämissen. Eine Übersicht der Use-Cases ist in Tabelle 2.11 dargestellt.

Tabelle 2.11: Use Cases Industrieunternehmen 1

Use Case	Kostenoptimiert	CO_2-optimal	Ohne Wärmespeicher	Mit Wärmespeicher
UC1_1	X		X	
UC1_2		X	X	

UC1_3	X			X
UC1_4		X		X

Ergebnisse

Im Allgemeinen konnte für alle betrachteten Szenarien festgestellt werden, dass sich für Industrieunternehmen 1 ein relativ kleiner Einfluss der Planungsvarianten auf die CO_2-Emissionen und Kosten ergaben. Deswegen wurde der Fokus bei der Auswertung auf die veränderte Betriebsweise der Zusatzheizfläche als einzig abgebildete Sektorenkopplungstechnologie gelegt. Abb. 2.25 zeigt den Stromverbrauch der Zusatzheizfläche [%], wobei 100% der Nutzung der Anlage im kostenoptimalen Szenario mit vorhandenem Anlagenbestand entspricht.

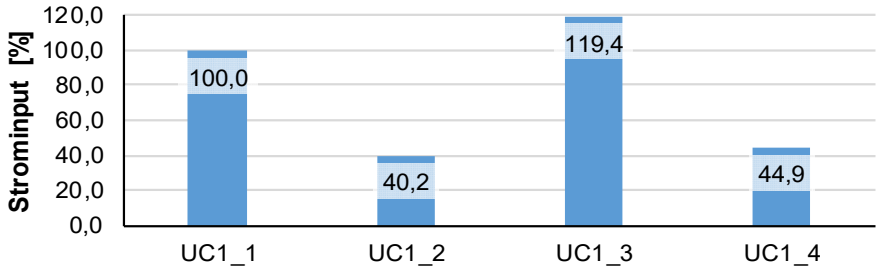


Abb. 2.25: Stromverbrauch der Zusatzheizfläche im Optimierungsjahr bezogen auf UC1_1

Resultierend aus der besseren wirtschaftlichen Effizienz der rein strombasierten Zusatzheizfläche, in Phasen günstigen Strombezugs, gegenüber dem konstanten Preis der Wärmeerzeugung im Heißwasserkessel, wurde die Zusatzheizfläche bei kostenoptimaler Einsatzplanung sehr häufig genutzt. Bei CO_2-optimaler Betrachtung hingegen ist der Heizkessel, mit einem angenommenen Wirkungsgrad von 91% und einem Emissionsfaktor von 0,02 t/MWh Erdgas, der Zusatzheizfläche, mit einem Wirkungsgrad von 99% und einem durchschnittlichen Emissionsfaktor des bezogenen Stromes von 0,374 t/MWh, oft überlegen.

Wird dem im betrachteten Industrieunternehmen vorhandenen Anlagenpark jedoch ein Wärmespeicher hinzugefügt und damit eine Flexibilisierung der Wärmeerzeugung durch Sektorenkopplungstechnologien ermöglicht, so kann sowohl bei kosten- als auch bei CO_2-optimaler Einsatzplanung eine höhere Nutzung der Sektorenkopplungstechnologie Zusatzheizfläche beobachtet werden.

2.6.3 Industriedemonstrator 2

Eingangsdaten:

Vom Unternehmen wurde eine Übersicht der vorhandenen Anlagenkomponenten, sowie verschiedene Zeitreihen der Energiebedarfe (Strom und Gas) zur Verfügung gestellt. In weiteren betrachteten Szenarien wurde der Einfluss synthetisch hinzugefügter Anlagen auf die Einsatzplanung betrachtet. Eine Übersicht der Komponenten des Energiesystemmodells und der genutzten Parameter ist Abb. 2.26 und Tabelle 2.12 zu entnehmen.

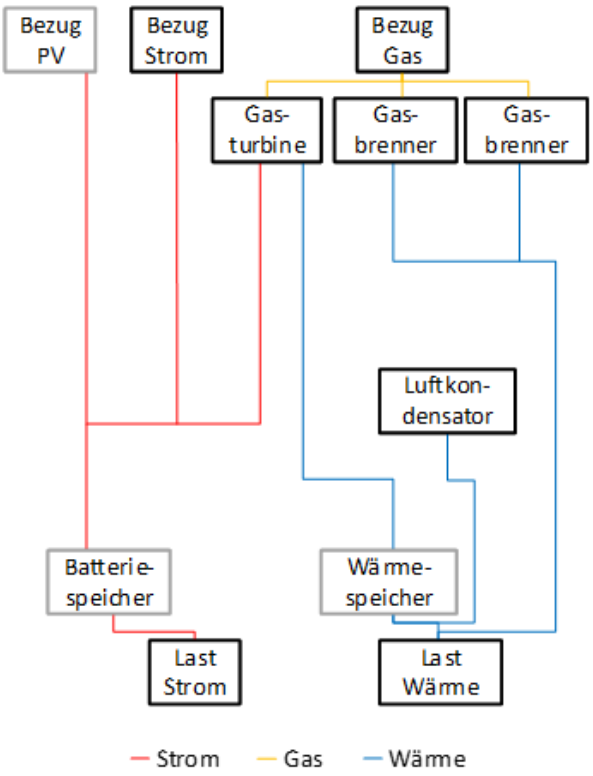


Abb. 2.26: Übersicht zur Energiesystemmodellierung Industrieunternehmen 2

Tabelle 2.12: Modellkomponenten und genutzte Parameter Industrieunternehmen 2

	Komponente	Parameter
Variable Bezugs-/ Lieferver-träge	Bezug Strom	• Fester Bezugspreis • Zeitvariable CO2-Emissionsfaktoren
	Bezug Gas	• Fester Bezugspreis • Fester CO2-Emissionsfaktor
Bedarfe	Last Strom	• Zeitreihe
	Last Wärme	• Zeitreihe
Vorhandene Anlage	Gasturbine	• Minimale Leistung (thermisch und/oder elektrisch) • Maximale Leistung (thermisch und/oder elektrisch) • Wirkungsgrad (thermisch und/oder elektrisch) • Verfügbarkeit
	2 Gasbrenner	
	Luftkondensator	
Simulativ hinzugefügte Anlagen	PV-Anlage	• Zeitreihe
	Batteriespeicher in zwei Aus-prägungen (klein und groß)	• Minimale Ein- und Ausspeicherleistung • Maximale Ein- und Ausspeicherleistung • Wirkungsgrad • Speicherkapazität
	Wärmespeicher	

Auch hier konnte keine für die Einsatzplanung benötigte Wärmebedarfszeitreihe zur Verfügung gestellt werden. Zur synthetischen Generierung der Zeitreihe wurde deshalb auf die Zeitreihen des Gasbezuges und des Gasverbrauchs der Gasturbine zurückgegriffen. Unter Annahme fester Wirkungsgrade der Gasturbine und der Gasbrenner wurde darauf aufbauend die Wärmebedarfszeitreihe generiert.

Bei den durch das Unternehmen zur Verfügung gestellten Zeitreihen musste zusätzlich eine Datenvorverarbeitung erfolgen. Dabei erfolgte z.B. die Bereinigung um einen Zeitversatz von 15 Minuten zwischen verschiedenen Zeitreihen, die einheitliche Abbildung der Umstellung zwischen Sommer- und Winterzeit, sowie die Plausibilisierung zwischen den Zeitreihen (z.B. keine Stromerzeugung in der Gasturbine, wenn kein Gas bezogen wird) und die Ersatzwertbildung für Fehlwerte.

Use Cases:

Basierend auf den beschriebenen Eingangsdaten wurden 16 Use Cases betrachtet. Zum einen wurde die Einsatzplanung für den vorhandenen Anlagenpark durchgeführt, zusätzlich wurden Szenarien mit PV-Anlage, mit Wärmespeicher, mit kleinem Batteriespeicher, mit großem Batteriespeicher, mit einer Kombination aus PV-Anlage und Wärmespeicher, mit einer Kombination aus PV-Anlage und großem Batteriespeicher, sowie der Kombination aus PV-Anlage, Wärmespeicher und großem Batteriespeicher betrachtet. Die Dimensionierung der simulativ hinzugefügten Anlagen, sowie die Annahmen zu Parametern und den zur Berechnung der Amortisationszeit benötigten Investitionskosten wurden in enger Anlehnung an die Erkenntnisse aus den Unternehmensansprachen getroffen. Die Einsatzplanung jeder dieser Szenarien wurde einmal Kosten- und einmal CO_2-optimal durchgeführt. Eine Übersicht der Use Cases findet sich in Tabelle 2.13.

Tabelle 2.13: Use Cases Industrieunternehmen 2

Use Case	PV-Anlage	Wärmespeicher	Batteriespeicher ca. 30 kWh	Batteriespeicher ca. 100 kWh
UC0	-	-	-	-
UC1	X	-	-	-
UC2	-	X	-	-
UC3	-	-	X	-
UC4	-	-	-	X
UC5	X	X	-	-
UC6	X	-	-	X
UC7	-	X	-	X
UC8	X	X	-	X

Neben den beschriebenen Use Cases wurden als Referenz die Kosten und Emissionen bei realem Anlagenbetrieb ermittelt und als Vergleichsgröße genutzt.

Zusätzlich zu den Betrachtungen für das Referenzjahr 2019 wurde gegen Projektende eine Vergleichsrechnung unter Anpassung der Bezugskosten für Strom und Gas auf das Preisniveau von 2022 durchgeführt und die Ergebnisse als Indikator des Einflusses der steigenden Preise für Strom und Gas auf die Amortisationsdauer der Anlagenerweiterungen ausgewertet.

Ergebnisse:

In Abb. 2.27 sind als Zusammenfassung der Ergebnisse der durchgeführten Simulationen für das Demonstrator-Unternehmen 2 die resultierenden CO_2-Emissionen [t] und Gesamtkosten

des Energiebezugs [Mio. €] dargestellt. Der Vergleich mit den durch Auswertung der real bezogenen Strom- und Gasmengen ermittelten CO_2-Emissionen und Gesamtkosten des Strom- und Gasbezuges zeigt, dass durch den Einsatz von Modellen zur Ressourceneinsatzplanung auch ohne Anpassung des vorhandenen Energiesystems sowohl kosten- als auch emissionsseitig Einsparungen erzielt werden können.

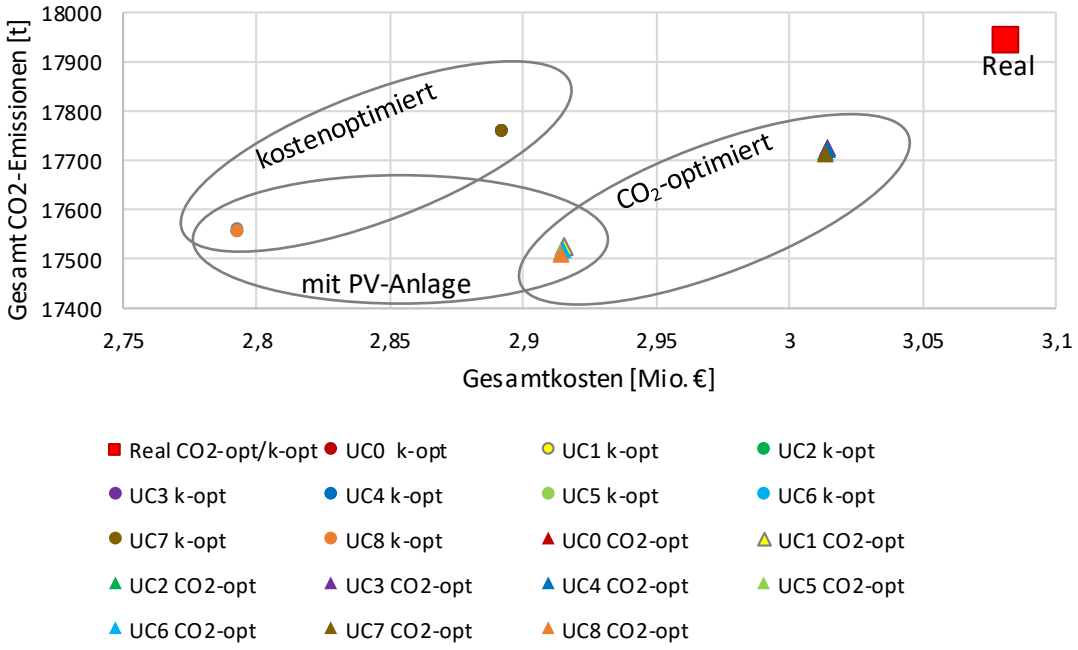


Abb. 2.27: Zusammenfassung der für das Untersuchungsjahr 2019 resultierenden CO2-Emissionen Gesamtkosten des Strom- und Gasbezugs für alle Use Cases

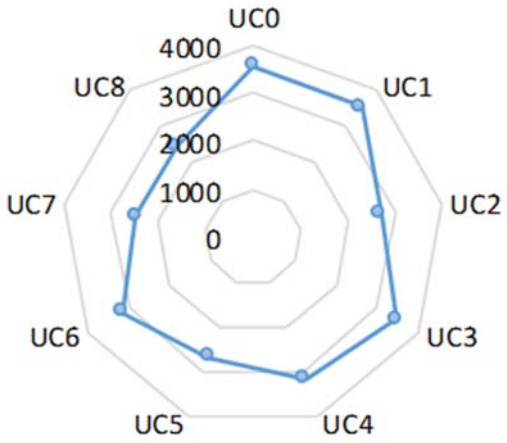
Bei der Auswertung lassen sich 4 Cluster erkennen. Die Szenarien in CO_2-optimaler Betriebsweise, ohne Installation einer PV-Anlage, führen zu einer geringen Kostenersparnis beim Strom- und Gasbezug in einer Größenordnung von 2%. Mit einer Ersparnis von knapp 220 t CO_2 können bei einer Einsatzplanung unter der Prämisse der CO_2-Emissions-Minimierung ca. 35 t CO_2 mehr eingespart werden als bei kostenoptimaler Planung. Die Use Cases ohne Installation einer PV-Anlage bei kostenoptimaler Einsatzplanung erzielen dafür eine deutlichere Reduktion bei den Gesamtkosten für Strom- und Gasbezug in der Größenordnung von 6%.

Wie zu erwarten wurde durch die simulative Integration einer PV-Anlage für alle Fälle eine deutliche Reduktion der Gesamtkosten des Strom- und Gasbezuges, aber auch der resultierenden CO_2-Emissionen erreicht.

Tabelle 2.14 beantwortet die Frage nach den Mehrkosten für das Industrieunternehmen 2 um eine t CO_2 einzusparen. Dazu wurden für jeden der betrachteten Use Cases die Kostendifferenz bei kostenoptimaler und CO_2-optimaler Einsatzplanung mit der CO_2-Ersparnis bei CO_2-optimalem Betrieb gegenüber kostenoptimalem Betrieb verglichen. Für den betrachteten Anwendungsfall ergibt sich mit Mehrkosten zwischen 2464€ und 3559€ pro eingesparter t CO_2 derzeitig kein wirtschaftlicher Anwendungsfall für eine CO_2-optimale Einsatzplanung.

Tabelle 2.14: Mehrkosten pro Tonne CO2-Einsparung je Use Case

	Mehrkosten [€ pro tCO2]
UC0	3559
UC1	3528
UC2	2702
UC3	3458
UC4	3171
UC5	2688
UC6	3146
UC7	2469
UC8	2464



Zur Bewertung der Use Cases und den dort gewählten Erweiterungsoptionen des Anlagenbestandes wurde eine Amortisationsvergleichsrechnung (AVR) durchgeführt. Hierbei werden die Amortisationszeiten der einzelnen Use Cases bezogen auf den Realbetrieb mit der Durchschnittsmethode ermittelt. Die Amortisationsdauer (tw) berechnet sich dabei über den durchschnittlichen Jahresüberschuss und kann mittels Gleichung (36**)** veranschaulicht werden.

$$t_w = \frac{AW}{G + AfA + Z} \tag{36}$$

Die Gleichung beschreibt im Zähler den anfänglichen Kapitaleinsatz (die Investitionskosten bzw. den Anschaffungswert (AW)) und im Nenner den Rückfluss pro Periode. Dabei ist der Rückfluss pro Periode der Gewinn (G) addiert mit der kalkulatorischen Abschreibung (AfA) und den kalkulatorischen Zinsen (Z). Die Investitionskosten wurden in enger Zusammenarbeit mit den Projektpartnern Theen, Trianel und IFE ermittelt und lehnen sich an die Konzeptvorschläge für Industrieunternehmen 2 an.

Durch die Kostenvergleichsrechnung (KVR) lässt sich die kalkulatorische Abschreibung bestimmen. Hierbei wird der Wiederbeschaffungswert bzw. falls dieser nicht bekannt ist der Anschaffungswert durch die Nutzungsdauer (ND) dividiert (37).

$$AfA = \frac{AW}{ND} \tag{37}$$

Für die drei in diesem Beispiel verwendeten Komponenten wird die Nutzungsdauer der PV-Anlage und des Wasserspeichers mit je 20 Jahren festgelegt und die Nutzungsdauer der Akkumulatoren mit 10 Jahren [45].

Der kalkulatorische Zins (Z) berechnet sich aus dem Produkt des kalkulatorischen Zinssatzes (i) und des durchschnittlich gebundenen Kapitals (DGK). Durch Division des Anschaffungswertes AW durch 2 erhält man das DGK (38), (39).

$$DGK = \frac{AW}{2} \tag{38}$$

$$Z = DGK \cdot i \tag{39}$$

Für i wurden 2 % angenommen.

Zur Berechnung des Gewinns (G) müssen zuvor die Gesamtkosten (K) und der Erlös (E) ermittelt werden. Dabei setzen sich die Gesamtkosten aus den Fixkosten (K_{fix}) und den variablen Kosten (K_{var}) zusammen (40).

$$K = K_{fix} + K_{var} \quad (40)$$

In der Berechnung für Industrieunternehmen 2 werden hier die Betriebskosten der Batteriespeicher als Fixkosten und somit Gesamtkosten berücksichtigt. Für die beiden anderen Komponenten sind keine Kosten bekannt und werden somit in diese Berechnung nicht mit aufgenommen.

Zur Berechnung des Gewinns wird die Gewinnvergleichsrechnung (GVR) verwendet. Hierbei setzt sich der Gewinn aus der Subtraktion der Kosten von den Erlösen zusammen. Bei den Use Cases lässt sich der Erlös aus der Subtraktion der Gesamtkosten des Strom- und Gasbezugs der Optimierung (GK_{UC}) von den errechneten Gesamtkosten im Realbetrieb (GK_{real}) ermitteln (41), (42).

$$E = GK_{real} - GK_{UC} \quad (41)$$

$$G = E - K \quad (42)$$

Bei dem Gewinn wird für die AVR angenommen, dass dieser mindestens der Höhe aus dem Bezugsjahr 2019 für alle Folgejahre entspricht.

Die Amortisationsdauer für jeden Use Case ist in Tabelle 2.15 dargestellt.

Tabelle 2.15: Amortisationsdauer der einzelnen Use-Cases (Strom- und Gaspreise 2019)

k-opt.	tw [a]
UC0	0,00
UC1	1,21
UC2	5,90
UC3	0,12
UC4	0,26
UC5	5,07
UC6	1,35
UC7	5,97
UC8	5,13

CO2-opt.	tw [a]
UC0	0,00
UC1	1,99
UC2	10,06
UC3	0,33
UC4	0,70
UC5	7,17
UC6	2,20
UC7	10,06
UC8	7,22

Aus Tabelle 2.15 geht hervor, dass sich bei kostenoptimalem Betrieb die Investitionskosten schneller amortisieren als bei CO_2-optimaler Planung. Des Weiteren werden die längsten Amortisationszeiten in den UC2 und UC7 erreicht, mit fast sechs Jahren im kostenoptimalen und über zehn Jahren im CO_2-optimalen Fall. UC7 (CO_2-optimal beinhaltet Wärmespeicher (Abschreibezeit 20 Jahre) und der Batteriespeicher (Abschreibezeit 10 Jahre). Hier würde die Nutzungsdauer des Batteriespeichers unter der Amortisationsdauer liegen und eine Investition ausgeschlossen sein. In allen anderen Use-Cases ist eine Investition in die Anlagenkomponenten sinnvoll. Wird in einen Wärmespeicher investiert, so ist die Amortisationszeit länger als bei der PV-Anlage und den Batteriespeichern. Dies liegt vor allem an den hohen veranschlagten Investitionskosten des Wärmespeichers.

Alle bis jetzt getroffenen Aussagen beruhen auf dem Preisniveau für Strom- und Gasbezug von 2019. Seit diesem Zeitraum gab es eine enorme Preissteigerung, sowohl für Strom, als auch für Gas. Um diese Entwicklung bewerten zu können, wurden die vorgestellten Berechnungen nochmal mit angepasstem Preisniveau von Anfang 2022 durchgeführt. Dabei wurde angenommen, dass sich der Preis für den Strombezug im Vergleich zu 2019 ca. verdoppelt

hat, der Gaspreis wurde mit dem 3,5-fachen angenommen. Dies entspricht den Preisentwicklungen laut [46, 47].

Ohne Anpassung der Investitionskosten konnten unter Verwendung der beschriebenen Methode der Amortisationsvergleichsrechnung mit diesen Annahmen aktualisierte Amortisationsdauern berechnet werden, Tabelle 2.16.

Tabelle 2.16: Amortisationsdauer der einzelnen Use-Cases (Strom- und Gaspreise 2022)

k-opt.	tw [a]
UC0	0.00
UC1	0.61
UC2	3.62
UC3	0.06
UC4	0.13
UC5	2.91
UC6	0.68
UC7	3.68
UC8	2.95

CO2-opt.	tw [a]
UC0	0.00
UC1	0.99
UC2	7.19
UC3	0.17
UC4	0.36
UC5	4.33
UC6	1.11
UC7	7.24
UC8	4.39

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass sich unter den getroffenen Annahmen weiterhin deutlich geringere Amortisationsdauern für den kostenoptimalen Betrieb gegenüber einer CO_2-optimalen Betriebsführung ergeben. Allerdings reduzieren sich auch bei CO_2-optimaler Betrachtung die Amortisationszeiten beträchtlich und liegen vor allem für die Use Cases ohne Wärmespeicher in praktikabler Größenordnung. Die Reduktion der Amortisationsdauer liegen für alle Use Cases im Bereich der Hälfte der berechneten Zeiten mit dem Preisniveau von 2019.

2.6.4 Zusammenfassung und Fazit

In den vorangegangenen Abschnitten wurde die Demonstration der im Projekt entwickelten Ansätze zur CO_2-optimalen Betriebsführung von Energiesystemen anhand zweier Industrieunternehmen beschrieben und mit einer kostenoptimalen Betriebsführung, sowie den realen Betriebsdaten verglichen. Dabei wurden sehr heterogene und spezielle Ergebnisse je Demonstrator-Unternehmen ermittelt. Während die Betriebsführungsstrategien bei Industrieunternehmen 1 kaum Einfluss auf die Bezugskosten von Strom und Gas, sowie des CO_2-Emissionen hatten, konnten bei Industrieunternehmen 2 mitunter signifikante Einsparungspotentiale nachgewiesen werden. Dies betraf vor allem die Use Cases, in denen die vorhandenen energetischen Anlagen um regenerative Erzeugungsanlagen und Speichertechnologien erweitert wurden. Für die betrachteten Erweiterungskonzepte konnten praktikable Amortisationszeiten ermittelt werden. Hierbei haben die Preise des Strom- und Gasbezugs signifikante Auswirkungen gezeigt.

Es wurde allerdings auch festgestellt, dass eine CO_2-optimale Betriebsweise zwar zu einer bemerkenswerten Reduktion der CO_2-Emissionen führen kann, für Industrieunternehmen 2 aber noch keinen wirtschaftlichen Anwendungsfall darstellt.

Bei der Erstellung der Modelle zur Ressourceneinsatzplanung wurde deutlich, dass die Akquise der benötigten Daten eine erhebliche Hürde darstellt und mit großem Aufwand verbunden ist. Dabei sind die benötigten Daten vor allem beim Wärmebedarf oft gar nicht vorhanden

und mussten synthetisch generiert werden. Für die simulativen Untersuchungen wurden zudem nur historische Daten genutzt. Die Verfügbarkeit aktueller Messwerte stellt sich noch als deutlich kritischer dar. Weitere Hemmnisse bei der Datenakquise wurden im Bereich der Datenqualität festgestellt. Datenlücken mussten durch Anwendung geeigneter Ersatzwertmethoden geschlossen werden und verschiedene Datenformate innerhalb der Unternehmen synchronisiert werden.

Das bis hierher erfolgte individuelle Erstellen der Modelle ist mit einem enormen und für kleine und mittelständische Unternehmen nicht abbildbaren zeitlichen und finanziellen Aufwand verbunden. Deshalb ist ein möglichst hoher Automatisierungsgrad dieses Prozesses anzustreben. Im Bereich der Modellierung wurden deshalb Prototypen zur generischen Abbildung der Energiesysteme von Industrieunternehmen umgesetzt, siehe Abschnitt 2.6.1.

3 Industrie und Gesamtintegration (TUIL, AST, IfE, KCS, TRI)

Im folgenden Kapitel werden die konzeptionellen Voruntersuchungen zur Identifikation von Flexibilität in der Praxis bei und mit Industrieunternehmen vorgestellt. Die entwickelten Ansätze (vgl. Kap. 2) sollen in einer weiteren Projektphase in einem Feldtest gemeinsam mit Thüringer Unternehmen erprobt werden. Dafür wurde ein Zielbild zur Demonstration entwickelt, welches in Kap. 3.1 eingeführt wird. Die dafür notwendige IT-Infrastruktur und IT-Systeme folgen in Kap. 3.2 und die konkreten Voruntersuchungen zur Erschließung der Flexibilität in Kap. 3.3. Das Kapitel schließt mit den entwickelten Ansätzen zur Vermarktung (Kap. 3.4) und der Zusammenfassung sowie der Gesamtintegration in Kap. 3.5.

3.1 Entwickeltes Zielbild zur Demonstration im Feldtest (TUIL)

Ziel des Projektes ZO.RRO ist u.a. die Vorbereitung von entwickelten Ansätzen zu allgemeinen Methodiken und die Identifikation von konkreten Anwendungsfällen bei möglichen Praxispartnern zur Untersuchung Flexibilitätshebung zur Erprobung im Feld (bei realen industriellen Verbrauchern). Als Lösungsoption soll untersucht werden wie Flexibilitätsoptionen bei KMU und allen Sektoren aufgezeigt und nutzbar gemacht werden können. Dabei soll auch der Einsatz von Sektorenkopplung zwischen den Sektoren Strom, Gas, Wärme/Kälte und Mobilität berücksichtigt werden.

Wie in den folgenden Teilkapitel beschrieben (vgl. z.B. Abschnitt 3.3.7) sind die Hemmnisse bei KMU sehr hoch, da die Produktionsprozesse selbst innerhalb einer Branche sehr unterschiedlich umgesetzt werden und das energetische Know-How in kleinen und mittelständischen Unternehmen meist nicht vorhanden ist.

Deshalb haben wir uns im Rahmen von ZO.RRO ein Gesamtkonzept erarbeitet, um auch kleinen und mittelständischen Unternehmen eine Beteiligung an der Reduktion der CO2 Emissionen mit möglichst geringen Aufwänden auf Unternehmensseite zu ermöglichen. Die Strategie basiert auf 2 Schwerpunkten, die untersucht, entwickelt und im Rahmen einer weiteren Projektphase umgesetzt werden sollen.

<u>1. Mittels eines CO2-basierten Anreizsignals soll für KMU zu jeder Zeit ersichtlich sein, wie die Produktion CO2 minimal geplant und gesteuert werden kann.</u>

Nach aktuellem Stand der Technik sind CO_2-freien Erzeugung und CO_2-freie Systemdienstleistungen zwei getrennte Funktionen im Energieversorgungssystem und werden auch getrennt gemessen und abgerechnet. Im Sinne der CO_2-Optimierung erscheint diese Trennung nicht optimal, da die Beteiligung von mittleren und kleinen flexiblen Lasten an der SDL-Erbringung erschwert wird. Deshalb kombiniert der entwickelte Ansatz die Eigenschaften der zwei bisherigen Funktionen und ermöglicht durch die Einführung des sogenannten ZO.RRO-Signals als externe Anreizgröße die CO2-minimale Produktionsplanung und Steuerung. Das ZO.RRO Signal berücksichtig die miteinander gekoppelten Energieverteilinfrastrukturen für die Energieträger Strom, Gas und Wärme über eine Schnittstelle. Das ZO.RRO-Signal ist ein synthetisch generiertes, rollierendes Signal und wird u.a. eingesetzt, um die Komplexität für den Einsatz von flexiblen Lasten als Flexibilitätsoptionen zu reduzieren (vgl. Abb. 3.1).

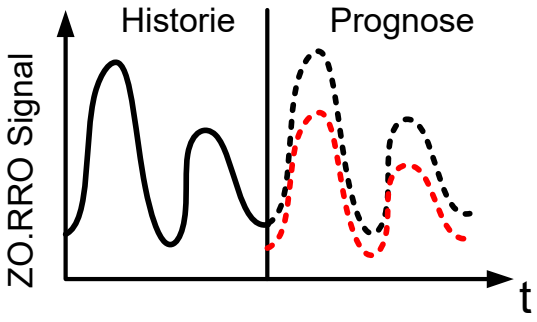


Abb. 3.1: Schematische Darstellung des Anreizsignals zur CO2-minimalen Produktionsplanung und Steuerung

<u>2. Ein energetischer digitaler Zwilling soll für KMU schnell ein Optimierungsmodell schaffen, mit dem die hochspezialisierten Produktionsprozesse auf das CO2-basierte Anreizsignal flexibilisiert werden können.</u>

Aus den Simulationsergebnissen des Vorhabens (vgl. Kap. 2) lässt sich ableiten, dass branchenunabhängig mit der Flexibilisierung einer MWh elektrischer Energie (innerhalb einer 8 Stunden Arbeitsschicht) die Vorketten-Emission vom Strom um bis zu 150 tCO2 pro Jahr reduziert werden kann. Flexibilisierung von Industrieprozessen ist Gegenstand zahlreicher Forschungsprojekte und Untersuchungen. Die damit verknüpften Ergebnisse deuten auf prozess- und unternehmspezifische sowie investitionsintensive Lösungen hin. Davon abgrenzend erlaubt Produktionsplanung und Steuerung, als Teil der industriellen Fertigung ebenfalls Flexibilisierung durch Anpassungen im Produktionsablauf. Die Verknüpfung der Produktionsschritte mit den energetischen Bedarfen ist aber insbesondere im Bereich von KMU nicht systematisch erfasst. Von daher soll die Entwicklung und prototypische Umsetzung einer Methodik für einen unternehmensspezifischen, energetischen Produktionszwilling und darauf aufbauend die Untersuchung der CO2-minimalen Produktionsplanung unter Beachtung von Unsicherheiten für KMU in den Fokus gebracht werden.

Der energetische Produktionszwilling soll Industrieunternehmen damit in die Lage versetzen neben den realen CO_2-Emissionen in Echtzeit an ihrem Produktionsstandort auch die CO_2-Emissionen für die geplante Produktion zu prognostizieren. Durch das CO_2-Steuerungssignal werden sie in die Lage versetzt, dies in ihrer Produktionsplanung zu berücksichtigen und erhalten damit die Basisinformation zur CO_2-minimalen Produktionsprozessplanung. Dadurch ergeben sich u.a. folgende Anwendungsfälle:

1. Änderung der Prozessstufen und der Auftragsreihenfolge, indem energieintensive Prozesse in Zeiten niedriger CO_2-Emissionsfaktoren verschoben werden und Prozesse, die geringeren Strombedarf haben in die Zeiten mit höheren CO_2-Emissionsfaktoren
2. Werkzeugwechsel werden im CO_2 ungünstigen Moment, d.h. bei hohen Emissionsfaktoren durchgeführt
3. Direkte Rückkopplung der Abweichung vom Produktionsfahrplan auf die CO_2-Emission quantifizierbar

Sowohl in der Produktionsplanung als auch in der Bestimmung der Emissionsfaktoren der energetischen Vorkette treten Abweichungen zwischen Prognose und realisiertem Wert auf, wobei die Abweichung selbst vom Prognose-Horizont anhängig ist. Der Prognosefehler für die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien liegt 24h im Voraus im Mittel bei 5%.

Die Änderung der Prozessreihenfolge kann nicht ohne Weiteres durchgeführt werden und Bedarf der Betrachtung weiterer Parameter. Neben den prozessbedingten Abhängigkeiten der einzelnen Schritte, kommt der Beachtung der Produktionsplanung und -steuerung (PPS), sowie der Beachtung der Maschinen eine essenzielle Rolle zu. Folglich ist unklar, welche Einflussfaktoren für die flexible Einlastung der Prozesse auf Basis der Prognosen ausschlaggebend sind. Demgegenüber ist ebenso unklar, in welchem Maße sich die dynamische Anpassung der Prozessreihenfolgen auf den Shop Floor auswirken wird. Diese Komplexität wird dahingehend gesteigert, dass die Prognosen einer Unschärfe unterliegen. In Anbetracht des genannten Prognosefehlers steigt die Genauigkeit mit kleiner werdendem Prognose-Horizont. Folglich unterliegt die PPS diesbezüglich insbesondere einem Aktualisierungs-Intervall und den damit zusammenhängenden Regelungsmechanismen. Demnach wird für die Planung eine übergeordnete Logik benötigt, die sowohl Restriktionen als auch Mechanismen zum Abschätzen der Sinnhaftigkeit, Machbarkeit und Notwendigkeit von Neuplanungen beinhaltet.

Neben den Auswirkungen auf strategischer Ebene sind operativ insbesondere Auswirkungen auf der (systemischen) Umsetzung zu verzeichnen. Folglich wirkt sich eine emissionsgünstige Fertigung nicht nur auf die CO2-Bilanz des Produktes, sondern auch auf die Attraktivität des Produktes innerhalb einer Zulieferkette aus. Diesem Zusammenhang liegt der Einfluss der Emissionen auf das Preisniveau zugrunde. So kann ein Hersteller sein Produkt besonders CO2-minimal herstellen, wenn auch seine Zulieferer besonders CO2-minimal produzieren. Dadurch können sich vor allem KMUs von ihren Konkurrenten abgrenzen und an Marktattraktivität gewinnen.

Aus den Untersuchungen soll dementsprechend abgeleitet werden können, wann der optimale Zeitpunkt der Berücksichtigung der Energiebereitstellung in der Produktionsplanung ist, bzw. zu welchen Zeitpunkten eine Adaption sinnvoll ist. Dabei sollen branchenspezifische Unterschiede in den Zeitintervallen der Produktionsplanung sowie der am Ende tatsächlich realisierten Produktion betrachtet werden. Die Zielstellung soll durch simulationsgestützte Methodenentwicklung und Erprobung an branchenspezifischen Praxisbeispielen erreicht werden. Dazu sollen Unternehmen aktiv in das Vorhaben eingebunden werden. Diese Methodik soll ermöglichen, die durch die Digitalisierung in Unternehmen gewonnenen Daten automatisiert auszuwerten, das daraus extrahierbare Wissen für die Verbesserung der Modellbildung des Digitalen Zwillings zu nutzen und somit eine bessere Entscheidungsunterstützung für das Unternehmen zu leisten. Für unterschiedliche Produktionsprozesse und Anwendungsfälle können unterschiedlich detaillierte Ansätze für den digitalen Zwilling in Frage kommen wie Black-, Grey- und Whitebox.

Zusammengefasst ist das Ziel, eine Methode zur automatischen Generierung energetischer Produktionszwillinge für verschiedene Branchen zu entwickeln, so dass Flexibilitätspotentiale datenbasiert identifiziert werden können und eine Grundlage für die Entwicklung von Flexibilisierungsprognosen entsteht.

Um den Produktionsvollzug überwachen und hinsichtlich der Erfüllung der Auftragslage bei minimal anfallender CO2-Emission auswerten zu können, wird das CO2-Monitoring ausgewertet. Für den Fall von Planabweichungen, die durch das Monitoring detektiert werden können, sind geeignete gegensteuernde Maßnahmen vorgesehen. Die Reaktion führt zur kurzfristigen Anpassung der Produktion und hat eine Rückwirkung auf das CO2-Signal.

Im Folgenden (Kap. 3.2-3.5) werden die Ergebnisse der Voruntersuchungen zur Vorbereitung der Umsetzung des entwickelten Zielbildes im Feldtest vorgestellt.

3.2 IT-Infrastruktur und IT-Systeme (TUIL, AST, KCS)

3.2.1 Systemarchitektur

Die zur Umsetzung des in Kap. 3.1 beschriebenen Ansatzes notwendige Systemarchitektur setzt sich aus drei wesentlichen Instanzen zusammen (siehe Abb. 3.2).

- Die **ZORRO Backend Struktur** – stellt das ZO.RRO-Anreizsignal zu Verfügung und übernimmt die gesamtheitliche CO2-Bewertung. Steht stellvertretend für externe Anforderungen der Marktakteure.
- **Unternehmensstandort** – umfasst die Produktionsanlagen und damit verknüpfte Mess-Steuerung und Regelungssysteme. Die ZO.RRO-Box greift innerhalb des Standortes auf die Verbrauchserfassung durch RLM zu. Weiterhin besitzt die ZO.RRO-Box als Spezialmessgerät eigene Messkanäle, die eine Erfassung und Verarbeitung der Maschinen-Fingerprints erlauben. Die ZO.RRO Box führt eine Abstraktion der Messdaten in energetische Grundmodell durch und übergibt Parametersätze an den energetischen Produktionszwilling (ePT). Innerhalb ePT läuft wiederum das digitale Abbild, welches für Produktionsplanung und Steuerung eingesetzt werden kann.
- **iRLMSys, iMSys** – stellt die standardisierte intelligente Mess- und Steuerungsinfrastruktur dar. iMSys befindet sich in der Roll-out-Phase, während iRLMSys sich in der Spezifizierung befindet. Im Rahmen der praxisnahen Erprobung bei industriellen Verbrauchern kann daher nicht zwangsläufig auf die genannten Systeme zurückgegriffen werden. Es wird daher ein Work-around zur Erprobung angestrebt, der temporär notwendige Mess- und Steuerungskanäle ohne umgesetztes iRLMSys nutzt, um die mit dem Vorhaben verbunden Anforderungen und Funktionen bedienen zu können.

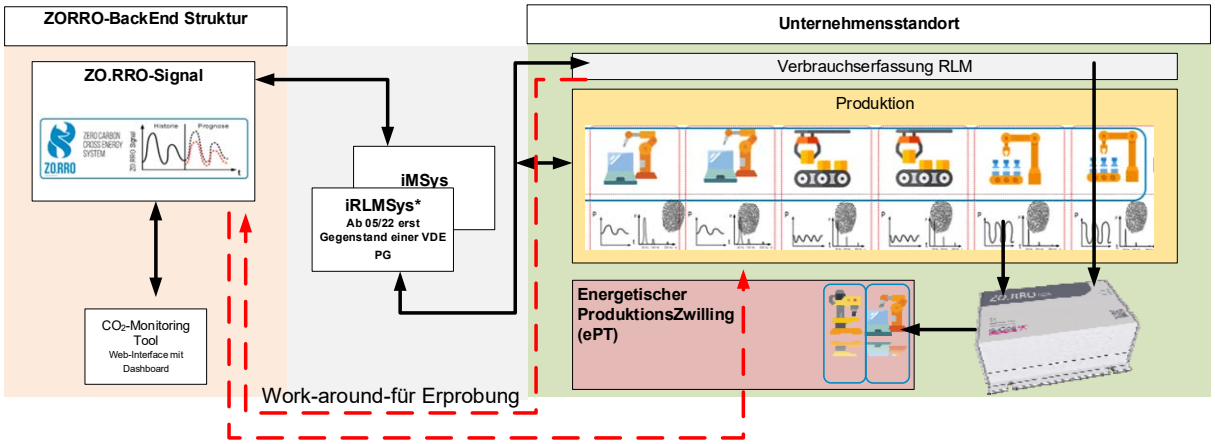


Abb. 3.2: Systemarchitektur

Im Folgenden wird die ZO.RRO BackEnd-Struktur als Teil der Systemarchitektur detaillierter beschrieben (vgl. Abb. 3.3). Dabei wird insbesondere auf das CO2-Monitoring eingegangen, welches sich einfach in ein bestehendes IKT-Ökosystem integrieren lässt.

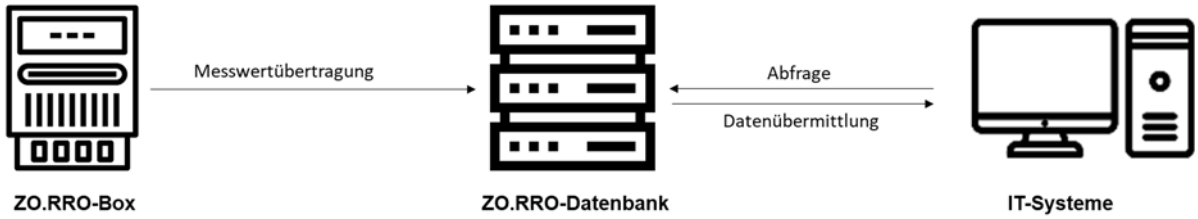


Abb. 3.3: Zusammenspiel der ZO.RRO-Box, Datenbank und angebundener IT-Systeme

Hierbei steht die konstante Überwachung des CO_2-Ausstoßes des nutzenden Unternehmens bzw. Stadtwerkes im Fokus. Das CO_2-Monitoring-Tool soll es ermöglichen, den CO_2-Ausstoß sowohl zeitlich als auch örtlich detailliert darzustellen, um eine genaue Übersicht darüber zu erhalten, wo sich die größten CO_2-Verursacher befinden. Dies ist eine ideale Ausgangsbasis, um Maßnahmen zur CO_2-Reduktion einzuleiten.

Zu Beginn der Arbeiten wurde die heutige Situation im Bereich der CO_2-Überwachung detailliert analysiert. Hierbei wurde u.a. auch eine Marktübersicht zu bestehenden Produkten und Lösungen erstellt. Zielgruppe des CO_2-Monitoring-Tools sind neben Unternehmen vorrangig Teilnehmer der Energiewirtschaft (Stadtwerke, Kraftwerksbetreiber etc.), aber auch staatliche Institutionen.

Das CO_2-Monitoring-Tool besteht aus:

1. einem Dashboard
2. und einer Funktion zur automatisierten Erstellung eines GHG-Berichtes (Greenhouse Gas Protocol).

Das Dashboard stellt CO_2-Monitoring differenziert nach verschiedenen Kriterien dar. Insgesamt besteht die Möglichkeit 8 verschiedene Dashboardelemente zu nutzen, die jeweils einen anderen inhaltlichen Fokus haben. Die folgenden 8 Elemente können ausgewählt werden:

1. Gesamt-CO_2-Verbrauch
2. Energieträger
3. Sektorenkopplung
4. Mobilität
5. Wärme
6. Kälte
7. Regionen
8. Systemdienstleistungen

Neben dem Dashboard besteht mit der GHG-Berichtsfunktion die Möglichkeit automatisiert einen GHG-Bericht erstellen zu lassen. Hierfür wird der Nutzer durch einen Dialog geführt, in dem er zusätzliche Daten eingeben kann. Dies umfasst Informationen zu Emissionen von Treibhausgasen, die nicht vom Kyoto-Protokoll erfasst werden, Informationen über Ursachen von Emissionsveränderungen und Kompensationen. Alle weiteren Daten, die den verschiedenen Scopes des GHG-Berichts zugeordnet sind, werden automatisiert aus dem angebundenen Backend und der Datenbank übernommen und bedürfen keiner weiteren Eingabe durch den Nutzer.

Vor Inbetriebnahme des Tools sollte kein Customizing notwendig sein. Der Quellcode des Tools sollte jedoch so aufgebaut sein, dass ein Customizing der Elemente dennoch möglich ist.

3.2.2 Softwaretechnische Umsetzung

Die Zielstellung des Arbeitspaketes 3.3 umfasste die softwaretechnische Umsetzung eines CO_2-Monitoring-Tools, welches sich einfach in ein bestehendes IKT-Ökosystem integrieren lässt.

Die dabei verwendeten Sprachen, Datentypen und Frameworks sollen die Basis für ein innovatives Softwareprodukt bieten, welches auch in Zukunft einfach angepasst und erweitert werden kann.

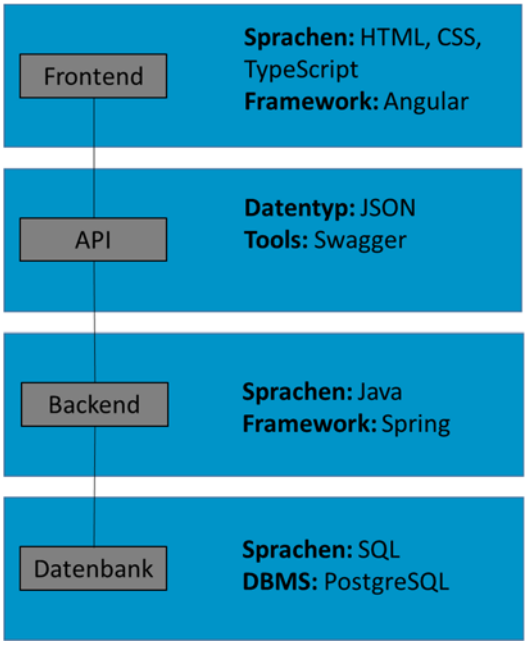


Abb. 3.4: Gesamtübersicht des Softwarestacks

In Abb. 3.4 ist eine Gesamtübersicht des Softwarestacks des CO_2-Monitoring-Tools gegeben. Die unterste Schicht bildet die Datenpersistenz für die als Datenbankmanagementsystem (DBMS) PostgreSQL verwendet wurde. Das Backend wurde in Java, unter Einbeziehung des Frameworks Spring, entwickelt. Zwischen Back- und Frontend wurde eine API-Schicht eingezogen, die in einer zukünftigen Nutzung die folgenden Vorteile bietet:

- Abtrennung des Frontends und Anbindung an ein anderes Backend
- Abtrennung des Backends und Nutzung eines anderen Frontends
- Variable Erweiterung der API um weitere Funktionen durch einfache Anbindung weiterer Systeme

Das Frontend wurde so ausgelegt, dass eine Abbildung in Browsern möglich ist. Damit kann das System auch flexibel als Remote-Lösung genutzt werden.

Datenbank

Eine Datenbank bildet die Datenbasis für eine Software. Im Falle des CO_2-Monitoring-Tools erhält die Datenbank ihre Daten aus der angebundenen ZO.RRO-Box. Die umgesetzte Datenbank für das CO_2-Monitoring-Tool wurde auf Basis des Datenbankmanagementsystems PostgreSQL erstellt. Bei PostgreSQL handelt es sich um eine Open-Source-Lösung, die objektrelational arbeitet. Das DBMS ist sowohl unter Unix-Derivaten, als auch Linux und Windows lauffähig und bietet damit eine große Flexibilität bei der späteren Verwendung.

Die Datenbank umfasst fünf Tabellen:

1. MonitoringValues: Hierbei handelt es sich um eine Read-Write-Tabelle. Die gemessenen Werte der ZO.RRO-Box werden in diese Tabelle geschrieben. Dabei werden von

der ZO.RRO-Box der Zeitpunkt der Aufzeichnung, der Leistungswert, der Ort der Aufzeichnung und die Quelle des Leistungswertes (z.B. Wärmepumpe) übermittelt und gespeichert. Die folgenden Tabellen LocalOrigin, Emissionfactor und Source sind dabei Fremdschlüssel.

2. LocalOrigin: In dieser Tabelle können mögliche Standorte hinterlegt werden. Bei einem Unternehmen können dies z.B. Unternehmensstandorte sein. Im Rahmen des Projektes wurden hier Thüringer Landkreise hinterlegt.
3. Emissionfactor: In dieser Tabelle sind die Emissionsfaktoren für verschiedene Energieträger hinterlegt. Zur späteren Berechnung werden ausschließlich die Gesamtemissionsfaktoren benutzt. Für spätere Anwendungsfälle besteht jedoch auch die Möglichkeit die direkten und indirekten Emissionsfaktoren zu verwenden.
4. Source: In dieser Tabelle sind die Quellen der Leistungswerte hinterlegt. Mit Quellen sind hier die Stellen gemeint, an denen die Leistung benötigt wurde (z.B. Elektrokessel, Wärmepumpe, Gastherme, Mobilität)
5. Metadaten: In dieser Tabelle werden Metadaten, wie der Name und das Logo des nutzenden Unternehmens etc. hinterlegt.

Backend

Im Backend finden die eigentlichen Berechnungen statt. Die zugehörigen Algorithmen sind in der Programmiersprache Java und der Datenbanksprache SQL (zur Datenbankabfrage) geschrieben. Im Rahmen der Entwicklung wurde das Spring Framework, wobei es sich um ein quelloffenes Framework für Java handelt, verwendet. Die Algorithmik richtet sich stark nach der Einteilung der verschiedenen Elemente im Frontend.

Die Datenbankabfragen wurden entsprechend der Dashboardelemente im Frontend und ihren einzelnen Unterteilungen gestaltet. Für die einzelnen Elemente wurden Datenbankabfragen für die Leistungswerte und die entsprechenden CO_2-Werte entwickelt. Die Berechnungen der CO_2-Werte finden direkt in der Abfrage statt. Die Abfragen verwenden die vom Nutzer im Frontend gewählten Zeitwerte als Eingabe. Basierend auf diesen Eingaben finden die Abfragen und Berechnungen für die einzelnen Elemente statt.

In einem zweiten Schritt erfolgt eine mögliche Fehlerbehandlung, die in der Ausgabe eines entsprechenden Hinweises im Frontend resultiert. Fehler können u.a. nicht vorhandene Datensätze und fehlerhafte Daten sein.

Die von den Algorithmen berechneten Werte werden über die API an das Frontend übergeben.

API

API steht für Application Programming Interface und bezeichnet eine Programmierschnittstelle. Als Datentyp für die API wurde JSON gewählt. Mit Hilfe von JSON ist, dank einer einheitlichen Standardisierung, ein einfacher Datenaustausch zwischen verschiedensten Anwendungen möglich. Entsprechend des Aufbaus der Algorithmen aus dem Backend wurde auch die API entsprechend gestaltet. Für jedes Dashboardelement im Frontend gibt es eine eigene API-Schnittstelle. Jeder dieser s.g. Endpunkte kann von außen angesprochen werden. Im gegebenen Fall kann über diese Schnittstelle der vom Nutzer ausgewählte Datenzeitraum übergeben werden, auf dessen Basis dann die Abfrage im Backend stattfindet. In diese Richtung existiert auch ein API-Endpunkt, der das Gesamtdatum für alle Elemente entgegennimmt. In diesem Fall wird das Gesamtdatum für alle Dashboardelemente genommen. Die im Backend berechneten Daten werden der API im JSON-Datenformat übergeben und können dann an das Frontend übermittelt werden.

Frontend

Das Frontend stellt den Teil der Visualisierung der Daten dar. Für die Entwicklung des Frontends wurden die Sprachen HTML, CSS und TypeScript verwendet. Als Frontend-Framework kam Angular zum Einsatz. Für die Ansprache der API wurden eigene Services verwendet. Für die Anzeige der Diagramme wurde die Bibliothek Highcharts genutzt.

Das Frontend besteht aus einem Header, einer Sidebar, einem Footer und einem zentralen Bereich mit den Dashboardelementen (siehe Abb. 3.5).

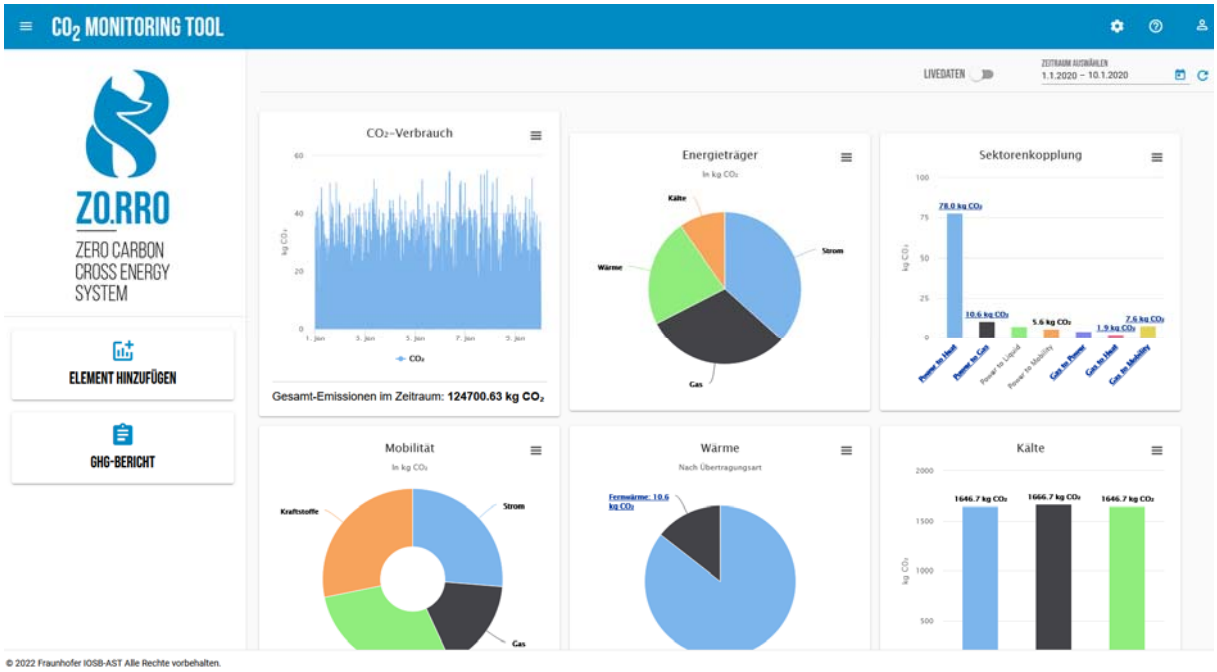


Abb. 3.5: Screenshot des Frontends

Das Frontend besteht aus insgesamt 8 verschiedenen Dashboardelementen, bei welchen neben den Emissionswerten auch die entsprechenden Energiewerte angezeigt werden können. Jedes dieser Elemente wurde im Frontend als eigenes Widget umgesetzt, die jeweils wie folgt aufgebaut sind:

- CSS-Datei
- HTML-Datei
- TypeScript-Datei
- Unit-Test-Datei

In den einzelnen Dateien ist der entsprechende zugehörige Code hinterlegt. Jedes Dashboardelement verfügt über ein eigenes Menü, mit den Möglichkeiten zum Entfernen und Drucken des Elementes, der Auswahl eines Anzeigezeitraums, des Exports in verschiedenen Dateiformaten und einer Vollbildanzeige. Ebenso verfügt das Element „Gesamt-CO_2-Verbrauch“ über eine Möglichkeit Livedaten anzuzeigen. Dabei werden die aktuellen Daten in verschiedenen Zeitauflösungen live angezeigt (siehe auch Abb. 3.6).

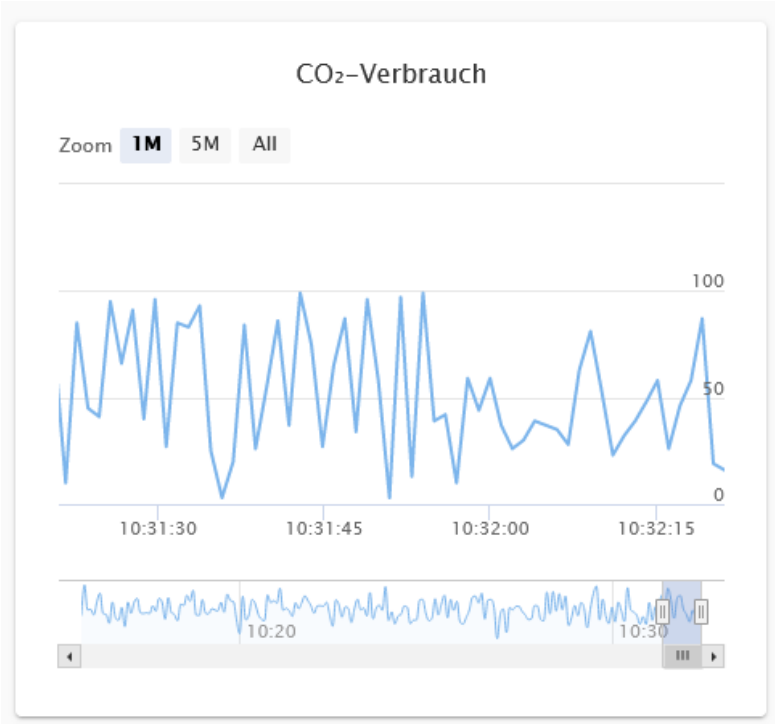


Abb. 3.6: Anzeige der Livedaten

Einige Elemente verfügen ebenso über Drill-Down-Optionen zur detaillierten Ansicht von Unterteilungen. Jedes Element kann, wenn vom Nutzer gewünscht, ausgeblendet oder auch wieder eingeblendet werden.

Sowohl Footer, als auch Sidebar und Header sind als einzelne Komponenten implementiert. In der Sidebar befindet sich neben dem Button „Element hinzufügen“, über den ein neues Dashboardelement hinzugefügt werden kann, auch der Button „GHG-Bericht“, über den automatisiert ein GHG-Bericht erstellt werden kann (wie bereits am Anfang des Kapitels erklärt, siehe auch Abb. 3.7).

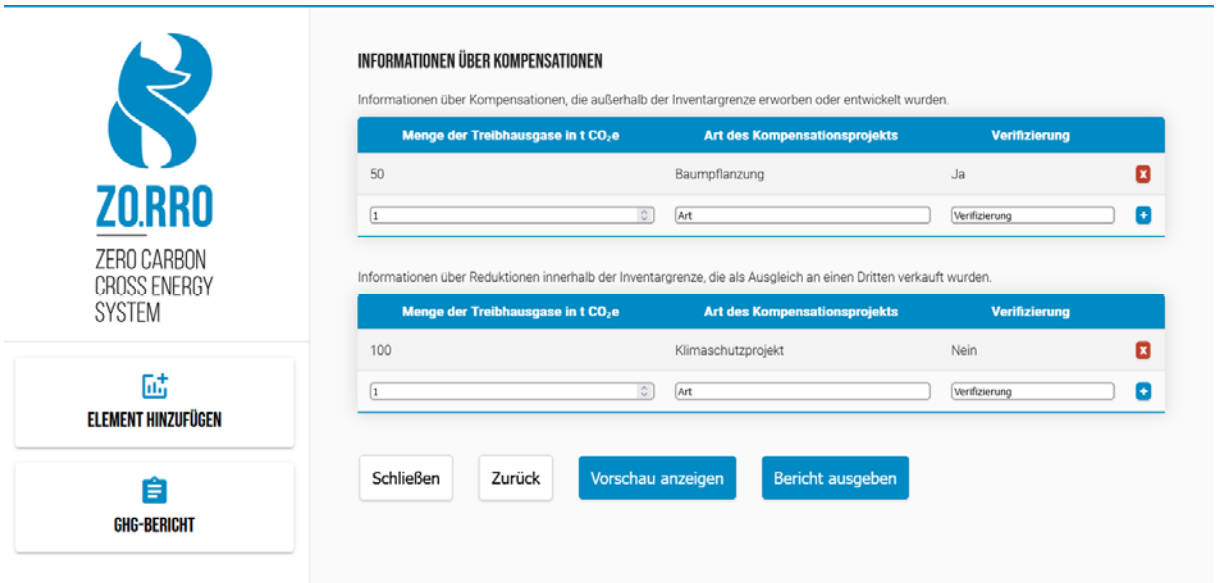


Abb. 3.7: GHG-Berichtsfunktion - Beispielseite zur Eingabe über Maßnahmen zu Kompensationen

Im Header besteht die Möglichkeit die Sidebar einzuklappen und so den zentralen Bereich mit den Dashboardelementen zu vergrößern. Ebenso befindet sich hier ein Einstellungen-Menü,

über welches u.a. der Stil des Dashboards geändert werden kann, ein Hilfe-Menü und die Möglichkeit zum Log-Out.

Unterhalb des Headers befindet sich ein Timepicker mit dem der anzuzeigende übergreifende Zeitraum für die Dashboardelemente ausgewählt werden kann.

3.3 Voruntersuchungen zur Erschließung der Flexibilität (IfE, TRI)

3.3.1 Erhebung der industriellen Lasten und Ermittlung der regelbaren Zu- und Abschaltpotenziale

Dieser Abschnitt befasst sich mit der strukturierten Erhebung von Flexibilitäten in Industrie und Gewerbe durch Interviews zu energiewirtschaftlichen Themen und Flexibilisierungspotenzialen. Hierfür wurden bereits vorhandene Kontakte zu den Industriebetrieben seitens der Projektpartner IfE GmbH und ThEEN e.V. verwendet, um eine möglichst vielfältige Datenaufnahme zu ermöglichen. Im ersten Abschnitt werden die Themen und die verwendeten Hilfsmittel kurz beschrieben. Nachfolgend wird ein Überblick über die im Rahmen des ZO.RRO-Projektes angesprochenen Unternehmen gegeben. Abschließend werden Beispiele zu tatsächlich verfügbaren Flexibilisierungspotenzialen zusammen mit potenziellen Verlagerungspotenzialen dargestellt.

Struktur des Interviewleitfadens

In Zusammenarbeit mit den Projektpartnern TRIANEL und ThEEN e.V. wurde ein umfassender Interviewleitfaden entwickelt (siehe Anhang Interviewleitfaden für ZO.RRO Demonstratoren). Dieser Fragebogen soll in erster Linie dazu dienen, einen generellen Überblick über das jeweilige Unternehmen zu erhalten. Zudem soll der Leitfaden ein Hilfsmittel sein, um gezielt Informationen über die einzelnen Verbraucher sowie über flexible Anlagen zu extrahieren. Das Dokument wurde den Unternehmen als Vorbereitung zu den Gesprächen zugesendet. Damit wurde gewährleistet, dass sich die Unternehmen zielgerichtet auf die Gespräche vorbereiten konnten. Der Leitfaden diente als Voraussetzung für die Durchführung eines effektiven Austausches zu den relevanten Punkten. Die Gesprächsteilnehmer konnten sich gut auf die Thematik einstellen. Der Fragebogen enthält Fragen mit folgenden Schwerpunkten:

1. Allgemeine Informationen über das Unternehmen
2. Produktionsprozesse des Unternehmens
3. Analyse energetischer Prozesse
4. Energieeinsatz und -Verbrauchsanalyse

Aufbauend auf den bereitgestellten Informationen konnten Hinweise extrahiert werden, ob ein Unternehmen vorhandene Einsparpotenziale oder Flexibilitäten im Strombereich aufweist und ob Interesse am Zubau von dezentralen Erzeugungsanlagen (z.B. PV) besteht. Zudem konnte ein besseres Bild über das Unternehmen bzgl. unterschiedlicher Beratungsbedarfe gewonnen werden. Die genannten Hinweise sind wichtig für nachfolgende Arbeitspakete (z.B. „Clusteranalyse, Standardlösungen für Cluster“) innerhalb des ZO.RRO-Projektes.

Befragte Unternehmen

Die Datenerhebung in den Demonstrationsunternehmen bildet die Grundlage für die angestrebte Potenzialanalyse im Rahmen des ZO.RRO-Projektes. Wie im vorangegangenen Abschnitt beschrieben, wurden u.a. allgemeine Informationen, wie der Ablauf von Produktionsprozessen und der Energiebedarf in einzelnen Prozessen bzw. des Gesamtunternehmens erfragt. Insgesamt nahmen 21 Unternehmen aus unterschiedlichen Wirtschaftszweigen an der

Befragung teil. Aufgeteilt nach den Unternehmensgrößen nahmen vier kleine, elf mittelgroße und sechs große Unternehmen an dem Projekt teil. In Tabelle 3.1 ist die Anzahl der Unternehmen pro betrachteter Wirtschaftsbranche dargestellt.

Wirtschaftsbranche	Anzahl
Maschinenbau	2
Elektronikprodukte	2
Kunststoffprodukte	3
Chemie/Pharmazie	2
Nahrungs-/Futtermittel	1
Holz- und Papier	1
Keramik, Glas, Rohstoff	3
Metallverarbeitung	4
Sonstiges	3
SUMME	21

Tabelle 3.1: Aufteilung der befragten ZO.RRO Demonstratoren nach Wirtschaftsbranchen

Etwa die Hälfte der der insgesamt kontaktierten Unternehmen hat die weitere Teilnahme an dem Forschungsprojekt ZO.RRO aus unterschiedlichen Gründen abgesagt. Für einige Firmen war die Auftragslage bzw. finanzielle Situation zum Kontaktzeitpunkt eher ungünstig. Bei anderen Firmen lagen falsche Vorstellungen (z.B. der direkte Weg zu Subventionen) zum Projektvorhaben vor. Eine kleine Gruppe an Unternehmen hatte entweder politische Argumente oder generell kein Interesse an der Bereitstellung von Systemdienstleistungen, was zum Ausscheiden der Unternehmen aus dem ZO.RRO Projekt führte. Nachfolgend sind diese und weitere beeinflussende Faktoren aufgelistet:

- Finanzielle Ausgangslage des Unternehmens für mögliche Investitionen
- Ökonomischer Druck der Wirtschaftsbranche, Konkurrenz
- Anschaffungskosten neuer Technik und Stand der Technik
- Vorangegangene Erfahrungen mit externen Dienstleistern (Planer, Berater, usw.)
- Nachteilige Änderungen für zukünftige vereinbarte Energielieferverträge
- Frühere Auseinandersetzung mit den Themen und Interesse für Energie- und Umweltthemen
- Generelle Bereitschaft zur Optimierung und Anpassung von Produktionsprozessen
- Generelle Akzeptanz der Energie- und Klimapolitik des Bundes
- Aktuelle Konjunktur und unvorhersehbare Einflüsse

Die beteiligten Unternehmen profitieren von der Teilnahme in der ersten ZO.RRO-Projektphase unter anderem von der kostenlosen Untersuchung der Energieverbrauchsdaten, von der Simulation und Entwicklung innovativer Energieversorgungskonzepte und von der Aufdeckung von Energieeffizienz- und Flexibilitätspotenzialen. Mit der Vor-Ort-Begehung und der

Auswertung der Unternehmensdaten wurden unterschiedliche Verlagerungspotenziale gefunden. Beispiele hierfür werden im nächsten Abschnitt dargestellt.

Evaluierung der Potenziale auf Basis von Einzelbetrachtungen

Nach der Durchführung der Interviews und der Auswertung der erhobenen Informationen, können unterschiedliche Aussagen zu Erfahrungen im Bereich flexible Lasten gemacht werden. Diese lassen sich in folgende Bereiche untergliedern.

1. Direkter Eingriff in die Produktion
    a. Eine klare Erfolgscharakteristik für das produzierende Gewerbe ist die möglichst hohe Auslastung von Produktionsmaschinen. Damit lassen sich die Amortisationszeiten senken und höhrere Umsätze erzielen. Die Idee, in Produktionsprozesse einzugreifen, stieß bei den befragten Unternehmen generell auf großen Widerstand. Besonders nennenswert ist, dass die bereits vorhandene Technik in Produktionsprozessen bei vielen der befragten Unternehmen eine Abschaltung unterstützen kann, ohne dabei Sachschäden zu verursachen.
    b. Vor allem bei wärmegeführten Prozessen wurden Trägheiten im System erkannt. Das heißt, dass Abschaltvorgänge langsam erfolgen müssen und bei der Wiederzuschaltung von bspw. elektrischen Öfen entweder große Lastspitzen oder hohe Produktausschüsse zu erwarten sind. Diese Effekte kommen hauptsächlich dadurch zustande, da in den Prozessen bestimmte Stellgrößen (i.d.R. Temperaturen) eingehalten werden müssen.
    c. Vollautomatisierte Produktionsmaschinen können unter bestimmten Bedingungen[1] eine Flexibilitätsmöglichkeit anbieten. Hierfür eignen sich Anlagen, die keine menschliche Bedienung benötigen. Für die Zu- und Abschaltung dieser Art von Flexibilitäten ist der Aufbau von Kommunikationsschnittstellen zwischen Maschinen und Steuerungssystemen erforderlich. Die Schwierigkeit in der Umsetzung liegt hauptsächlich in der Schaffung der Schnittstellen, denn die Einrichtung dieser ist oftmals sehr zeitaufwändig.
2. Wirtschaftliche Aufwandsentschädigungen
    a. Generell war die Bereitschaft von Unternehmen, Eingriffe in der Produktion zu erlauben, etwas größer, wenn das Konzept der eventuellen Aufwandsentschädigungen durch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen (SDL) erklärt wurde. Diese Idee wurde vom Projektpartner und Flexibilitätsanbieter TRIANEL (z.B. TRIANEL FlexPool) im Rahmen des Projektes vorgestellt.
    b. Bei der Erstellung von neuartigen ZO.RRO Transformationskonzepten wurde eine potenzielle Einbindung der Demonstratoren am TRIANEL FlexPool berücksichtigt. Es stellte sich als schwierig heraus, die wirtschaftlichen Vorteile der Bereitstellung von SDL inkl. FlexPool zu quantifizieren, da ein Großteil der Unternehmen keine Aussagen zum Thema Maschinenumsatz über den definierten Zeitraum geben konnte. Eine detaillierte Untersuchung unter Einbeziehung dieser Daten ist jedoch wichtig, um den Aufwand ggü. dem Unternehmen begründen zu können.
3. Technischer und personeller Aufwand
    a. Um größere wirtschaftliche Vorteile aus einer Lastverschiebung zu erreichen, soll die Anlage eine möglichst schnelle Reaktionsfähigkeit aufweisen. Wie im

[1] *wie z.B. große Produktionsstückzahlen, wiederholende Aufträge und ggf. lange Lieferzeiten*

Abschnitt 3.2.1 beschrieben, erfordert der automatisierte Abruf von Flexibilitäten eine bereits gegebene und funktionierende Vernetzung von Verbrauchern und Managementsystemen. Unternehmen zeigten oft eine höhere Bereitschaft die Anlagen nach Handlungsempfehlungen selbständig zu- bzw. abzuschalten, als wenn dieser Vorgang komplett automatisiert stattfinden würde.

4. IT-Sicherheit und Gefahren am Arbeitsplatz
   a. Während des Gesprächs wurden seitens der Unternehmen oft Fragen hinsichtlich IT-Themen gestellt. Bei vielen Firmen war es unerwünscht, dass Daten bzw. Steuerungsbefehle über das interne Netzwerk des Unternehmens übertragen werden. Diese Bedenken konnten beispielsweise dadurch entkräftet werden, indem die Möglichkeit eröffnet wurde, die Hardware an ein separates Netzwerk anzuschließen und die Auswertungen der Messdaten per Mobilfunk (GSM-Technologie) zu übertragen. Für die Sicherung der erfassten Messwerte ist die Einrichtung einer Datenbank notwendig. Die Datenbank kann entweder zentral oder lokal beim Unternehmen platziert werden. Die reine Visualisierung kann über das ZO.RRO-Monitoring Tool stattfinden. Bei diesem handelt sich um eine webbasierte Lösung und wird vom Projektpartner Fraunhofer IOSB-AST entwickelt. Diese und viele weitere Informationen wurden in Rahmen der Unternehmensworkshops vermittelt.
   b. Durch die Fernsteuerung von Maschinen können Unfallrisiken entstehen, da der tatsächliche Zustand der Umgebung zum Zeitpunkt des automatischen Flexibilitätsabrufs meistens unbekannt ist. Bei der Ansprache jeglicher Art von Systemdienstleistungen muss immer sichergestellt werden, dass alle Sicherheitsmaßnahmen getroffen werden und dass klare Verantwortlichkeiten definiert sind. Auch dieses Thema beschäftigte die befragten Unternehmen.

Zusammenfassend kann man für die betrachteten Unternehmen sagen, dass verschiebbare Potenziale innerhalb eines bestehenden Produktionsprozesses schwer oder sehr aufwändig einzubinden sind. Aus diesem Grund wurde die Suche nach Flexibilitäten mehr auf produktionsbegleitende und materialvorbereitende Prozesse sowie Querschnittstechnologien fokussiert. Diese Abläufe zeigten sich unter bestimmten Bedingungen teilweise bis vollständig flexibel. Die Herausforderung für den Abruf dieser Potenziale besteht in der Einhaltung von bestimmten Parametern über den benötigten Flexibilitätszeitraum. Im nächsten Abschnitt werden reale Beispiele für Flexibilitätspotenziale dargestellt. Diese Beispiele beziehen sich auf Anlagen und Prozesse, die bei den Demonstratoren erkannt wurden.

Beispiel Flexibilität an einem ZO.RRO Demonstrator der Keramikindustrie

Das Unternehmen, gehört zum Wirtschaftszweig „Herstellung von Keramischen Produkten“. Vorbereitend zum eigentlichen Produktionsprozess werden keramische Materialen im nassen Zustand und in großen „Trommeln“ gemahlen. Dieser Vorprozess ergab sich als flexibel, da dieser Prozess unabhängig von der Uhrzeit laufen kann. Hierfür werden bis zu 10 Elektromotoren mit einer installierten Leistung von je 132 kW_{el} betrieben. Werden alle E-Motoren gleichzeitig betrieben, ergibt sich insgesamt ein maximales Flexibilitätspotenzial von 1,32 MW_{el}. Die installierte Leistung jedes Mühlenantriebes ist so groß, dass evtl. eine Flexibilitätskaskade realisierbar ist. Das heißt, es könnte ein Mühlenantrieb allein oder mehrere gleichzeitig angesprochen werden. Die nächste Abbildung Abb. 3.8 zeigt eine Simulation des Flexibilitätsabrufs für diesen Demonstrator.

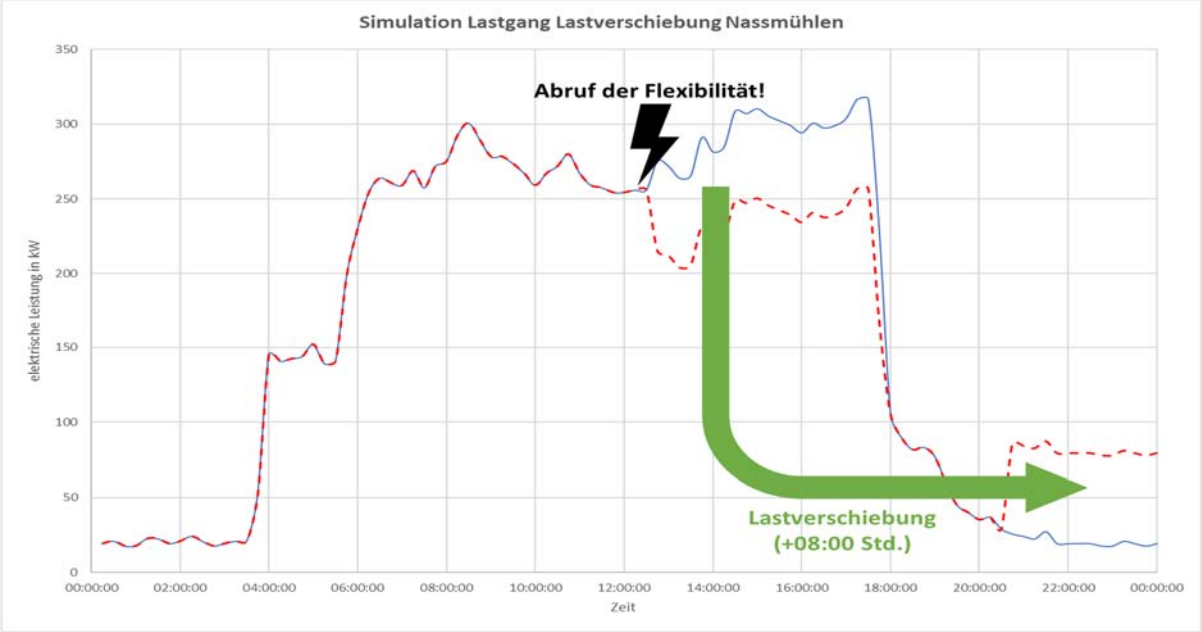


Abb. 3.8: Simulation Lastverschiebung Keramikunternehmen

Beispiel Flexibilität an einem ZO.RRO Demonstrator der Metallverarbeitung

Dieses metallverarbeitende Unternehmen benötigt für die Verarbeitung und Legierung von Metallen sehr hohe Temperaturen im Prozess. Um die Temperaturniveaus zu erreichen, werden hauptsächlich gasförmige Brennstoffe verwendet. Das Unternehmen betreibt allerdings einen großen Elektronenstrahlmehrkammerofen (kurz EMO), welcher eine elektrische Leistung von ca. 600 kW_{el} hat. Der Betrieb dieses EMOs stellte sich als flexibel heraus, obwohl es sich um einen wichtigen Produktionsprozess handelt. Ähnlich wie beim letzten Beispiel soll der Ofen, je nach Auftragslage, täglich für sechs bis acht Stunden betrieben werden. Diese Flexibilität lässt sich allerdings nicht kurzfristig abrufen, da der Ofen ausschließlich manuell und nur von befugtem Personal betrieben werden kann. Eine Verschiebung dieser Last muss vorausschauend geplant und mit dem Unternehmen rechtzeitig kommuniziert werden (Stichwort: Day-Ahead-SDL). An dieser Stelle muss berücksichtigt werden, dass die Flexibilität keine neue Lastspitze verursachen sollte. Die folgende Abbildung Abb. 3.9 zeigt eine mögliche Verschiebung des Ofenbetriebes.

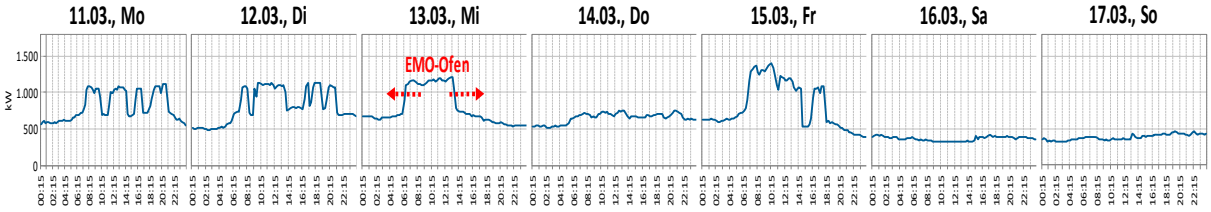


Abb. 3.9: Lastgang des Demonstrators in Kalenderwoche 11 2019 als Beispiel für eine Verschiebung des Ofenbetriebs

Beispiel Flexibilität an einem ZO.RRO Demonstrator im Elektromaschinenbau

Dieser Demonstrator beschäftigt sich mit der Entwicklung und Fertigung von kundenspezifischen Servoantrieben und komplexen Antriebssystemen für Positionier- und Handlingaufgaben. Das Unternehmen fertigt seine Produkte manuell und betreibt bereits mehrere PV-Anlagen zusammen mit einer Wärmepumpe. Durch die intelligente und versorgungsorientierte Steuerung von Speichersystemen, wie z.B. Wärme-, Druckluft oder Batteriespeichern, könnte

das Unternehmen bereits mit kleinen Verbrauchern signifikante SDLs im Strombereich anbieten. Als nächstes ist hierfür ein Beispiel abgebildet (siehe Abb. 3.10).

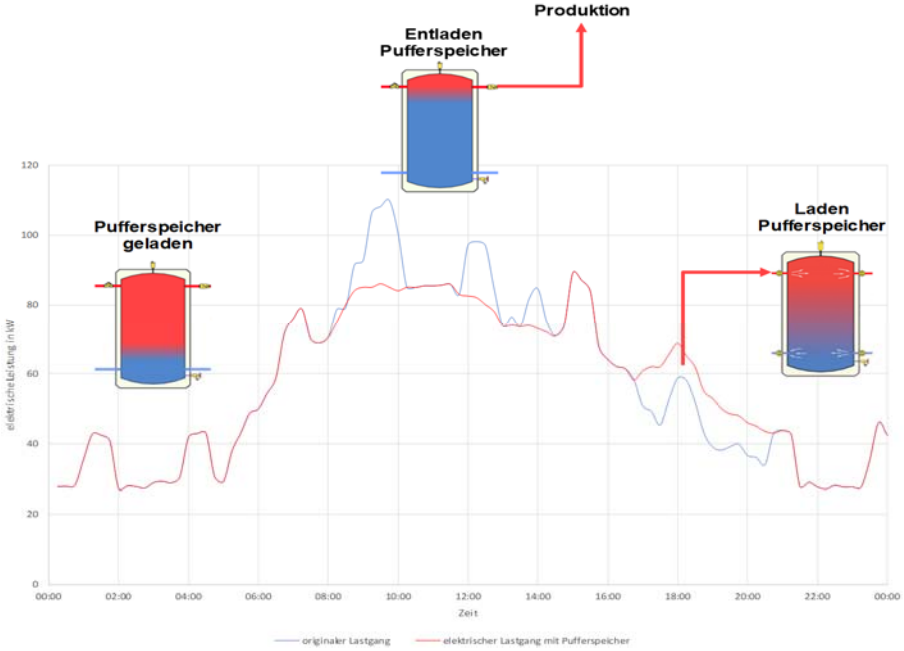


Abb. 3.10: Beispiel einer Flexibilitätserbringung im Strombereich über die aktive Nutzung von Pufferspeichern im Wärmebereich

3.3.2 Untersuchung der Effizienz- und Verlagerungspotenziale in Produktionsprozessen

In diesem Abschnitt wird der vorhandene Projektdatensatz der IfE GmbH anonymisiert für die Auswertung verwendet. Die Untersuchung beginnt mit einer hausinternen Zusammenstellung von Messdaten und Kennzahlen. In einem weiteren Schritt werden diese Daten statistisch bereinigt (Entfernung von Ausreißern). Danach erfolgt eine Analyse und die Darstellung der Daten aus unterschiedlichen Betrachtungsperspektiven. Aus den so gewonnenen Ergebnissen werden Kennzahlen für unterschiedliche Maßnahmengruppen generiert und miteinander verglichen.

Datengrundlage aus abgeschlossenen IfE-Energieberatungsprojekten

Viele kleine und mittelständische Unternehmen (KMU) haben einen zu hohen Energieverbrauch, z.B. aufgrund veralteter, ineffizienter und ungenügend gewarteter Anlagen. Auch eingesetzte Querschnittstechnologien sind oft nicht auf dem Stand der Technik und verursachen hohe Energiekosten. Entsprechend hoch ist der Bedarf an konkreten Maßnahmen zur Energieverbrauchs- und Energiekostenreduktion. Der Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien erfolgte in den letzten Jahren auch im Unternehmensbereich eher schleppend.

Aufgrund ihrer Unternehmensgröße verfügen KMU oftmals weder über das Know-how noch über die notwendige Zeit, um sich intensiv mit dem Thema Energieeffizienz auseinanderzusetzen. Es gibt dennoch eine ganze Reihe von Unternehmen, welche in den letzten Jahren bereits geringinvestive Einsparmaßnahmen vorgenommen haben und/oder eine generelle Vorstellung von vorhandenen Einsparpotenzialen in ihrem Unternehmen haben.

In beiden Fällen ist ein umfangreicher Beratungsbedarf erkennbar. Die von Unternehmen angefragten Beratungsdienstleistungen können einen oder mehrere der folgenden Schwerpunkte haben:

- Messtechnisch gestützte Situationsanalysen mit anschließender Begleitung bei der Umsetzung konkreter Effizienzmaßnahmen und abschließender, ebenfalls messtechnisch gestützter, Erfolgskontrolle (End-To-End-Beratung)
- Durchführung von Energieaudits nach DIN EN 16247 und Unterstützung bei der Aufrechterhaltung und Optimierung von Energiemanagementsystemen
- Fördermittelberatung (für die Beratung sowie für konkrete Investitionen in Effizienzmaßnahmen und zum Ausbau erneuerbarer Energie)
- Untersuchungen bzw. Studien zur zukünftigen energetischen Versorgung
- PV- und Speicher-Potenzialanalysen
- CO_2-Bilanzen und Transformationskonzepte mit der Zielstellung Klimaneutralität

Die Datengrundlage für die Ableitung von Flexibilitätspotenzialen bilden ca. 50 kleine und mittelständische Unternehmen. Diese Datensätze wurden aus der jahrelangen Zusammenarbeit in Beratungs- und Umsetzungsprojekten mit den Unternehmen aus Industrie und Gewerbe im Zeitraum von 2014 bis 2019 generiert. Dabei wurden unterschiedliche Unternehmensaspekte wie z.B. der Produktionsprozess, die Energiebedarfe und Einsparmaßnahmen detailliert untersucht und dokumentiert. Die Unternehmen gehören unterschiedlichen Wirtschaftszweigen an. Ein bedeutender Teil der Unternehmen ist der metallverarbeitenden Branche zuzuordnen.

Die nächste Tabelle zeigt eine Übersicht der erreichbaren und empfohlenen Energieeinsparungen für jedes beratene Unternehmen, unterteilt nach einzelnen Querschnittstechnologien und Technologiebereichen. In jedem Unternehmen wurden auf den Energiebedarf und den Energieverbrauch sowie die zum Untersuchungszeitpunkt eingesetzten Technologien abgestimmt, individuelle Einsparmaßnahmen vorgeschlagen. Diese wurden mit Wirtschaftlichkeitsberechnungen unterlegt und in einer Prioritätenliste dargestellt. Erkennbar ist dies anhand der eingetragenen Werte bzw. der teilweise leeren Felder, die darauf hinweisen, dass in den einzelnen Unternehmen nicht jede Technologie relevant ist, sich ggf. bereits auf dem aktuellen Stand der Technik befindet, oder eine Umsetzung in keinem wirtschaftlich sinnvollen Verhältnis zur möglichen Einsparung steht.

EEB-Projekte: Eingesparte kWh	Beleuchtung	Druckluft	Kälte / Kühlung	Lüftung / Abluft	Tausch von Maschinen	Heizung	WRG	PV-Anlage	allg. Lastma-nagement	Trafo / Freq.umr. / Komp.anlage	Lackier-anlagen	BHKW	Sonstiges	Gesamt
Unternehmen	3.733.755	1.426.585	1.186.437	630.072	1.547.335	1.278.520	2.155.852	2.752.927	562.159	149.445	365.925	944.796	1.472.555	18.206.363
	21%	8%	7%	3%	8%	7%	12%	15%	3%	1%	2%	5%	8%	100%
1 Metallverarbeitung	61.200	66.873	80.000		29.548		69.840	62.189	31.879					401.529
2 Metallverarbeitung	86.692			4.000	15.046	44.870	102.440	46.257	43.950	15.000				358.255
3 Kunststoff	279.395	4.651	128.000	35.483	36.357	36.246		178.745	132.724					831.601
4 Metallverarbeitung	21.051				14.160			34.053						69.264
5 Nahrungsmittel	22.004		30.749		32.500	369	25.483							111.105
6 Kunststoff	89.600	5.750		3.100	28.928		428.777	39.606						595.761
7 Kunststoff		7.224			41.996	4.199	4.920	24.461						82.800
8 Metallverarbeitung	21.322	6.300						21.900						49.522
9 Nahrungsmittel				14.841	53.164			168.352		9.525				245.882
10 Metallverarbeitung					159.460									159.460
11 Metallverarbeitung	215.390	12.880				69.810								298.080
12 Metallverarbeitung	25.261	11.366	18.545		1.800	13.006								69.978
13 Holzverarbeitung	77.209			1.476	306.888	397.955		28.923	13.146					825.597
14 Metallverarbeitung	87.765	8.604		62.027		47.396		63.875						269.667
15 Kunststoff	114.777		160.868		189.540			94.146						559.331
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
40 sonstige	349.655								30.931					380.586
41 Metallverarbeitung	390.367	219.068		66.878	19.097		418.491							1.113.901
42 Holzverarbeitung	14.030	22.996		7.190				5.521						49.737
43 Holzverarbeitung	59.386	25.625		140.052		61.589		23.187	4.678					314.517
44 Nahrungsmittel	65.030	28.094					296.821	83.525						473.470
45 sonstige	2.657					28.879		6.389				32.625		70.550
46 Metallverarbeitung	56.192	8.878			616			9.370		23.726	217.381			316.163
47 Kunststoff	28.140				39.035			27.069		101.194				195.438
48 sonstige	17.779	7.938				1.388		8.699			79.112			114.916

Tabelle 3.2: Übersicht berechnete Einsparpotenziale bei abgeschlossenen IfE-Beratungsprojekten mit KMUs (Die dargestellten Einsparungen beziehen sich auf ein Zeitfenster von einem Jahr nach der Einführung von Einsparmaßnahmen.)

Wie bereits beschrieben, wurde eine Bereinigung der oben dargestellten Datensätze vorgenommen. Ziel war es dabei, Ausreißer (besonders große bzw. kleine Unternehmen) zu entfernen, um aussagekräftigere Kennzahlen generieren zu können. Im kommenden Abschnitt wird der Datensatz analytisch beschrieben, um weitere wichtige Erkenntnisse für Industrie und Gewerbe zu extrahieren.

Untersuchung der Energieeffizienzpotenziale abgeschlossener IfE-Beratungsprojekte

Die Auswertung von Beratungsprojekten im KMU-Bereich der IfE GmbH zeigt, dass 40 % der eingesetzten Strommengen in den Produktionsprozessen selbst verbraucht werden. Im Bereich Druckluftaufbereitung und Beleuchtung tragen die Stromverbräuche entsprechend durchschnittlich zu 17 % und zu 15 % zum Gesamtverbrauch bei. Die restlichen Anteile setzen sich aus weiteren Querschnittstechnologien (Lüftung und Kälte/Kühlung) und anderen Verbrauchern zusammen (vgl. Abb. 3.11).

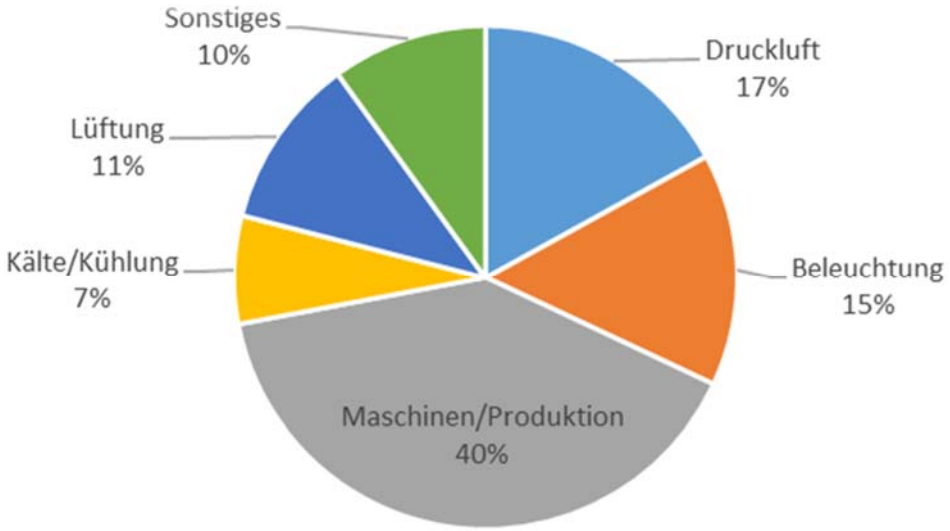


Abb. 3.11: Aufteilung der durchschnittlichen Energieverbräuche betreuter Industrie- und Gewerbekunden der IfE GmbH

Aus der Vielzahl an möglichen Energieeffizienzmaßnahmen wurden Verbesserungen im Bereich Umrüstung der Beleuchtung auf LED, Nutzung von Photovoltaik, Optimierung von Druckluftsystemen sowie der Tausch von Maschinen und Heizungssystemen am häufigsten vorgeschlagen. Dies kann aus den ersten linken Spalten in Abb. 3.12 abgelesen werden. In diesen Bereichen befinden sich oft die meisten Einsparpotenziale.

Die Erfahrung aus einer Vielzahl an Beratungsprojekten seitens der IfE GmbH zeigt auch, dass das Bewusstsein für und das Interesse an Energiethemen im Unternehmensbereich kontinuierlich steigt. Der wichtigste Grund dafür ist der stetige, im Moment exponentielle, Anstieg der Energiepreise bzw. der Netznutzungsentgelte in der Industrie.

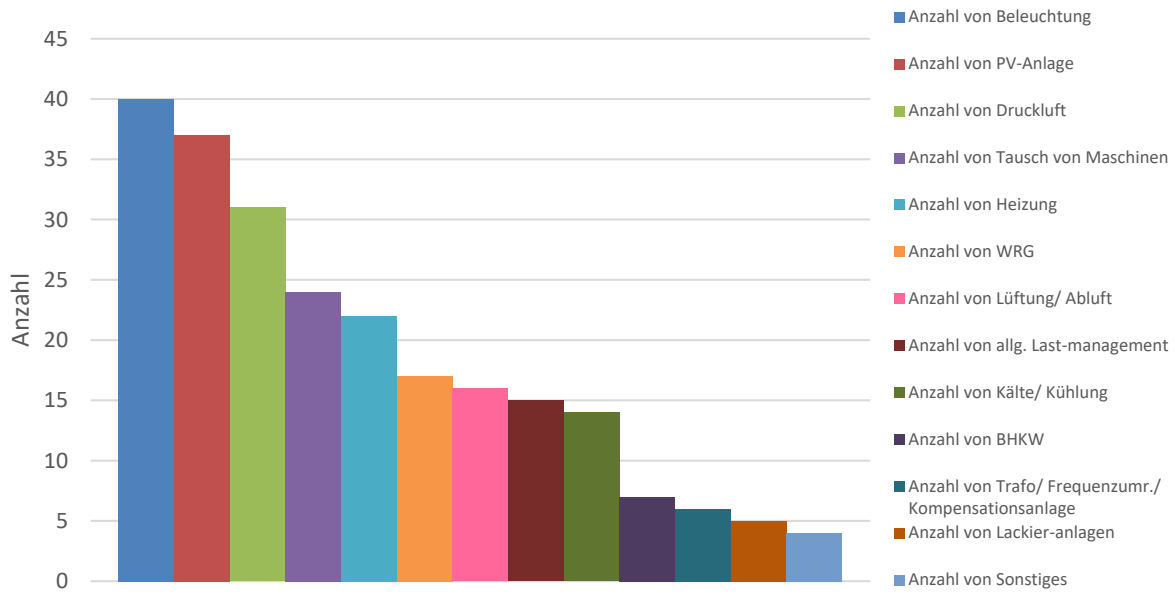


Abb. 3.12: Verteilung der empfohlenen Energieeffizienzmaßnahmen aufgeteilt nach Kategorien resultierend aus abgeschlossenen Beratungsprojekten seitens IfE GmbH mit überwiegend Thüringer KMUs

Als nächstes wurde die Wirkung der Maßnahmen untereinander verglichen. Bei der Umrüstung der Beleuchtung können (zum Zeitpunkt der durchgeführten Beratung) Stromeinsparungen von durchschnittlich mehr als 20 %, bezogen auf die ursprünglich eingesetzte Energiemenge erwartet werden. Die Installation von Wärmerückgewinnungssystemen (WRG) als Effizienzmaßnahme kann mit 10 % zu den Stromeinsparungen beitragen. Mit weiteren Maßnahmen könnten, je nach Unternehmen, Stromeinsparungen zwischen 6 % und 10 % generiert werden. (siehe Abb. 3.13).

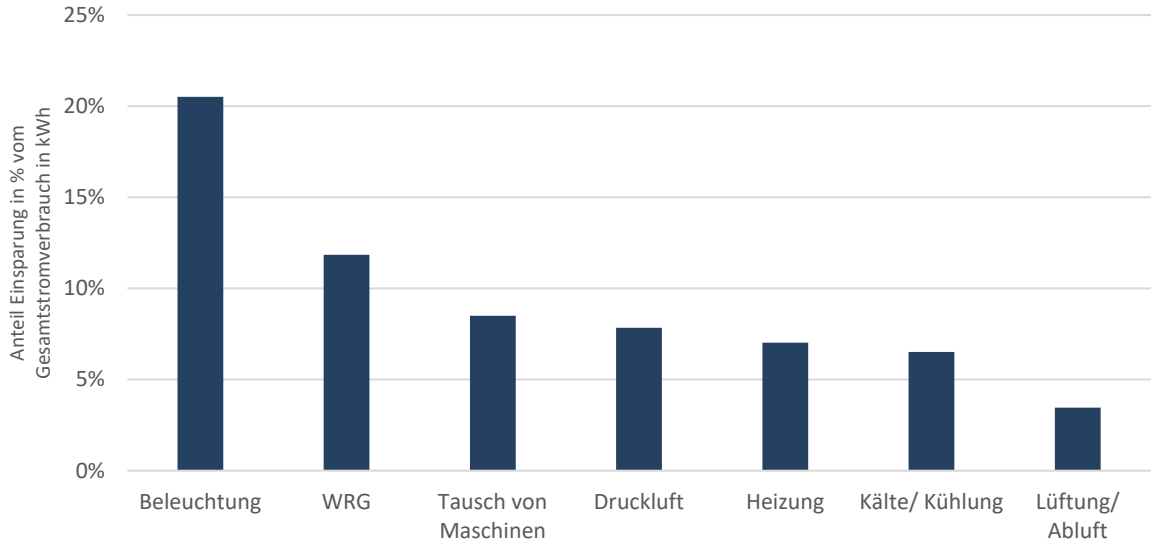


Abb. 3.13: Vergleich der berechneten Einsparanteile unterschiedlicher Energieeffizienzmaßnahmen aus abgeschlossenen IfE Projekten

Eine weitere Erkenntnis aus den erhobenen Daten ist, dass ein direkter Zusammenhang zwischen Energieverbrauch und Einsparpotenzialen nicht die Regel ist. So konnten Einsparmöglichkeiten bei Unternehmen unterschiedlicher Größe und Ausgangssituation gefunden werden.

Der Innovationsgrad und die finanzielle Ausgangslage der Unternehmen sind wichtige Faktoren. Zudem sind nicht alle der oben dargestellten Maßnahmen für den flexiblen Betrieb geeignet. Das heißt, dass einige dieser Maßnahmen nur zur Steigerung der Energieeffizienz beitragen, aber der Betrieb bzw. der Verbrauch unvermeidlich bleibt. Im Gegensatz dazu könnten andere Maßnahmen, z.B. durch eine intelligente Steuerung sowie die Trennung vom eigentlichen Produktionsprozess, die Bereitstellung von Systemdienstleistungen (SDL) ermöglichen. Aus diesem Grund ist eine differenzierte Betrachtung der einzelnen Maßnahmen erforderlich. Die gezielte Klassifizierung der Maßnahmen soll nähere Hinweise über die in Thüringen vorhandenen elektrischen Leistungen der flexiblen Verbraucher geben. Eine Möglichkeit besteht darin, diese Leistungen über einen SDL-Anbieter abzurufen. Im nachfolgenden Abschnitt wird dieser Aspekt näher erläutert.

Ableitung von möglichen Flexibilitätspotenzialen

Die Abb. 3.14 zeigt die Kategorisierung der Maßnahmen. Blau gefärbt sind Maßnahmen, die sich für den flexiblen Betrieb nicht eignen. Bei „Wärmerückgewinnung (WRG)“ und „Heizung“ handelt es sich um effizienzsteigernde Maßnahmen, mit denen energetische Verluste physikalisch reduziert werden. Bei den restlichen blau gefärbten Maßnahmen werden Anlagen entweder ersetzt oder neu angeschafft. Diese Verbraucher sind für eine zeitliche Verschiebung nicht geeignet, da ihr Betrieb direkt im Produktionsprozess eingebunden ist. Anders sieht es bei der rot gefärbten Kategorie aus, welche Möglichkeiten für einen flexiblen Betrieb bietet.

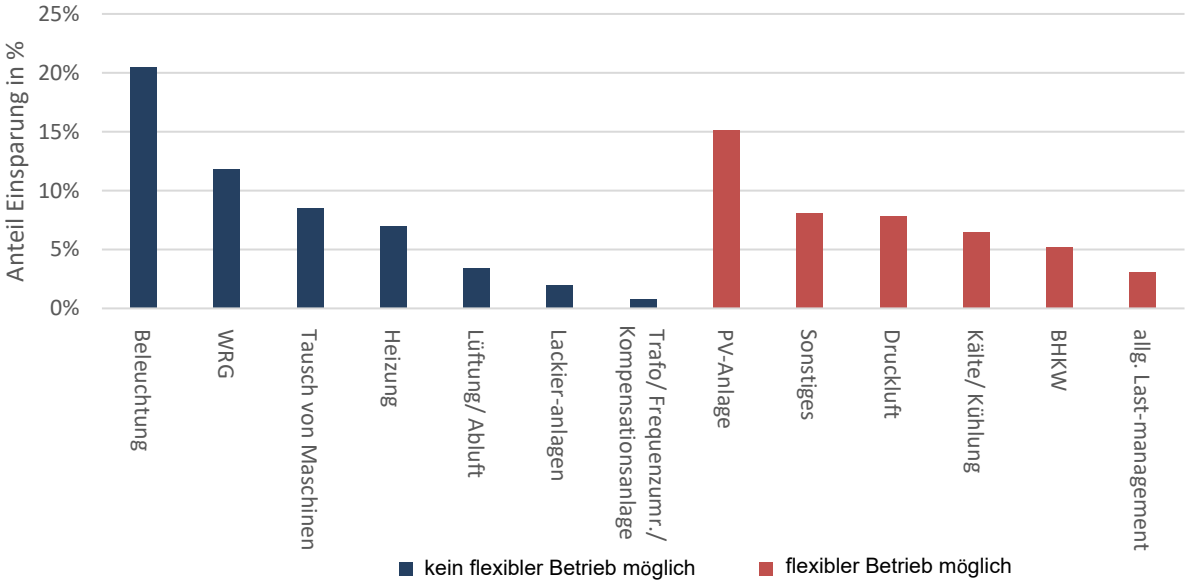


Abb. 3.14: Klassifikation der vorgeschlagenen Energieeffizienzmaßnahmen nach dem Kriterium des flexiblen Betriebs

Photovoltaikanlagen mit installierten Leistungen größer 100 kWp sind seit Oktober 2021 auch dazu verpflichtet, eine Regelung der eingespeisten elektrischen Leistung im Fall von Netzengpässen vorzunehmen (Stichwort Redispatch 2.0). Diese Regelung wird vom vorgelagerten Netzbetreiber verlangt und muss vom Anlagenbetreiber vorgenommen werden.

Druckluft wird oft als Querschnittstechnologie in der Industrie verwendet. Diese energieintensiven, aber dennoch kostengünstigen Systeme, verfügen in der Regel über einen Pufferspeicher. Über eine versorgungsabhängige Steuerung der Volumenströme oder ausreichend große Druckluftspeicher lässt sich der Betrieb der Kompressoren zeitlich verschieben. Ähnlich wie Druckluftsysteme sind auch Wärme- und Kältesysteme aufgebaut. Im industriellen Maßstab werden ebenfalls Speicher und große Kompressoren für das jeweilige Energiemedium

benötigt. Neue Ansätze für eine flexible Fahrweise der Systeme könnten eine energetische Lastverschiebung ermöglichen. So könnte beispielsweise ein System mit dynamischen Stellgrößen, welche in Abhängigkeit des aktuellen Stromversorgungszustands variieren, arbeiten. Möglicherweise lassen sich die vorab erwähnten Stellgrößen etwas höher einstellen, damit der Pufferspeicher den Bedarf über ein bestimmtes Zeitfenster überbrückt.

Blockheizkraftwerke (BHKW) lassen sich, mit entsprechenden Regelmodulen, innerhalb eines Leistungsbereichs flexibel steuern, solange deren Betrieb nicht wärmegeführt ist. Die Nutzung von BHKWs ist aus aktueller Sicht unter dem Fokus der Klimaschutzziele und der aktuellen politischen Lage langfristig kontraproduktiv. Nichtsdestotrotz handelt es sich um eine zuverlässige Alternative für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen in Stromnetzen.

Der aktuelle Stand der Technik ermöglicht über die vielen bereits etablierten industriellen Feldbusse (z.B. Modbus, BACnet, ProfiBus, Ethernet, usw.) eine enge Vernetzung von Prozessen oder Anlagen mit leistungsfähigen Steuerungsanwendungen. Allerdings liegt die Schwierigkeit für die Umsetzung genau in der großen Auswahl an Feldbussen. Hinzu kommen aktuell hohe Kosten für die erforderliche Technik, lange Lieferzeiten, ein hoher Aufwand für die Installation und das häufig fehlende oder ungenügend ausgebildete technische Personal. Die oben beschriebenen Ansätze zur Einbindung von Flexibilitäten basieren auf der Annahme, dass die Komponenten bereits untereinander vernetzt sind. Untersuchungen hinsichtlich der vorhandenen IT-Infrastruktur bei den Demonstratoren wurden vom Projektpartner Fraunhofer IOSB-AST vorgenommen.

Die unten abgebildete Tabelle zeigt die herausgefilterten Flexibilitätspotenziale aus dem Datensatz. Die Summenwerte der letzten Zeile zeigen, dass Photovoltaik und Druckluft die größten Potenziale aufweisen. Allein diese beiden Maßnahmen entsprechen 40,9 % und 30,5 % der Gesamtheit und bilden zusammen 71,4 % des Potenzials. Bemerkenswert ist die Varianz der maximal erreichbaren Verlagerungspotenziale in jedem einzelnen Unternehmen. Diese Zahlen variieren sehr stark zwischen 10 kW_{el} bis ca. 700 kW_{el}, je nach Unternehmensgröße und Energieintensität. Diese und andere energietechnische Merkmale konnten für die gezielte Clusterung und Ansprache von Unternehmen hinsichtlich Flexibilitäten genutzt werden. Die dahingehende Untersuchung wird in weiteren Arbeitspaketen des ZO.RRO-Projektes vertieft.

Unternehmen	Druckluft	Kälte/Wärme	PV-Anlage	BHKW	Lastmanagement	Sonstige Anlagen	Gesamt
Metallverarbeitung 4			25,00kWp				25,00kW
Kunststoff 5	590,00kW				105,00kW		695,00kW
Kunststoff 7	22,00kW		49,00kWp				71,00kW
sonstige 2			17,50kWp	11,00kW			28,50kW
Metallverarbeitung 22			70,47kWp		4,30kW		74,77kW
Metallverarbeitung 8			85,00kWp				85,00kW
Metallverarbeitung 11			32,00kWp				32,00kW
Metallverarbeitung 3		120,00kW	40,00kWp		10,00kW	28,00kW	198,00kW
Metallverarbeitung 9		68,72kW			82,60kW		151,32kW
Metallverarbeitung 21				12,00kW			12,00kW
Nahrungsmittel 2						11,00kW	11,00kW
Metallverarbeitung 2			51,00kWp				51,00kW
Metallverarbeitung 17	9,50kW		52,00kWp		2,00kW		63,50kW
Metallverarbeitung 16			50,00kWp				50,00kW
Kunststoff 6						19,50kW	19,50kW
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
Metallverarbeitung 15			9,88 kWp			5,50 kW	15,38 kW
Kunststoff 9			29,70 kWp				29,70 kW
Metallverarbeitung 13		20,90kW					20,90kW
Metallverarbeitung 20			9,60kWp	40,00kW			49,60kW
sonstige 3		0,33kW	9,90kWp				10,23kW
Metallverarbeitung 12			50,00kWp			2,20kW	52,20kW
Nahrungsmittel 4			28,80kWp				28,80kW
Kunststoff 4		75,00kW					75,00kW
Papierverarbeitung 1			31,35kWp				31,35kW
SUMME	838,50 kW	299,59 kW	1.122,56 kWp	63,00 kW	212,80 kW	208,27 kW	2.744,72 kW

Tabelle 3.3: Übersicht der elektrischen Leistungen aus den Verbesserungsvorschlägen resultierend aus Beratungsprozessen der IfE GmbH für einen flexiblen Betrieb

3.3.3 Konkrete Anwendungsfälle auf Basis der Datenerhebung (Interviewleitfaden)

Die konkreten Anwendungsfälle, die sich aus den Erhebungen ergeben haben und nach bestehender Gesetzgebung und Regulatorik umsetzbar sind, folgen grundsätzlich dem gleichen Schema: Durch Flexibilitätsoptionen werden Netzentgelte eingespart und Eigenverbrauch gesteigert. Eine funktionierende Vermarktung an klassisch als „Märkten“ zu verstehenden Vermarktungskanälen (siehe auch Abschnitt 3.4) ist bisher im gesetzlichen Rahmen kaum möglich. Die Hemmnisse, die dazu führen, dass dies bisher nicht in der Breite möglich ist, sind in Abschnitt 3.3.7 aufgeführt. Entsprechend fokussieren sich die konkreten Anwendungsfälle auf Wirtschaftlichkeit aus Netzentgeltoptimierung und Erhöhung des Eigenebedarfs. Die Erlöspotentiale aus diesen beiden Vermarktungsoptionen funktionieren rein intern im Unternehmen und benötigen keinen Anschluss an Märkte, Börsen oder Vergleichbares, bei denen Energiemengen an andere Marktteilnehmer bzw. in deren Bilanzkreis übertragen werden müssen (im Folgenden: „externe Vermarktung“). In der Konzeptionierung der Business Cases aus Flexibilitätsbereitstellung werden auch potentielle Erlöse aus externer Vermarktung aufgezeigt, diese sind aber lediglich veranschaulichend zur Darstellung der potentiellen Erlöse bei Reduzierung der Hemmnisse angegeben. Gegenüber den Partnerunternehmen aus dem ZO.RRO-Projekt (oder perspektivisch Beratungskunden der Trianel) sollte jedoch deutlich herausgestellt werden, dass diese Potentiale nach aktueller Rechtslage nicht bei der Entscheidungsfindung berücksichtigt werden sollten.

Im Folgenden werden drei Anwendungsfälle dargestellt. Dabei handelt es sich um reale Unternehmen, die aber für diesen Bericht anonymisiert werden, um eine Veröffentlichung möglicherweise sensibler Unternehmensdaten zu vermeiden.

Maschinenbauunternehmen

Bei dem betrachteten Unternehmen handelt es sich um ein Unternehmen aus dem Maschinenbau mit ca. 120 Produktions- und ca. 40 Verwaltungsmitarbeitern. Es gibt keinen Schichtbetrieb, nachts ruht der Betrieb. Produziert wird in einer 24.000 m² großen Produktionshalle. Es werden Strom, Fernwärme, Gas und Kraftstoffe als Sekundärenergieträger genutzt.

Im Maschinenbauunternehmen existiert eine PV-Anlage mit 32 kW_{peak} und eine geothermische Wärmepumpe mit einer Leistung von 110 kW_{th}, die 2020 in Betrieb genommen wurde. Entsprechend ergeben sich strukturell unterschiedliche Lastgänge für 2019 und 2020, die daher hier in Abb. 3.15 und Abb. 3.16 beide dargestellt sind. Die Daten für 2020 lagen bei Analyse der Daten noch nicht vollständig vor, so dass der Lastgang des Jahres 2020 Ende Oktober abbricht.

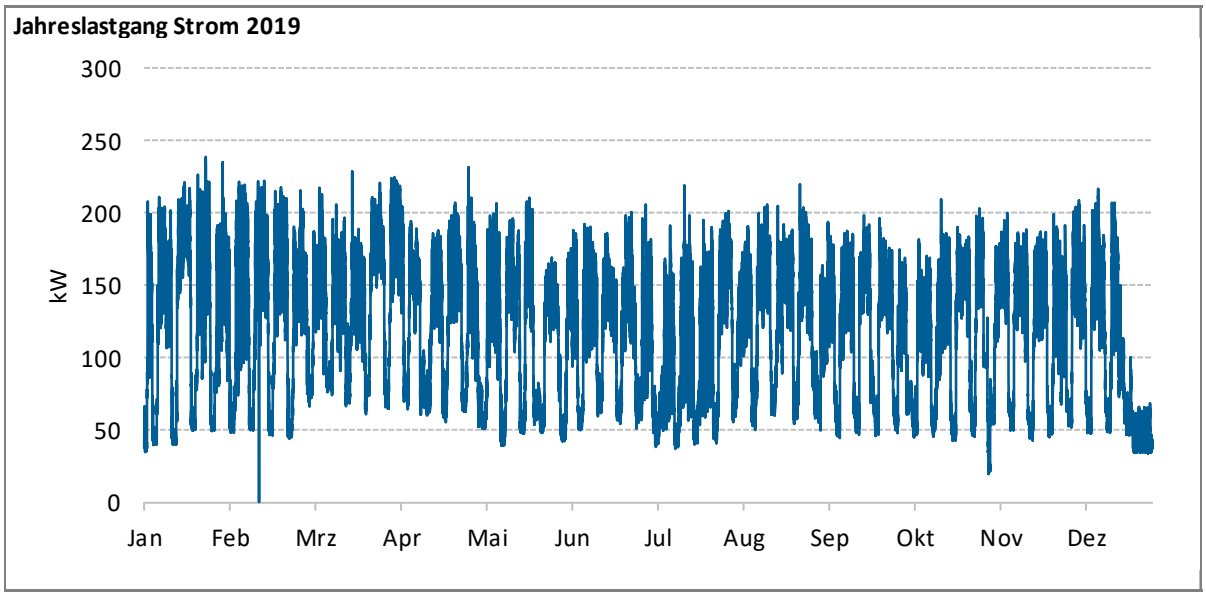


Abb. 3.15: Jahreslastgang 2019 Maschinenbauunternehmen

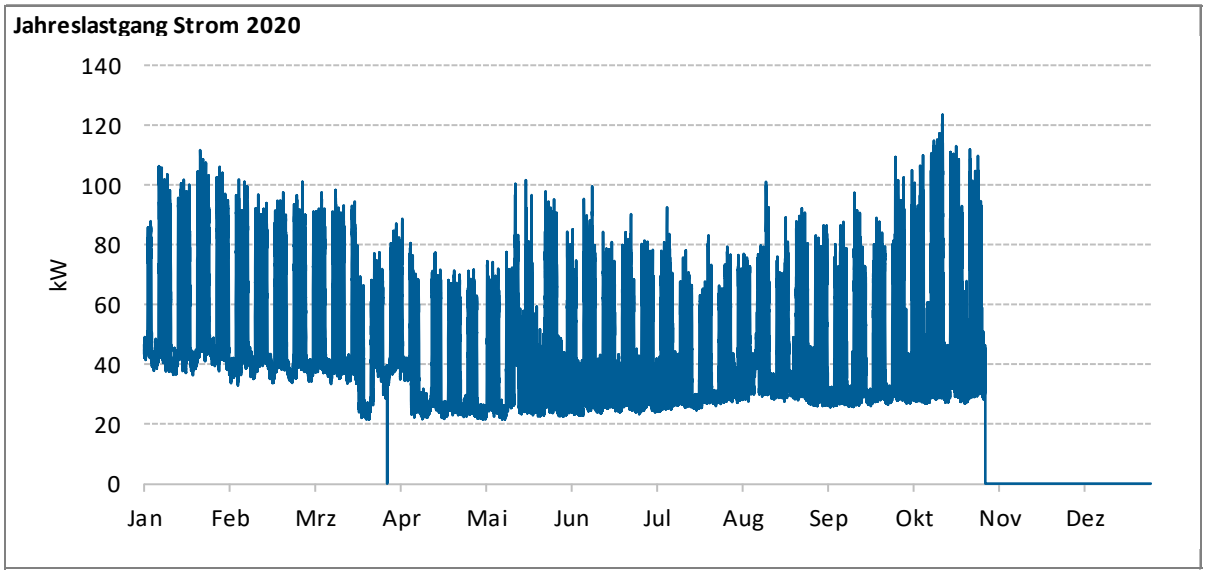


Abb. 3.16: Jahreslastgang 2020 Maschinenbauunternehmen

Insbesondere beim Blick auf die Heatmap des Jahresstromverbauchs 2020 (Daten liegen bis etwa Ende Oktober vor) fällt auf, dass die Wärmepumpe hier immer wieder für lokale Lastspitzen sorgt und ungesteuert somit auch die Jahreshöchstlast erhöhen könnte (siehe Abb. 3.17).

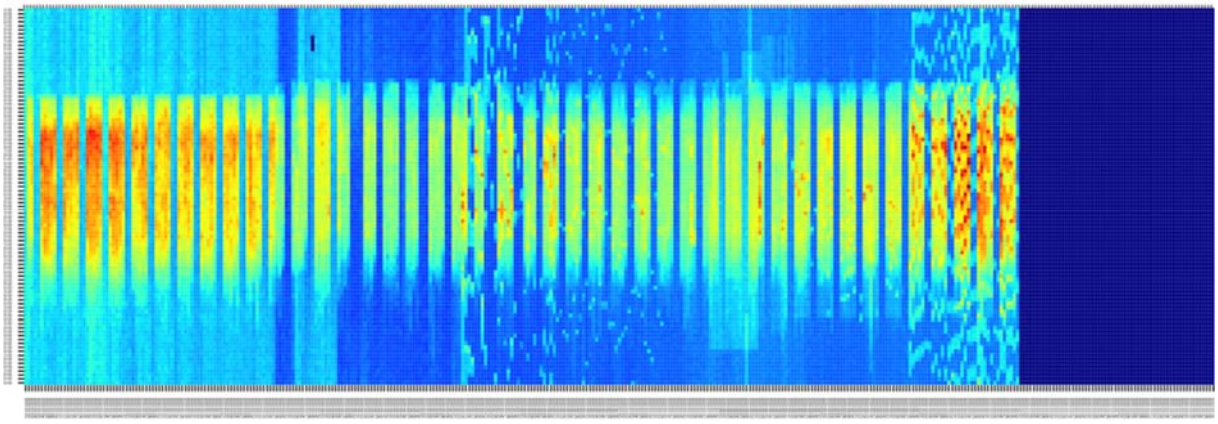


Abb. 3.17: Heatmap 2020 Stromverbrauch - Maschinenbauunternehmen

Die geordnete Dauerlinie der Lasten des Jahres 2020 zeigt einen sehr ausgeprägte Spitzenlastabschnitt, mit einem steilen Abfall in den Mittellastbereich. Das bedeutet, dass hier nur wenige Stunden mit sehr hohen Lasten vorliegen, die die Jahreshöchstlast über den Mittellastbereich hinaus erhöhen (vgl. Abb. 3.18).

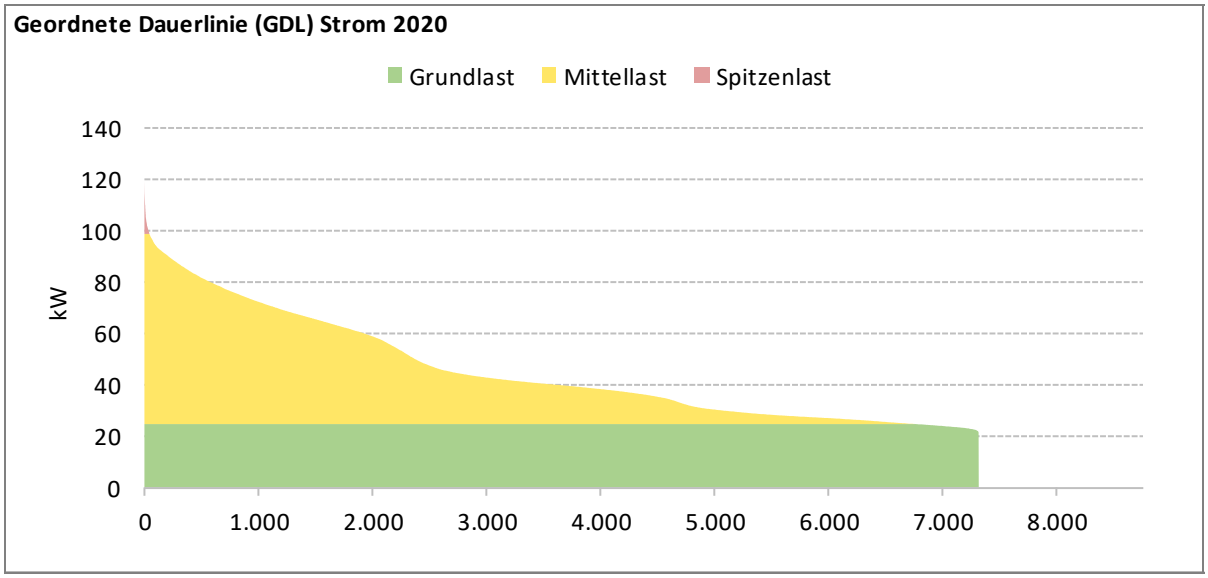


Abb. 3.18: Geordnete Dauerlinie (GDL) Strom 2020 - Maschinenbauunternehmen

Bei Betrachtung der 100 höchsten Lasten des Jahres 2020 fällt auf, dass diese insbesondere über den Tag verteilt liegen (siehe Abb. 3.19). Die Nacht bietet damit einen möglichen Zeitrahmen für Flexibilitätseingriffe, ohne dabei Gefahr zu laufen, die Jahreshöchstlast zu erhöhen.

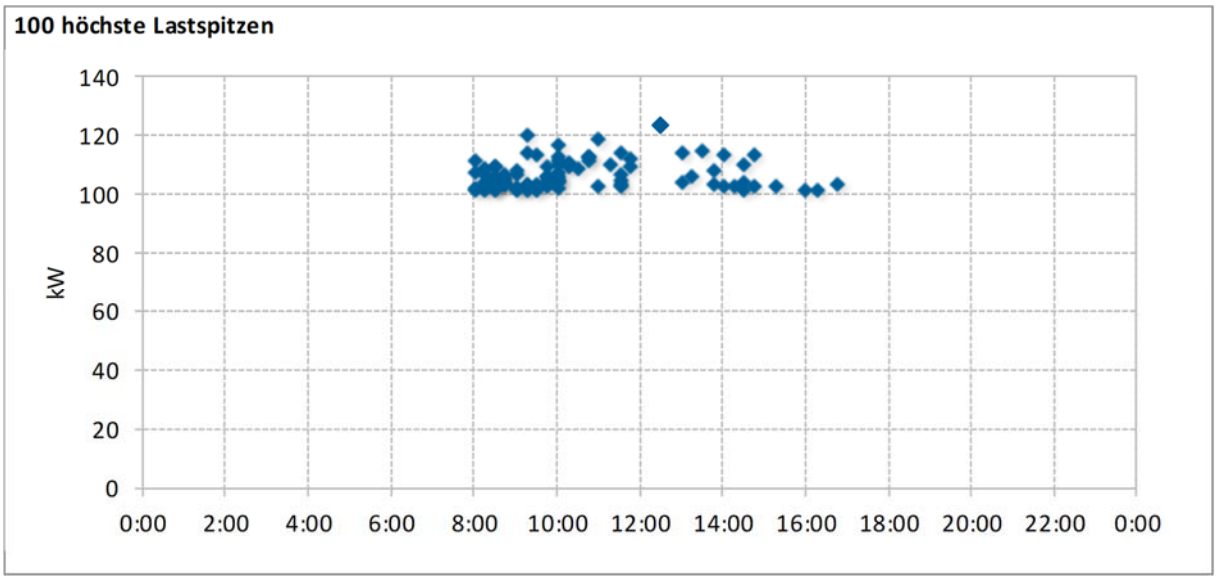


Abb. 3.19: 100 höchste Lastspitzen 2020

Als mögliche Flexibilitätsoptionen wurde hier zum einen ein Batteriespeicher identifiziert. Dieser kann dabei unterstützen, den Eigenverbrauch weiter zu erhöhen und Lastspitzen abzufangen und damit die gegenüber dem Netzbetreiber geschuldete Leistungspreiskomponente der Netzentgelte zu verringern. Zum anderen könnte der Betrieb insofern optimiert werden, dass PV-Eigenerzeugung, Wärmepumpe und E-Mobilität möglichst optimal aufeinander abgestimmt werden. Sofern eine Batterie vor Ort installiert ist, kann diese ggf. neben der Eigenverbrauchs- und Leistungspreisoptimierung auch zum klassischen Arbitrage-Stromhandel eingesetzt werden. Hier sind allerdings regulatorische Hemmnisse zu überwinden, die das technisch

ohne weiteres umsetzbare Handeln mit der Batterie beschränken. Die Flexibilisierungsoptionen sind in Tabelle 3.4 gegeben.

Tabelle 3.4: Flexibilisierungsoptionen Maschinenbauunternehmen

PV + Batterie	Zusätzliche Batterienutzung	Wärmepumpe
– förderfähige PV-Anlage mit Batterie entsprechend Dachgröße (70 kWp in 2020, evtl. Erweiterung 50 kWp) – Überschusserzeugung PV im Sommer für EV (aktuell 3-4, die nachts laden; zukünftig bis 20 MA-EV) oder Grundlast nutzen	– Max. Lastspitzen Sommer/Winter unklar ➔ Batterie muss so auslegt werden, dass Lastspitzen entweder über Netzbezug (Winter) oder PV (Sommer) ausgeglichen werden – Restliche Zeiten Batterie als Flexibilisierung vermarkten	– Existiert bereits (21,9 – 24,5 kWel, 96,6-134,1 kWth, 4.980 L Speicher max. 95 °C, Überbrückungsdauer Wärme/Kälte?) – Als zusätzliches Flexibilisierungspotenzial vermarkten

In Tabelle 3.5 und Tabelle 3.6 sind zwei indikative Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen einer 50 kW_p PV-Anlage mit einer 100 kWh Batterie gegeben. Dabei wird deutlich, dass eine Wirtschaftlichkeit mit Investitionsförderung, beispielsweise nach GreenInvest Programm, eine Amortisationszeit von unter vier Jahren ermöglicht. Sofern es möglich sein sollte, den Batteriespeicher auch im virtuellen Kraftwerk der Trianel (FlexPool) einzusetzen, erhöhen sich die potentiellen Erlöse, womit sich auch die Amortisationszeit verkürzt. Aufgrund der in Abschnitt 3.3.7 dargelegten bestehenden Hemmnisse bei der Flexibilitätssteuerung von außen, sollten diese Erlöse aber nicht als gegeben gesehen werden und nicht in die Entscheidung über die Umsetzung der Investition eingehen. Es wird zudem deutlich, dass sowohl PV-Anlage plus Batterie als auch eine alleinstehende Batterie sich zwar unter den getroffenen Annahmen amortisieren, allerdings erst nach ca. 15 Jahren. Diese Amortisationszeit dürfte den meisten Unternehmen zu lang sein. Zumindest eine Förderung wäre hier also für eine Umsetzung voraussichtlich nötig.

Tabelle 3.5: Maschinenbauunternehmen – Wirtschaftlichkeit Konzeptvorschlag 1

Wirtschaftlichkeitsberechnung – 50 kWp PV +100 kWh Batterie		
	Einmalig (€)	Jährlich (€/a)
Kosten		
Investition PV 50 kW_{peak}	-75.000,-	
WBI-Kosten PV (0,5 %)		-375,-
Investition Batterie 100 kWh	-50.000,-	
WBI-Kosten Batterie (1 %)		-500,-
Betriebserlöse und Kosteneinsparungen		
Kosteneinsparung durch geringeren Netzbezug (Reduktion um 25 %), abzügl. 40 % EEG-Umlage Eigenverbrauch		+5.700,-
Kosteneinsparung Lastspitzenkappung -36 kW		+3.220,-
Erlöse aus PV-Einspeisung		+329,-

Erlöse Flex-Pool (Anteil 19/24)		+7.600,-
Amortisationsberechnung		
	Investition (€)	Jährlicher Gewinn (€/a)
Ohne Förderung		
∑ (ohne Flex-Pool)	-125.000,-	+8.373,-
Amortisation	Rund 14,9 Jahre	
∑ (mit Flex-Pool)	-125.000,-	+15.973,-
Amortisation	Rund 7,8 Jahre	
Mit Förderung nach GreenInvest		
∑ (ohne Flex-Pool)	-29.000,-	+8.373,-
Amortisation	Rund 3,6 Jahre	
∑ (mit Flex-Pool)	-29.000,-	+15.973,-
Amortisation	Rund 1,9 Jahre	
CO_2-Einsparung		

Tabelle 3.6: Maschinenbauunternehmen – Wirtschaftlichkeit Konzeptvorschlag 2

Wirtschaftlichkeitsberechnung – 100 kWh Batterie		
	Einmalig (€)	Jährlich (€/a)
Kosten		
Investition Batterie 100 kWh	-50.000,-	
WBI-Kosten Batterie (1 %)		-500,-
Betriebserlöse und Kosteneinsparungen		
Kosteneinsparung durch geringeren Netzbezug (Reduktion um 16 %), abzügl. 40 % EEG-Umlage Eigenverbrauch		+503,-
Kosteneinsparung Lastspitzenkappung -36 kW		+3.220,-
Erlöse aus PV-Einspeisung		-119,-
Erlöse Flex-Pool (Anteil 19/24)		+7.600,-
Amortisationsberechnung		
	Investition (€)	Jährlicher Gewinn (€/a)
Ohne Förderung		
∑ (ohne Flex-Pool)	-50.000,-	+3.031,-
Amortisation	Rund 16,5 Jahre	
∑ (mit Flex-Pool)	-50.000,-	+10.631,-

Amortisation	Rund 4,7 Jahre	
Mit Förderung nach GreenInvest		
∑ (ohne Flex-Pool)	-14.000,-	+3.031,-
Amortisation	Rund 4,3 Jahre	
∑ (mit Flex-Pool)	-14.000,-	+10.631,-
Amortisation	Rund 1,3 Jahre	
CO_2-Einsparung		

Elektronikprodukte-Hersteller

Beim betrachteten Elektronikprodukte-Hersteller handelt es sich um ein Unternehmen mit 40 Produktions- und 20 Verwaltungsmitarbeitern. Produziert wird in auftragsabhängig in bis zu drei Schichten Die Produktionsprozesse umfassen Laserbearbeitung von keramischen und metallischen Platten (Laserfeinschneiden, -schweißen, -bohren, -ritzen, -strukturieren, -beschriften), Wafersägen und Präzisionsbiegen. Zudem gibt es eine Wärmepumpe, die gesteuert werden kann.

Bei Betrachtung des Lastgangs (siehe Abb. 3.20) des Elektronikprodukte-Herstellers wird deutlich, dass dieser sich, je nach Auslastung, im Laufe des Jahres strukturell deutlich unterscheidet und dass die Grundlast bei etwa 10 kW liegt. Teilweise wird diese Grundlast lediglich am Wochenende erreicht und somit die Produktion offensichtlich im Dreischichtbetrieb, während im Sommer und Herbst zu erkennen ist, dass die Last auch unter der Woche bis auf das Grundlastniveau abfällt.

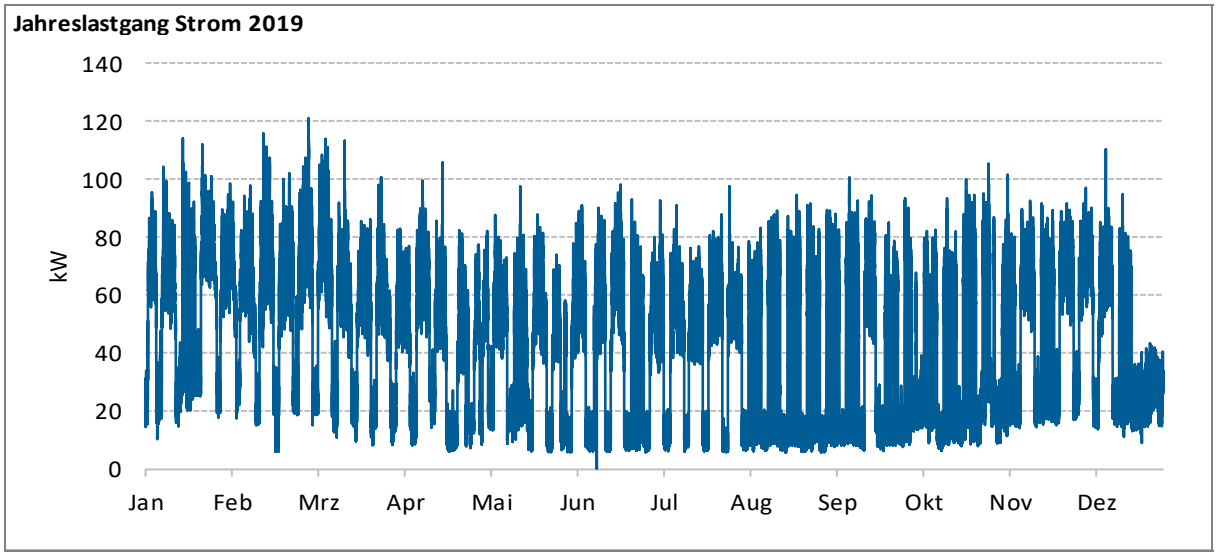


Abb. 3.20: Diagramm Lastganganalyse Strom 2019 - Elektronikprodukte-Hersteller

Der oben beschriebene Zusammenhang wird bei Betrachtung der Heatmap in Abb. 3.21 noch einmal deutlicher. Hier sind deutlich sowohl das Arbeiten in drei Schichten Anfang des Jahres als ich die Lastspitzen in diesem Zeitraum zu erkennen. Im Kontrast dazu stellt sich der Betrieb im Spätsommer und Herbst dar. Hier wird in der Nachtschicht nicht produziert, so dass nur die Grundlast abgenommen wird. Auch die Lastspitzen tagsüber sind deutlich weniger ausgeprägt.

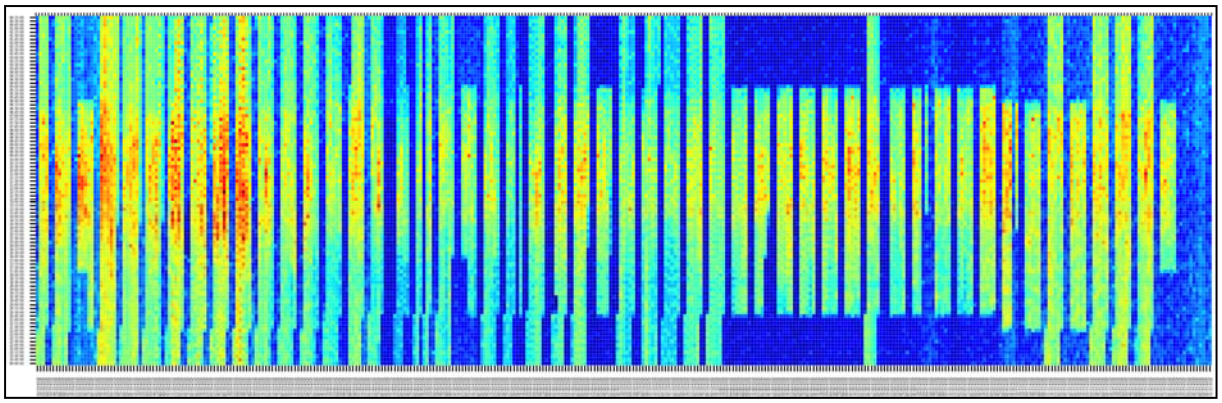


Abb. 3.21: Diagramm Heatmap 2019 – Elektronikprodukte-Hersteller

Werden die Lastwerte des Jahres als geordnete Dauerlinie dargestellt (Abb. 3.22), wird deutlich, dass sich im hohen Lastbereich ein steiler Gradient ergibt. Hier müsste also nur in vergleichsweise wenigen Stunden ein Lastmanagement betrieben werden, um die Kosten ggf. deutlich zu senken. Eine Quantifizierung dieser Betrachtung findet weiter unten statt.

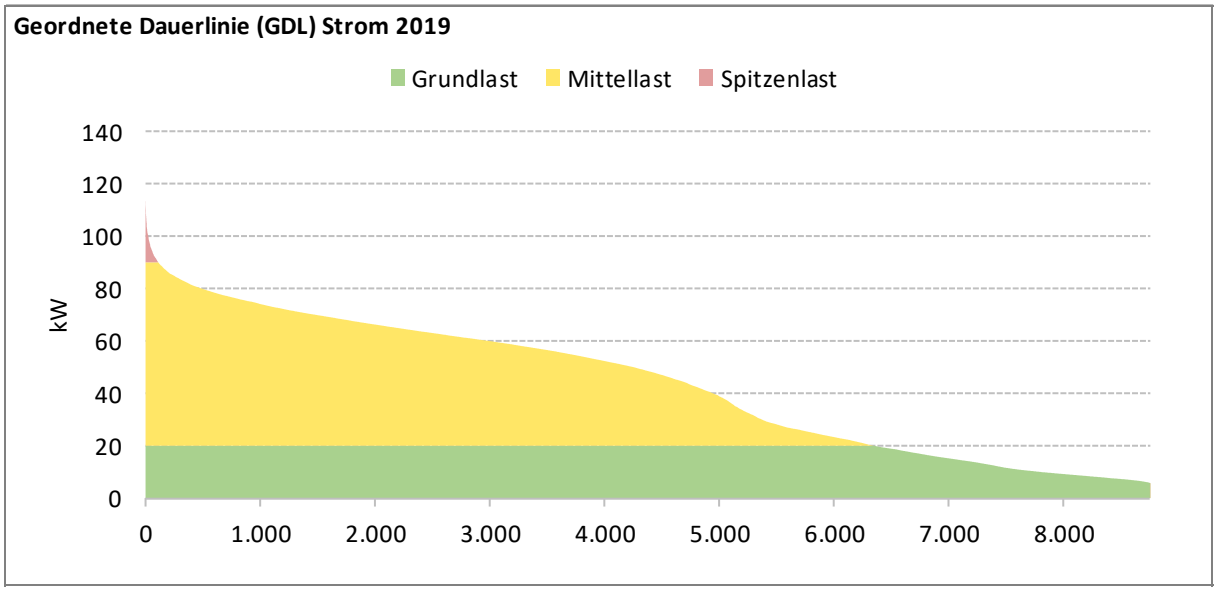


Abb. 3.22: Geordnete Dauerlinie (GDL) Strom 2019 - Elektronikprodukte-Hersteller

Bei genauerer Betrachtung des zeitlichen Anfalls der Hochlastzeiten wird deutlich, dass diese zwar nur tagsüber auftreten, jedoch beinahe gleichverteilt über den gesamten Tag hinweg zwischen 7:00 und 16:00 Uhr. Das heißt zum einen, dass Lastmanagement-Aktivitäten zur Senkung der Last auf den Tag beschränkt bleiben können. Zum anderen können zusätzliche Lasten außerhalb dieses Zeitfensters gut zugeschaltet werden, ohne dass sich dies auf die Jahreshöchstlast und damit die leistungsabhängigen Netzentgelte auswirken sollte. Es ergeben sich damit die in Tabelle 3.7 gegebenen Optionen zur Flexibilisierung des Betriebs.

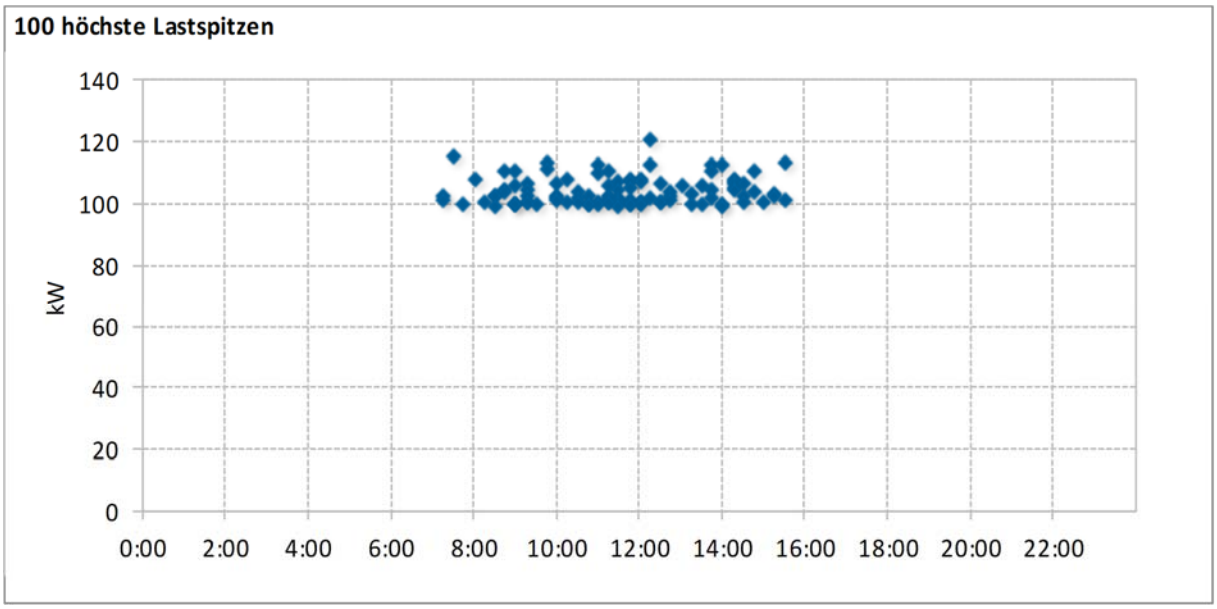


Abb. 3.23: Analyse der 100 höchsten Lastspitzen 2019 – Elektronikprodukte-Hersteller

Für das Elektronikunternehmen wurden drei konkrete Konzeptvorschläge erarbeitet, die allesamt eine 100 kW_p-PV-Anlage beinhalten. Daneben wurden drei verschiedene Batteriegrößen betrachtet.

1. PV mit **100 kW_p**, Batterie mit **30 kWh**
2. PV mit **100 kW_p**, Batterie mit **100 kWh**
3. PV mit **100 kW_p**, Batterie mit **210 kWh**

Die Simulation der Bedarfsdeckung mit einer dezentralen Erzeugung von **100 kWp** aus einer **PV-Anlage** (externes Angebot liegt vor) ergibt, dass 75,64 % der erzeugte Energiemenge vom Unternehmen verwendet würde.

Mit kleinem **30 kWh Batteriespeicher** lässt sich der Eigenverbrauch auf 81,84 % steigern. Mit der zuvor erwähnten Kapazität lassen sich **Lastspitzen** von ursprünglichen 121 kW bis **auf 95 kW kappen**. Damit wäre eine jährliche monetäre Einsparung von ca. 2.600 € (Annahme Leistungspreis: 100 €/kW) erreichbar.

Für die Teilnahme am **Flex-Pool** sollten mindestens 100 kW_{el} bereitgestellt werden. Durch den Einsatz von Batteriespeichern mit einer sog. „C-Rate“ von 1 benötigt man **Speicherkapazitäten von mindestens 100 kWh**, um am Flex-Pool teilnehmen zu können. Aus der Simulation ergibt sich ein neuer Eigenverbrauch von 85,33 %. Eine weitere Nutzungsmöglichkeit der Batterieleistung ist die Lastspitzenkappung. Mit der oben genannten Batteriegröße kann eine Entladungsschwelle von 90 kW_{el} definiert werden. Als weitere Flexibilitätsoption können entweder ein Teil der Batteriespeicherkapazität, oder der Batterieladestrom zur Verfügung gestellt werden (solange der Ladezustand über x % liegt).

Tabelle 3.7: Flexibilitätsoptionen Elektronikprodukte-Hersteller

PV + Batterie	Zusätzliche Batterienutzung	Wärmepumpe
– förderfähige PV-Anlage mit Batterie entsprechend Dachgröße – Überschusserzeugung PV im Sommer relevant? Evtl. für EV (Ladesäule vorhanden, ca. 10 MA-Fahrzeuge) oder Grundlast nutzen	– Lastspitzen im Winter ➔ Batterie so auslegen, dass Lastspitzen über Netzbezug ausgeglichen werden – (Teil-) Überbrückung bei Stromausfall (nach Aussage des Unternehmens 1-2 x	Als zusätzliches Flexibilisierungspotenzial vermarkten

	pro Jahr, aber in LG 2019 nicht ersichtlich)? – Restliche Zeiten/Kapazität Batterie als Flexibilisierung vermarkten	

Die der Konzepterstellung und der wirtschaftlichen Bewertung zugrundeliegenden Annahmen sind in Tabelle 3.8 dargelegt.

Tabelle 3.8: Annahmen zu den Konzepten 1 bis 3

	PV-Anlage (100kWp) mit 30 kWh Batteriespeicher	PV-Anlage (100kWp) mit 100 kWh Batteriespeicher	PV-Anlage (100kWp) mit 210 kWh Batteriespeicher
ursprüngliche Jahresentnahme in kWh (%)	383.439,06 (100,00 %)	383.439,06 (100,00 %)	383.439,06 (100,00 %)
dez. Erzeugung in kWh (%)	90.000,00 (100,00%)	90.000,00 (100,00%)	90.000,00 (100,00%)
Eigenverbrauch in kWh (%)	73.655,88 (19,21% | 81,84%)	76.799,88 (20,03% | 85,33%)	81.160,51 (21,17% [1] | 90,18%)
Einspeisemengen kWh (% von dez. Erz.)	16.344,12 (18,16%)	13.200,12 (14,67%)	8.837,40 (9,82%)
neuer Netzbezug in kWh (%)	309.805,86 (80,80%)	306.832,22 (80,02%)	303.715,80 (79,21%)

Die Wirtschaftlichkeit der oben beschriebenen Konzepte ist in Tabelle 3.9 bis Tabelle 3.11 gegeben.

Tabelle 3.9: Elektronikprodukte-Hersteller - Wirtschaftlichkeit Konzeptvorschlag 1

Wirtschaftlichkeitsberechnung – 100 kWp PV + 30 kWh Batterie		
	Einmalig (€)	Jährlich (€/a)
Kosten		
Investition PV 100 kW_{peak}	-100.000,-	
WBI-Kosten PV (0,5 %)		-500,-
Investition Batterie 30 kWh	-22.500,-	
WBI-Kosten Batterie (1 %)		-225,-
Betriebserlöse und Kosteneinsparungen		
Kosteneinsparung durch geringeren Netzbezug (Reduktion um 19 %), abzügl. 40 % EEG-Umlage Eigenverbrauch		+8.394,-
Kosteneinsparung Lastspitzenkappung - 26 kW		+2.600,-
Erlöse aus PV-Einspeisung		+1.077,-
Erlöse Flex-Pool (Anteil 15/24)		Zu geringe Flexibilität

Amortisationsberechnung		
	Investition (€)	Jährlicher Gewinn (€/a)
Ohne Förderung		
∑ (ohne Flex-Pool)	-122.500,-	+11.346,-
Amortisation	Rund 10,8 Jahre	
Mit Förderung nach GreenInvest		
∑ (ohne Flex-Pool)	-28.500,-	+11.346,-
Amortisation	Rund 2,8 Jahre	
CO_2-Einsparung		

Tabelle 3.10: Elektronikprodukte-Hersteller - Wirtschaftlichkeit Konzeptvorschlag 2

Wirtschaftlichkeitsberechnung – 100 kWp PV +100 kWh Batterie		
	Einmalig (€)	Jährlich (€/a)
Kosten		
Investition PV 100 kW_{peak}	-100.000,-	
WBI-Kosten PV (0,5 %)		-500,-
Investition Batterie 100 kWh	-50.000,-	
WBI-Kosten Batterie (1 %)		-500,-
Betriebserlöse und Kosteneinsparungen		
Kosteneinsparung durch geringeren Netzbezug (Reduktion um 20 %), abzügl. 40 % EEG-Umlage Eigenverbrauch		+8.728,-
Kosteneinsparung Lastspitzenkappung -31 kW		+3.100,-
Erlöse aus PV-Einspeisung		+870,-
Erlöse Flex-Pool (Anteil 15/24)		+6.000,-
Amortisationsberechnung		
	Investition (€)	Jährlicher Gewinn (€/a)
Ohne Förderung		
∑ (ohne Flex-Pool)	-150.000,-	+11.698,-
Amortisation	Rund 12,8 Jahre	
∑ (mit Flex-Pool)	-150.000,-	+17.698,-
Amortisation	Rund 8,5 Jahre	
Mit Förderung nach GreenInvest		
∑ (ohne Flex-Pool)	-34.000,-	+11.698,-
Amortisation	Rund 3,1 Jahre	
∑ (mit Flex-Pool)	-34.000,-	+17.698,-
Amortisation	Rund 2,0 Jahre	
CO_2-Einsparung		

Tabelle 3.11: Elektronikprodukte-Hersteller - Wirtschaftlichkeit Konzeptvorschlag 3

Wirtschaftlichkeitsberechnung – 100 kWp PV +210 kWh Batterie		
	Einmalig (€)	Jährlich (€/a)
Kosten		
Investition PV 100 kW_{peak}	-100.000,-	
WBI-Kosten PV (0,5 %)		-500,-
Investition Batterie 210 kWh	-105.000,-	
WBI-Kosten Batterie (1 %)		-1.050,-
Betriebserlöse und Kosteneinsparungen		
Kosteneinsparung durch geringeren Netzbezug (Reduktion um 21 %), abzügl. 40 % EEG-Umlage Eigenverbrauch		+9.051,-
Kosteneinsparung Lastspitzenkappung - 36 kW		+3.600,-
Erlöse aus PV-Einspeisung		+582,-
Erlöse Flex-Pool (Anteil 15/24)		+12.600,-
Amortisationsberechnung		
	Investition (€)	Jährlicher Gewinn (€/a)
Ohne Förderung		
∑ (ohne Flex-Pool)	-205.000,-	+11.683,-
Amortisation	Rund 17,6 Jahre	
∑ (mit Flex-Pool)	-205.000,-	+24.283,-
Amortisation	Rund 8,4 Jahre	
Mit Förderung nach GreenInvest		
∑ (ohne Flex-Pool)	-45.000,-	+11.683,-
Amortisation	Rund 4,1 Jahre	
∑ (mit Flex-Pool)	-45.000,-	+24.283,-
Amortisation	Rund 1,9 Jahre	
CO_2-Einsparung		

Metallverarbeitung

Das Unternehmen aus der Metallverarbeitung hat 80 Produktions- und 60 Verwaltungsmitarbeiter. Gearbeitet wird in einem 2-3 Schichtsystem an 5-6 Tagen pro Woche. In der Produktion werden Prozesse wie Elektronenstrahlsintern, Schmelzen, Pressen, Walzen, Laser-, Wasserstrahl- und Bandsägeschneiden, Schleifen und CNC-Fräsen durchgeführt.
Im Jahreslastgang des Jahres 2020 in Abb. 3.24 wird deutlich, dass die Grundlast beim metallverarbeitenden Unternehmen bei etwa 300 kW liegt. Die Lastspitzen sind deutlich weniger regelmäßig und unterscheiden sich von Woche zu Woche sowie von Monat zu Monat mitunter deutlich.

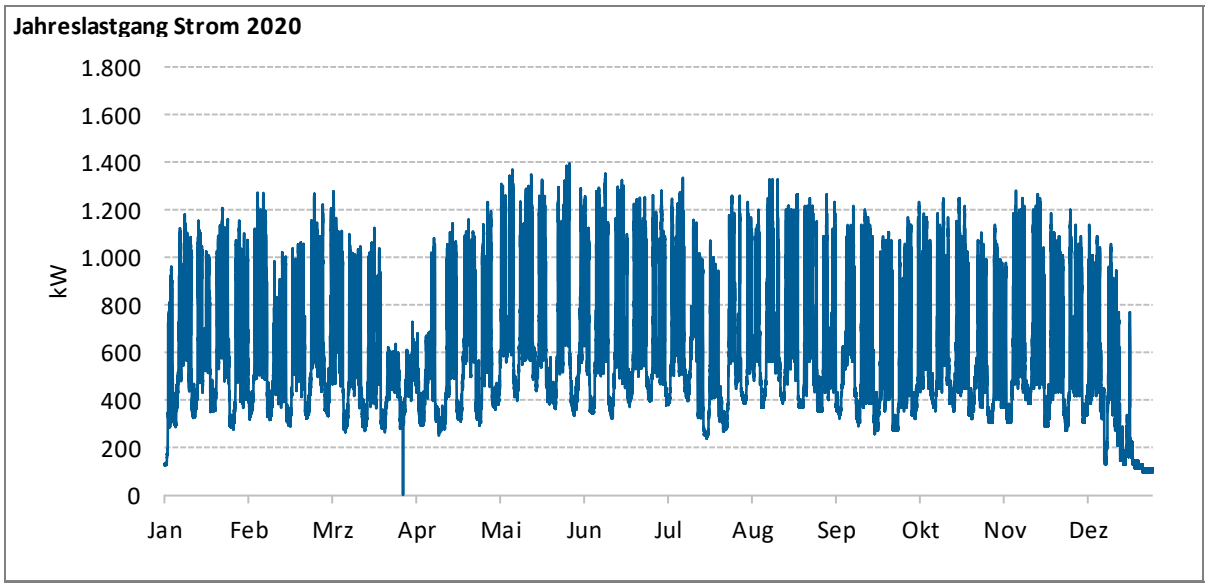


Abb. 3.24: Lastganganalyse Strom 2020 - Metallverarbeitung

Die oben beschriebenen Aspekte des Stromverbrauchs über das Jahr sind auch in der Heatmap in Abb. 3.25 gut erkennbar. Hier wird auch noch einmal das breite Hochlastfenster in der Mitte des Jahres deutlich, dass viele Stunden mit vergleichsweise hohen Lasten zeigt.

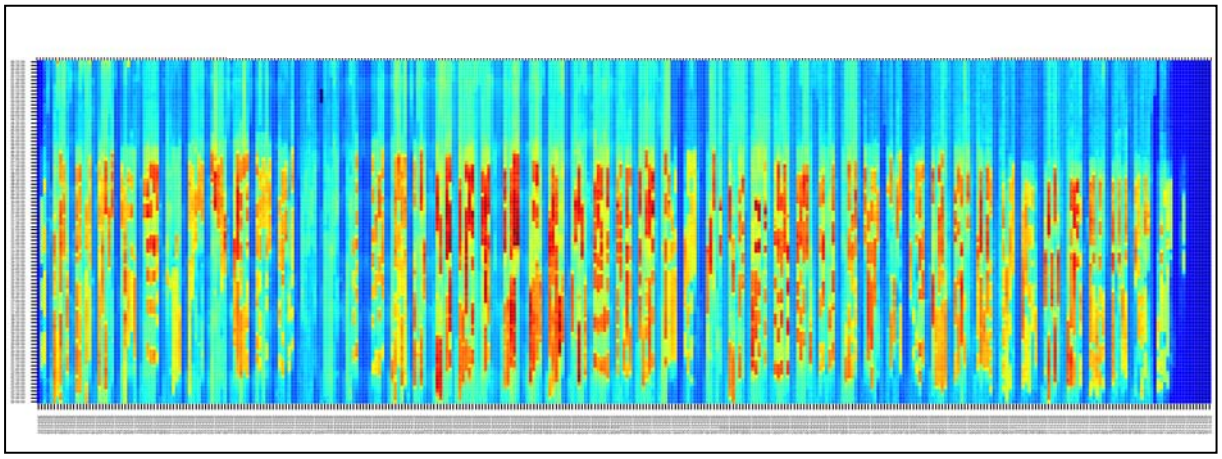


Abb. 3.25: Heatmap 2020 - Metallverarbeitung

Das breite Vorhandensein hoher Lasten wird auch bei Betrachtung der geordneten Dauerlinie deutlich (siehe Abb. 3.26). Der Spitzenlastbereich mit einem ausgeprägteren Gradienten der Kurve ist zwar erkennbar, jedoch fällt dieser deutlich weniger steil aus, als das in den beiden zuvor betrachteten Unternehmen der Fall ist.

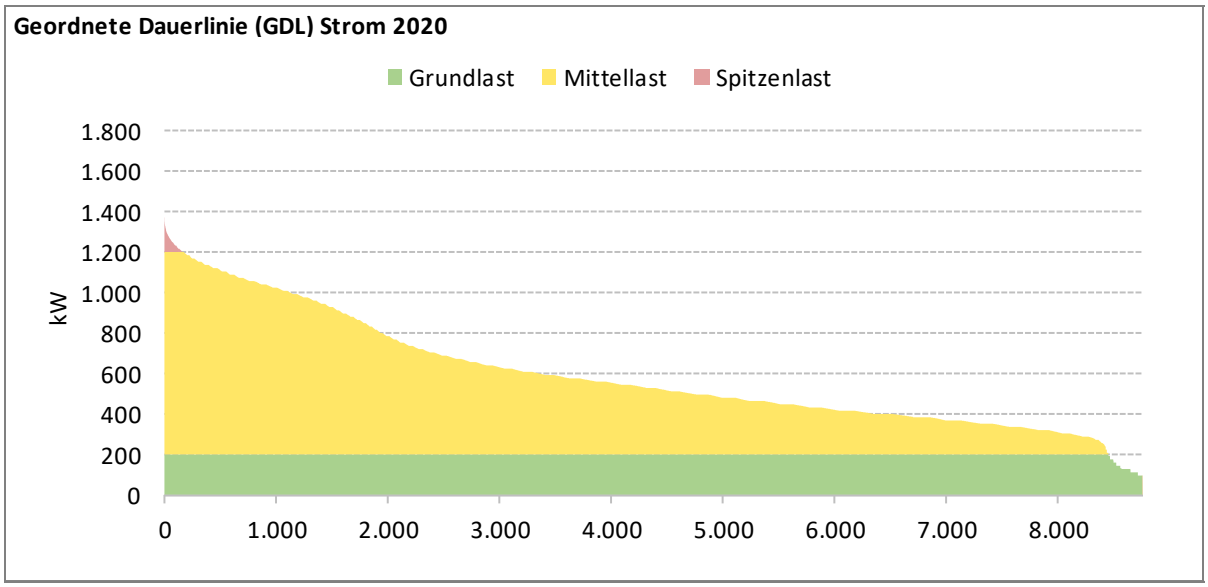


Abb. 3.26: Geordnete Dauerlinie (GDL) Strom 2020 - Metallverarbeitung

Entsprechend der oben getätigten Aussagen zum flacheren Gradienten in der Spitzenlast bei der geordneten Dauerlinie des metallverarbeitenden Unternehmens zeigen die 100 höchsten gemessen Lasten eine recht breite Verteilung von knapp 1400 kW bis auf knapp 1300 kW, wobei sich zwei Zeitfenster zwischen etwa 11:00 und 14:00 Uhr sowie zwischen etwa 17:00 und 21:00 zeigen (vgl. Abb. 3.27).

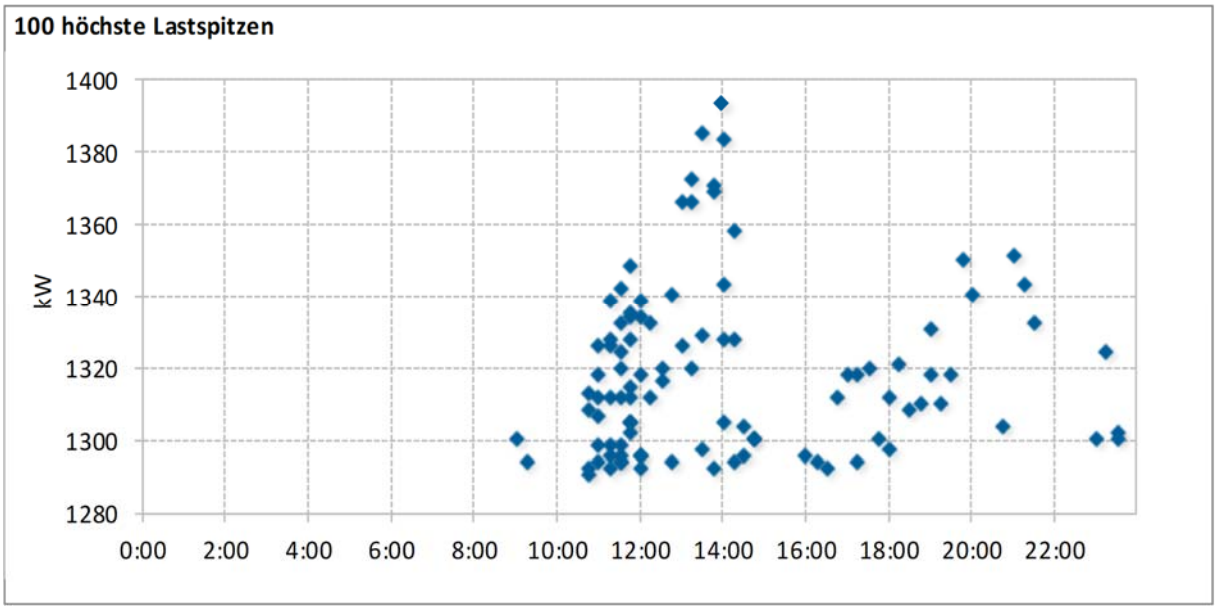


Abb. 3.27: Analyse der 100 höchsten Lastspitzen 2020 – Metallverarbeitung

Für das metallverarbeitende Unternehmen wurden drei Flexibilitätsoptionen herausgearbeitet, die in Tabelle 3.12 dargestellt sind. Daraus wurden zwei Konzeptvorschläge abgeleitet, die im Folgenden näher betrachtet werden: Zum einen eine reine Integration einer 150 kWh Batterie ohne PV-Zubau und zum anderen die Integration der 150 kWh Batterie mit einem PV-Zubau von 100 kW_p.

Tabelle 3.12: Flexibilitätsoptionen Metallverarbeitung

PV + Batterie	Zusätzliche Batterienutzung	Abwärme aus Kühlung der Öfen

– förderfähige PV-Anlage mit Batterie entsprechend Dachgröße – Überschusserzeugung PV im Sommer nicht relevant? Sonst evtl. für EV oder Grundlast nutzen	– Lastspitzen durch Anfahrstrom EMO ➔ Batterie so auslegen, dass Lastspitzen (100 kWh/200kW) über Netzbezug ausgeglichen werden – Restliche Zeiten Batterie als Flexibilisierung vermarkten	Ggfs. nutzen für Raumheizung und Kälte, je nach Temperaturniveau Wärmespeicher, Absorptionskälte oder ORC

Die Wirtschaftlichkeit dieser Konzepte ist in Tabelle 3.13 und Tabelle 3.14 nach dem gleichen Schema wie in den vorangegangenen Abschnitten dargestellt. Auch hier wird deutlich, dass eine Investitionsförderung ein wesentlicher Erfolgsfaktor für die Wirtschaftlichkeit der Konzepte ist. Auch ohne eine Vermarktung der Flexibilitäten über den Trianel FlexPool oder vergleichbare virtuelle Kraftwerke ergibt sich hier eine Wirtschaftlichkeit aus der rein betriebsinternen Optimierung der Fahrweise.

Tabelle 3.13: Metallverarbeitung - Wirtschaftlichkeit Konzeptvorschlag 1

Wirtschaftlichkeitsberechnung –150 kWh Batterie		
	Einmalig (€)	Jährlich (€/a)
Kosten		
Investition Batterie 150 kWh	-75.000,-	
WBI-Kosten Batterie (1 %)		-750,-
Betriebserlöse und Kosteneinsparungen		
Kosteneinsparung durch geringeren Netzbezug (keine Reduktion), abzügl. 40 % EEG-Umlage Eigenverbrauch		-18,-
Kosteneinsparung Lastspitzenkappung -94 kW		+8.372,-
Erlöse aus PV-Einspeisung		-
Erlöse Flex-Pool (Anteil 10/24)		+14.000,-
Amortisationsberechnung		
	Investition (€)	Jährlicher Gewinn (€/a)
Ohne Förderung		
∑ (ohne Flex-Pool)	-75.000,-	+7.604,-
Amortisation	Rund 9,9 Jahre	
∑ (mit Flex-Pool)	-75.000,-	+21.604,-
Amortisation	Rund 3,5 Jahre	
Mit Förderung nach GreenInvest		
∑ (ohne Flex-Pool)	-35.000,-	++7.604,-
Amortisation	Rund 4,6 Jahre	
∑ (mit Flex-Pool)	-35.000,-	+21.604,-
Amortisation	Rund 1,6 Jahre	
CO_2-Einsparung		

Tabelle 3.14: Metallverarbeitung - Wirtschaftlichkeit Konzeptvorschlag 2

Wirtschaftlichkeitsberechnung – 100 kWp PV +150 kWh Batterie		
	Einmalig (€)	Jährlich (€/a)
Kosten		
Investition PV 100 kW_{peak}	-100.000,-	
WBI-Kosten PV (0,5 %)		-500,-
Investition Batterie 150 kWh	-75.000,-	
WBI-Kosten Batterie (1 %)		-750,-
Betriebserlöse und Kosteneinsparungen		
Kosteneinsparung durch geringeren Netzbezug (Reduktion um 2 %), abzügl. 40 % EEG-Umlage Eigenverbrauch		+11.098,-
Kosteneinsparung Lastspitzenkappung - 113 kW		+10.107,-
Erlöse aus PV-Einspeisung		-
Erlöse Flex-Pool (Anteil 10/24)		+14.000,-
Amortisationsberechnung		
	Investition (€)	Jährlicher Gewinn (€/a)
Ohne Förderung		
∑ (ohne Flex-Pool)	-175.000,-	+19.955,-
Amortisation	Rund 8,8 Jahre	
∑ (mit Flex-Pool)	-175.000,-	+33.955,-
Amortisation	Rund 5,2 Jahre	
Mit Förderung nach GreenInvest		
∑ (ohne Flex-Pool)	-55.000,-	+19.955,-
Amortisation	Rund 2,8 Jahre	
∑ (mit Flex-Pool)	-55.000,-	+33.955,-
Amortisation	Rund 1,6 Jahre	
CO_2-Einsparung		

3.3.4 Clusteranalyse, Standardlösungen für Cluster

Um den Erhebungs- und Analyseaufwand bei der Betrachtung von Unternehmen in Hinblick auf die Flexibilisierung zu reduzieren, sollte im ZO.RRO-Projekt eine Clusteranalyse der betrachteten Unternehmen durchgeführt werden. Damit sollten zweierlei Ziele erreicht werden.

Zum einen soll die Identifikation interessanter Unternehmen bzw. Branchen erleichtert werden. Hier sollten Muster erkannt werden, in welchen Branchen sich Potentiale für die Flexibilisierung von Betrieben ergeben und in welchen Branchen das eher nicht der Fall ist. Somit können zielgenau Unternehmen aus diesen Branchen angesprochen werden und Unternehmen mit Branchen mit wenig Flexibilisierungspotential von vornherein ausgeschlossen werden. Somit sollte der Aufwand bei der Prüfung von Unternehmen deutlich reduziert und detaillierte Analysen von Unternehmen, die voraussichtlich ohnehin über keine oder wenig Flexibilisierungspotentiale verfügen vermieden werden.

Zum anderen sollte mit der Clusteranalyse erreicht werden, dass für ähnliche Unternehmen ähnliche Lösungen erarbeitet werden, bzw. für Unternehmen bestimmter als potentiell interessant identifizierter Branchen, bereits eine Vorauswahl potentieller Flexibilisierungsoptionen vorliegt. Somit soll bei der Analyse des konkreten Unternehmens bereits früh ein Fokus auf diese potentiell flexibilisierbaren Prozesse gelegt werden können und auf der anderen Seite in der Clusteranalyse als wenig vielversprechend identifizierte Prozesse aus der detaillierten Betrachtung ausgeschlossen werden.

Abweichend von der ursprünglichen Zielsetzung des Teilpaktes wird der Fokus der Clusteranalyse von der quantitativen Analyse auf eine nutzbare, mehrdimensionale, anwenderorientierte Dimensionierung gerichtet. Die Datenerhebung durch die Interviewleifäden zeigt, dass die relevanten Use-Cases auf Grund der stark unterschiedlichen Unternehmensausprägungen ein zu geringes Clustering aufweisen. Insbesondere die Analyse energetischer Prozesse zeigt die Schwierigkeit der Auslegung quantitativer Cluster. Die Datendichte und Verfügbarkeit der möglichen Ausprägung ist für diesen quantitativen Ansatz zu inkonsistent.

Alternativ wurde hier ein Vorgehen gewählt, bei dem qualitativ auf Basis der erhobenen Daten herausgearbeitet wurde, welche Faktoren auf Potentiale für eine Flexibilisierung (innerhalb des ZO.RRO-Projektes) hinweisen. Ziel der Clusteranalyse sollte entsprechend sein, anhand weniger Dimensionen einen ersten Eindruck zu gewinnen, ob eine detaillierte Untersuchung des Unternehmens in Hinblick auf Flexibilität vielversprechend wäre oder nicht.

Aus den Unternehmensinterviews ergaben sich dabei die folgenden drei Dimensionen:

- Stromverbrauch gesamt (Energieverbrauch)
- Energieintensität der Produktion
- Lagerbarkeit von Zwischenprodukten (und vorhandener Lagerraum)

Die Rationale hinter den gewählten Dimensionen wird im Folgenden dargelegt.

Stromverbrauch

Die Befragungen und Auswertungen der Interviewleitfaden kristallisierten hierbei als primäre Dimension den Energieverbrauch als Dimension für das Clustering heraus. Neben der grundsätzlichen Einflussgröße des Energieverbrauchs ist insbesondere der Anteil genutzter elektrischer Energie relevant. Die Analyse der energetischen Prozesse prägte dabei eine hohe Diversität möglicher Potenziale. Sie weisen jedoch eine Homogenität in der Höhe des Stromverbrauchs auf. Es zeigt sich, dass bei hohem Stromverbrauch die geregelte Anpassung, trivialerweise, prozentual geringer ausfällt. So muss bei Unternehmen mit hohem Stromverbrauch prozentual weniger geregelt werden, um in wirtschaftlich relevante Strommengenbereiche zu kommen. Die Nutzung von Eigenerzeugung sorgt für zusätzlich hebbare Potenziale.

Diese werden aber aufgrund schwieriger Vergleichbarkeit zu Betrieben ohne Eigenerzeugung nicht als Dimensionen aufgenommen, sondern werden bei geringer Schwelle ebenfalls betrachtet. Sie bergen ein höheres hebbares Potenzial und sind daher von zusätzlicher Relevanz.

Energieintensität

Als sekundäre Dimension wird die Energieintensität eingeführt. Entgegen der Intuition zeigt sich dabei eine geringe Energieintensität der Produktion ist einem flexiblen Einsatz zuträglich, da eine hohe Energieintensität meist zu Befreiung von Netzentgelten und EEG-Umlage führt. Darüber hinaus schränken Nebenbedingungen den flexiblen Energieverbrauch ein. Die Faktoren Höchstlast, Vollbenutzungsstunden, Netzanschluss (§19 StromNEV) sowie Energiekosten sind dabei Beispiele für diese Flexibilisierungshemmnisse, da diese an strenge Bedingungen geknüpft sind. Ein möglicher Verlust von Befreiungen torpediert im Rahmen der Energieintensität das gesamte Geschäftsmodell. Weiter tendieren Unternehmen mit starker Ausprägung dazu keine Risiken eingehen zu wollen, da Sie einer Fremdkontrolle über diese Faktoren sehr kritisch gegenüberstehen. Weiter ergab die Auswertung der Interviews, dass ein signifikanter Anteil an Unternehmen mit hoher Energieintensität nur geringe Flexibilitäten aufweist und ein hohes Bewusstsein bezüglich nutzbarer Potenziale aufgrund der mit der hohen Energieintensität einhergehenden Kosten herrscht. Hier werden also Potentiale zumeist ohnehin schon gehoben und eine Unterstützung durch ZO.RRO in der Erhebung und Vermarktung von Flexibilitäten wird nicht benötigt.

Zudem kämpfen diese Unternehmen aufgrund der grundsätzlich hohen Energiekosten ohnehin um knappe Margen, die nicht gefährdet werden können. Dabei wird die Bereitstellung von Flexibilität unternehmensseitig zumeist (noch) als Unsicherheitsfaktor wahrgenommen und weniger als Chance zur Kosteneinsparung bzw. einer robusteren wirtschaftlichen Aufstellung.

Lagerbarkeit von Zwischenprodukten

Als tertiäre Dimension wird über den Stromverbrauch hinaus die Lagerbarkeit von Fertigerzeugnissen, sowie Zwischenprodukten betrachtet. Von Relevanz ist hierbei insbesondere die Lagerbarkeit zur Nutzung energieintensiver Produkte. Es darf durch die Unterbrechung dieser Prozesse nicht zu einer Beeinflussung nachgelagerter Prozesse kommen. Die Erfassung der Lagerbarkeit und der zeitliche Rahmen sind dabei transparent zu halten. Scheinbar vorhandene aber im Nachhinein bei Abruf nicht verfügbare Kapazitäten sind kritisch zu betrachten. Die Abrufzeiten, Ausfallzeiten und Taktbarkeit der Betriebsunterbrechung stellen hierbei nur einige kritische Faktoren dar. Die sekundäre Dimension ist hierbei in erster Instanz als reiner zeitlicher Faktor zur Unterbrechung zu sehen. Es kann analog zur Lagerbarkeit betrachtet werden.

Clusterung von Unternehmen in den drei definierten Dimensionen

Die unter den Punkten 2.4 bis 2.6 aufgeführten Dimensionen werden nun 3-dimensional gegeneinander aufgetragen und in ein grafisches Cluster überführt. Abb. 3.28 stellt die Cluster-Darstellung beispielhaft dar:

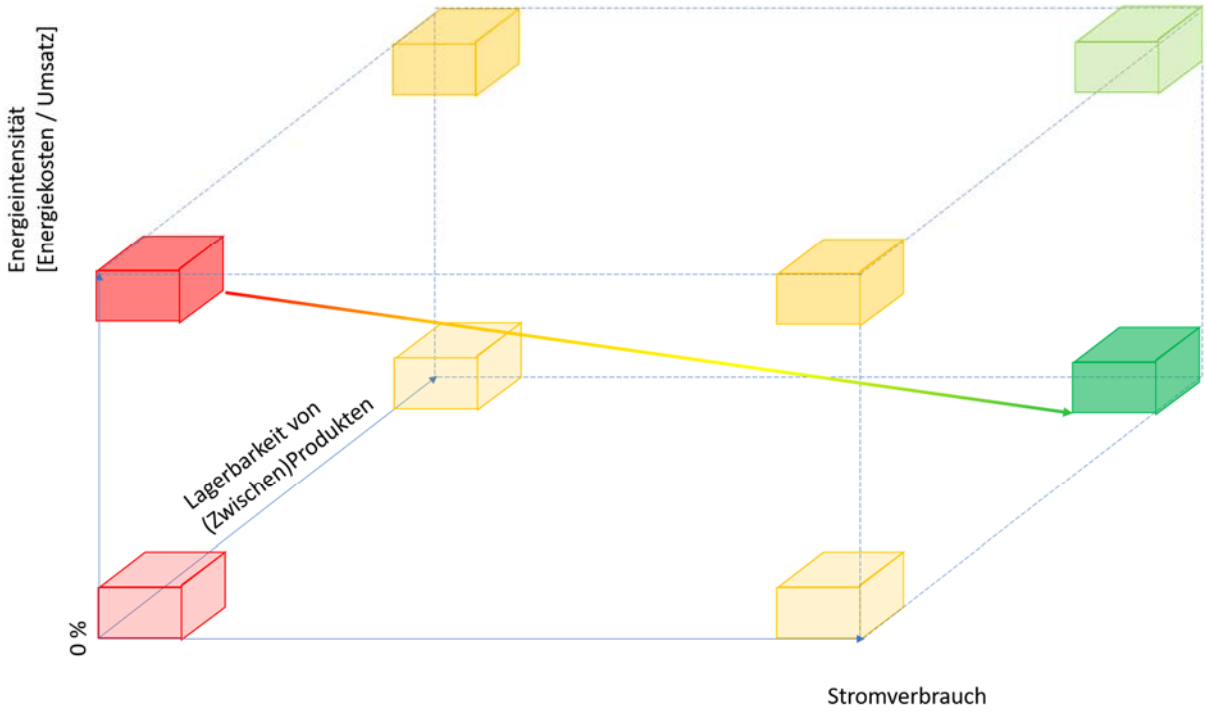


Abb. 3.28: Darstellung der Cluster-Dimensionen

Die Dimensionen Stromverbrauch, anliegend auf der x-Achse, und Lagerbarkeit von Zwischenprodukten, anliegend auf der z-Achse, sind dabei positiv aufsteigend assoziiert. Die Dimension Energieintensität, anliegend auf der y-Achse, ist hingegen negativ aufsteigend assoziiert. Gründe dafür liefert die Auswertung der Unternehmensanalyse.

Analyse

Die Ausarbeitung der Analyse erfolgt aufgrund der unter Abschnitt 2 definierten Dimensionen. Die bei der Führung der Interviews gewonnen Daten legten dabei einen Rahmen für die Größe der Dimensionen fest.

Die Auswertung ergibt auf der primären Achse des Stromverbrauchs eine Unternehmenseignung für eine jährlichen Stromverbrauch im Bereich von 20GWh. Bei höheren Verbräuchen ist, wie bereits unter 2.5 erwähnt, von einem hohen Grad der Eigeninitiative der Unternehmen auszugehen. Es ergibt sich also für höhere jährliche Verbräuche ein geringes Maß optimierbarer Flexibilitäten, darüber hinaus steigt jedoch die Attraktivität mit steigendem Verbrauch auf Grund der geringeren Steuerungsfaktoren bei höheren Stromverbräuchen.

Auf der sekundären Achse - der Energieintensität - ist nach der Datenerhebung das Potenzial für Unternehmen mit einem möglichst geringen Energiekosten/Umsatz-Verhältnis am größten. Steigende Energieintensität scheinen hier bei der Nutzung hebbarer Potenziale zwar zuträglich, da kostenseitig die Notwendigkeit zur Nutzung steigt. Aber mit steigender Energieintensität steigt das Korsett für staatliche Regulierung überproportional und die zu erwirtschaftende Marge dieser Unternehmen sinkt bei gleichzeitiger Befreiung von Netzentgelten und EEG-Umlagen. Entsprechend §64 EEG wird hier also obere Grenze die Energieintensität von 14 % angenommen. Ab dieser Energieintensität werden die Unternehmen auf dem Rand der Achse dargestellt.

Tertiär wird die Lagerbarkeit der Zwischenprodukte dargestellt. Die Einordnung von Dimensionsgrößen gestaltet sich hierbei in der Regel am schwierigsten. Neben der reinen Verfügbarkeit von Lagerkapazitäten, ist diese Kenngröße spezifischen Prozessen zuzuordnen. Denn oft ist eine Unterbrechung des gesamten Produktionsprozesses deutlich weniger attraktiv als die

kurzfristige Unterbrechung verschiebbarer Teilprozesse. Die Datenerhebungen zeigen, dass neben der reinen Kapazität hier auch der zeitliche Faktor in Bezug auf Prozessunterbrechungen von Bedeutung ist. Generell stell sich heraus, dass eine gute Lagerbarkeit mit der zeitlichen Verschiebbarkeit und Terminierbarkeit dieser Prozesse korreliert ist. Eine bessere Lagerbarkeit ist dabei zuträglich für stärkere Flexibilisierung. Diese Dimension verlangt eine qualitative Einschätzung von Zwischenprodukten auf einer Skala von „unbegrenzt und ohne weitere Vorbereitung lagerbar“ zu „nicht lagerbar/erfordert unmittelbare Weiterverarbeitung“. Nicht lagerbar wären beispielsweise gefrorene Lebensmittel außerhalb eines Tiefkühllagers, geschmolzene Werkstoffe, die ohne Energiezufuhr aushärten (und ggf. die Produktionsstraße beschädigen) oder fest zusammenhängende Prozessketten, die keine Pufferspeicher zwischen einzelnen Prozessschritten enthalten.

Neu zu betrachtende Unternehmen können so schnell nach diesen drei Dimensionen bewertet werden. Ein Unternehmen ist eben dann besonders vielversprechend für eine weitere Analyse, wenn es in den Oktanten fällt, der in Abb. 3.28 dunkelgrün dargestellt ist.

3.3.5 Identifikation des Akzeptanz- und Partizipationsbedarfs seitens Industrie

Ein Weg, die Wettbewerbsfähigkeit von KMUs zu stärken ist, Betriebskosten nachhaltig zu begrenzen bzw. zu optimieren. Die Energiekosten können bei der gering-energieintensiven Industrie ca. 28 % und in der hoch-energieintensiven Industrie bis zu 41 % der Gesamtkosten betragen.[2] Daher versuchen Unternehmen bestimmte Kosten zu vermeiden oder die für den Produktionsprozess notwendige Energie mittels Verbesserungsmaßnahmen so effizient wie möglich zu nutzen. In diesem Kontext heißt Energieeffizienz, ein erwünschtes Ziel mit möglichst wenig Energieaufwand zu erreichen.

Die aktuelle Entwicklung unter dem Druck der Klimakrise und vor dem Hintergrund der weltweiten Ressourcenknappheit sowie neuer Produkte und Technologien ermöglichen innovative und dringend notwendige Lösungen zur Steigerung der Energieeffizienz in der Industrie. Die Suche nach der passenden Strategie für die Optimierung eines vorgegebenen Prozesses ist meist zeitaufwändig und erfordert die Berücksichtigung vieler technischer und organisatorischer Aspekte. Dieser Aufwand kann von Beratungs- oder Planungsunternehmen übernommen werden. Oft sind die Anschaffungs- und Installationskosten für die Einführung von Energieeffizienzmaßnahmen hoch. Das führt dazu, dass die Entscheidungsträger in den Unternehmen die Umsetzung der Maßnahmen verzögern. Abhängig von der Rechtsform und der Größe der Unternehmen, besteht die Möglichkeit, Bundes- oder Landesförderprogramme mit Förderquoten von bis zu 80 Prozent in Anspruch zu nehmen. Dies gilt sowohl für die Energieberatung als auch für Investitionen in betrieblich genutzte Sachanlagen, die der Optimierung der Energieeffizienz dienen. Hiermit lassen sich beide Aufwände (zeitlich und wirtschaftlich) reduzieren.

Bei Unternehmen mit industrieller Produktion können Energieeinsparungen und Synergien im Produktionsprozess die eigenen Kostenstrukturen entscheidend optimieren. Am folgenden Beispiel eines Unternehmens der kunststoffverarbeitenden Branche werden die Wirkung und der Erfolg von Effizienzmaßnahmen in Zusammenhang mit Förderprogrammen dargestellt.

Das Unternehmen betreibt in seinen Prozessen Spritzgussmaschinen. Druckluft wird in jeder Maschine für das Abriegeln der Spritzformen sowie für das Einspritzen des Materials verwendet. Die Bereitstellung der Druckluft erfolgt über Kompressoren, der Transport erfolgt über ein

[2] *Laut dem Bericht „EKI – Der Energiekostenindex für die deutsche Industrie“ der Öko-Institut Büro Berlin und der DIW Berlin aus dem Jahr 2016. Link: https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Energiekostenindikator-Industrie-EKI-Bericht.pdf*

Druckluftnetz aus verschiedenen Rohren und Schläuchen. Nach Durchführung einer geförderten messtechnisch gestützten Energieberatung wurde festgestellt, dass der Druckluftkompressor dauerhaft in Betrieb war, obwohl es keine zeitgleichen Druckluftabnahmen (z.B. am Wochenende) für die Produktion gab (vgl. Abb. 3.29).

Grund dafür war das Alter des Kompressors, zusammen mit Undichtigkeiten im Druckluftsystem. Aufbauend auf diesen Erkenntnissen wurden Energieeffizienzmaßnahmen erarbeitet und auf weitere Förderprogramme zur Umsetzung der empfohlenen Maßnahmen hingewiesen. Der linke Bereich der unteren Abbildung zeigt den Messzeitraum vor Einführung der Maßnahmen. Die rot markierten Kommentare weisen auf die Zeitpunkte der umgesetzten Maßnahmen. Die horizontalen Hilfslinien zeigen die erreichte Leistungsreduktion des neuen Kompressors, welche in dem grünen Kommentar auf der rechten Seite abzulesen ist.

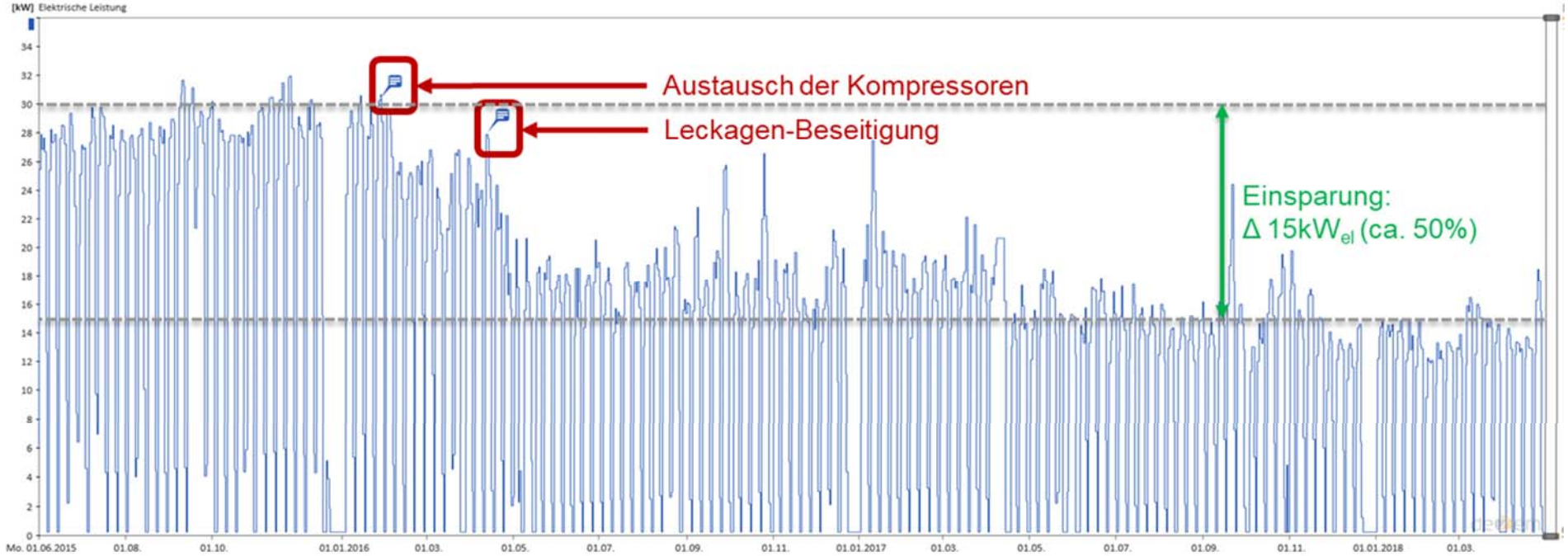


Abb. 3.29: Beispiel der Energieeinsparung im Bereich Querschnittstechnologien nach Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen

Nach der Umsetzung der Effizienzmaßnahmen machten sich die Einsparungen im Unternehmen deutlich bemerkbar. Die damit einhergehende positive Erfahrung motivierte das Unternehmen, nach weiteren Effizienzpotenzialen zu suchen. So wurden zusätzliche Energiemessungen in dem Betrieb installiert, um aus den gesammelten Daten weitere Einsparmaßnahmen abzuleiten.

3.3.6 Spezialisierungsprofil für Beratungsleistungen ableiten und definieren

Der Erfolg einer Beratung kann nur sichergestellt werden, wenn unterschiedliche technische und nicht-technische Aspekte des zu beratenden Unternehmens berücksichtigt werden. Die Komplexität bei der Planung und Umsetzung von Effizienzmaßnahmen kann sehr schnell steigen, wenn zusätzlich zu den ingenieurtechnischen Themen wirtschaftliche oder sogar rechtliche Themen einbezogen werden müssen. Die von der IfE gesammelte Erfahrung aus über 28 Jahren Beratungstätigkeit zeigt, dass Industriebetriebe aktuell Beratungsbedarf in den folgenden Schwerpunktbereichen haben:

1. <u>Technische Beratung:</u>

    a) **Energiewirtschaftliche Themen:** Hauptziel von Beratungsprozessen ist oft die Verstärkung der Wettbewerbsvorteile durch die Optimierung der Energiekosten. Hierfür ist die Erarbeitung und Umsetzung von Verbesserungsvorschlägen erforderlich. Dies kann an einem Beispiel aus der Industrie verdeutlicht werden. Ein Unternehmen kann beispielsweise mit wenig Aufwand von der manuell zeitversetzten Zuschaltung elektrischer Heizungsgeräte profitieren. Dies führt dazu, dass die Aufwärmprozesse weniger elektrische Leistung vom Netz benötigen. Damit wird seitens des Energieversorgungsunternehmens (EVU) weniger Versorgungsleistung im Netz vorgehalten und dies führt wiederum zu einer günstigeren Stromabrechnung für das Industrieunternehmen.

    Ein weiteres Ziel kann auch die Behebung von energetischen oder technischen Problemen innerhalb eines Unternehmens sein. Auch dies kann wieder an einem Beispiel präzisiert werden. Seltene kurzzeitige Stromversorgungsausfälle können Sachschäden an elektrischen Komponenten bzw. Maschinen verursachen. Der Betrieb kann den Sachschadenersatz gegenüber dem EVU geltend machen, solange der Fehler nachweisbar beim EVU liegt. Wenn durch die Versorgungsausfälle die Produktion unterbrochen wird und die Einhaltung von Lieferterminen bedroht ist, besteht die Möglichkeit, mit der Anschaffung und Installation von Anlagen zur Sicherung der Versorgungsqualität wie z.B. Großkondensatoren, Speichersystemen oder Kompensationsanlagen, gegenzusteuern.

    a) **Produktionstechnische Themen**: Gerade bei Maßnahmen wie dem Tausch von Maschinen oder Anlagen sind vielseitige Expertisen gefragt. Diese Maßnahmen werden in der Regel in Absprache und Zusammenarbeit mit Fachleuten oder den technischen Verantwortlichen der Unternehmen entwickelt.

    b) **Klimaneutralität und Treibhausgasminimierung**: In den letzten Jahren haben Beratungsleistungen zu diesen Themen aufgrund der klimapolitischen Ziele und stetig steigender Energiepreise stark an Bedeutung gewonnen. Betriebe interessieren sich immer mehr für eine unternehmensspezifische Ermittlung des CO_2-Fußabdrucks und die Gestaltung von Transformationskonzepten.

Hiermit werden Firmen auf dem Weg zu einer klimaneutralen und möglichst nachhaltigen Energieversorgung begleitet.

2. Fachübergreifende Beratung:

   a) **Wirtschaftliche Kenntnisse:** Sind erforderlich, da sich die Investitionen in Energieeffizienzmaßnahmen, die vom Berater empfohlen wurden, innerhalb eines akzeptablen Zeitraums bei den Unternehmen wieder bezahlt machen sollen. In dieser Hinsicht werden oft statische Wirtschaftlichkeitsberechnungen nach der Norm VDI 2067 durchgeführt. Auf dieser Grundlage kann das Unternehmen die Amortisationszeiten der unterschiedlichen Maßnahmen miteinander vergleichen bzw. Prioritäten bei der Umsetzung festlegen.

   b) **Rechtliches:** Diese Thematik ist dann besonders wichtig, wenn innerhalb der Beratung Themen wie Umrüstung, Umzug oder Betrieb von geförderten Erzeugungsanlagen betrachtet werden sollen.

3. Beratung zu Fördermöglichkeiten:

   a) **Grundwissen über Förderlandschaft und Antragsprozesse:** Im Thüringer Raum sind staatliche Subventionen sehr gefragt. Im Laufe der Erstgespräche mit den Unternehmen werden oft Fragen hinsichtlich des aktuellen Stands von Förderprogrammen, -summen, -institutionen, Anforderungen und Antragsprozessen gestellt. Es ist empfehlenswert, zu diesen Thema up-to-date zu bleiben, um kompetente Antworten geben zu können.

   b) **Nachweisführung der Einsparungen:** Je nach genutztem Förderprogramm können nachvollziehbare, messtechnisch gestützte Nachweise der tatsächlich eingesparten Energie auch nach Umsetzung der Investitionen verlangt werden. Dieses Thema hat bereits in der Konzeptionshase einen direkten Einfluss auf die Definition von Messpunkten, auf die Auswahl der passenden Messtechnik, auf die laufende Betreuung der Messung und letzten Endes auch auf die zu erstellende Dokumentation (Report) für den Berater und für das Unternehmen.

4. Kontinuierliche Begleitung:

   a) **Durch Detailmessungen:** Wie bereits im letzten Abschnitt beschrieben, öffnet der Einbau von Messtechnik zur Überwachung von Energieverbräuchen und Prozessen (Stichwort Sub-Metering) Türen für die Aufdeckung von weiteren Einsparmöglichkeiten. Aus den Messwerten lassen sich sogar bisher nicht genutzte Kennzahlen generieren (wie z.B. die sogenannten Energy Performance Indicators, kurz EnPI). Mit Hilfe dieser Kennzahlen können strategische Fahrpläne für die Produktion gestaltet bzw. energiegünstige Aufträge priorisiert werden. Die Erkennung von Maschinenausfällen und die schnelle Zusendung von Informationen zu diesen Störungen an die Verantwortlichen in den Unternehmen sind nur ein Anwendungsbeispiel, die eine Detailmessung ermöglicht.

   b) **Durch fortführende Beratungsdienstleistungen:** Oft ergeben sich aus erfolgreich abgeschlossenen Beratungsprojekten Folgeprojekte, die ein mittel- bis langfristiges Ziel verfolgen. Ein Unternehmen kann sich beispielsweise nach einem ersten Energieaudit bzw. einer Situationsanalyse bei der Umsetzung von

Effizienzmaßnahmen im Unternehmen begleiten lassen. Nach Umsetzung der Maßnahmen können diese und andere Verbraucher messtechnisch gemonitort und innerhalb einer Erfolgskontrolle neben der Messung des Erfolges der umgesetzten Maßnahmen auch weitere Einsparpotenziale aufgedeckt werden. Hierauf folgen kann wiederrum eine Beauftragung zur Einführung eines Energiemanagementsystems, welches es ermöglicht, aus den gesammelten Daten kontinuierlich weitere Einsparpotenziale zu benennen und umzusetzen. Die Messwerte können als Datengrundlage für die Entwicklung von Transformationskonzepten im Sinne der Nachhaltigkeit verwendet werden.

Die gezielte Datenerhebung in den Unternehmen ist komplex. Wie die Ergebnisse der Untersuchung anderer ZO.RRO-Arbeitspakete zeigen, ist die offene und transparente Kommunikation mit dem Unternehmen entscheidend, um die Akzeptanz unternehmerseitig sicherzustellen. Darauf aufbauend kann die detaillierte Suche nach Flexibilitäten starten. Mit dem richtigen Wissenstransfer lassen sich die gesuchten Flexibilitäten, bei denen keine Produktionsbehinderungen entstehen, sogar schnell und ohne Besichtigung der Produktion erkennen. Für die Erhebung von CO_2-freien Verlagerungspotenzialen in Rahmen dieses Projektes sollen daher vorbereitend zu den Gesprächen in kurzer Zeit umfangreiche Untersuchungen durchgeführt und zur Diskussion gestellt werden. Beratungstechnisch gesehen sollen die erforderlichen Schwerpunkte bei den Untersuchungen folgende Aspekte abdecken:

1. <u>Technische Kompetenzen:</u>
   a) **Schnelle Auswertung des Gesamtenergiebedarfs:** Betrifft insbesondere die Auswertung von lastgang-gemessenen Energieverbräuchen aus dem Netz wie z.B. Strom und Erdgas. Daraus lässt sich ein Überblick über das Verbrauchsverhalten des Kunden ableiten und zeitgleich können Ansätze zur Reduzierung der Netznutzungsentgelte generiert werden. Die Ergebnisse werden als Diskussionsgrundlage bei den Gesprächen genutzt.
   b) **Erkennung von Synergieeffekten durch vorhandene Technik:** In einigen Unternehmen wurden in den vergangenen Jahren Strom- oder Wärmeerzeugungsanlagen bzw. Speichersysteme angeschafft. Diese Komponenten können in vielen Fällen über eine Steuerungstechnik miteinander gekoppelt werden. Andere Firmen verfügen sogar bereits über Messtechnik oder GLT-Systeme. Leider werden diese Systeme selten aktiv genutzt, um eine kontinuierliche energetische Optimierung zu ermöglichen. Daher ist es bei der Erstellung von Messkonzepten besonders wichtig, möglichen Alternativen zur Integration von vorhandener Messtechnik zu berücksichtigen.
   c) **Detailbetrachtung von Produktionsabläufen:** Diese ist wichtig, da Flexibilitäten oft in vorbereitenden oder auch in produktionsbegleitenden Prozessen zu finden sind. Beispiele hierfür sind Inselanlagen, in denen entweder ein Material für den eigentlichen Prozess vorbereitet oder ein halbfertiges Produkt final fertiggestellt wird. Hierbei ist wie bei allen anderen oben beschriebenen Kompetenzen, ein enger Austausch mit dem Fachpersonal des Unternehmens notwendig.
   d) **Energie- und Klimatechnische Konzeptprüfungen:** Dieser Punkt weist einige Überschneidungen mit dem bereits beschriebenen technischen Bera-

tungsbedarf bei der Energieberatung “Klimaneutralität und Treibhausgasminimierung“ auf. Der Fokus in diesem Punkt ist allerdings, durch die Erstellung von innovativen Versorgungskonzepten Lösungen zur langfristigen Reduzierung der Treibhausgasemissionen aufzuzeigen. Zeitgleich soll die Erbringung von CO_2-neutralen Systemdienstleistungen möglich sein.

2. Fachübergreifende Kompetenzen:
   a) **Prüfung von Versorgungskonzepten auf Wirtschaftlichkeit:** Das ist wichtig, denn nicht alle Maßnahmen, die zum Zeitpunkt der Gestaltung von Versorgungskonzepten in Frage kämen, sind wirtschaftlich sinnvoll. Manche zukunftsversprechenden Technologien wie bspw. Elektrolyseure, Brennstoffzellen oder HT-Wärmespeicher sind aktuell in ihrer Anschaffung noch sehr kostenintensiv. Aus diesem Grund werden solche Technologien für ihre weitere Betrachtung in Rahmen des Projektes an dieser Stelle noch nicht weiter verfolgt.
   b) **Rechtliche Anforderungen zur Einbindung von Flexibilitäten an EVU:** Verlagerungspotenziale müssen in der Regel mit dem vorgelagerten Netzbetreiber abgestimmt sein. Diese Abstimmung ist notwendig, bevor ein tatsächlicher Abruf von flexiblen Lasten vorgenommen werden kann.
3. Förderprogramme:
   a) **Kompetenzen im Bereich Subventionsprogramme:** Unternehmen können finanzielle Unterstützung für die Umsetzung von Verbesserungsmaßnahmen erhalten. Hierfür müssen sie allerdings bestimmte Voraussetzungen erfüllen. Dazu gehört beispielsweise die herstellerunabhängige Betreuung durch fachlich kompetente und vom Fördermittelgeber anerkannte Energieberater. Die Förderlandschaft ändert sich laufend. Daher ist es für Beratungsunternehmen vorteilhaft, auch zu diesem Thema immer auf dem aktuellen Stand zu bleiben, um mit kompetenten Antworten die Akzeptanz der Unternehmen hinsichtlich der Energiewende zu steigern.
4. Langfristige Begleitung:
   a) **Durch gezielte Energiemessungen:** Auswertungen in Echtzeit, Erstellung von Prognosen und Monitoring von Energie- bzw. THG-Emissionen sind nur einige Beispiele zu Anwendungsmöglichkeiten einer fest installierten Messtechnik. Die regelmäßige Begleitung mit einem Monitoring der Energieverbräuche, die mittels dauerhafter Messung einzelner Prozesse und Anlagen, erhoben werden, ermöglicht auch ein zeitnahes Feedback an den Kunden, die Aufdeckung neuer Einsparmöglichkeiten und darüber hinaus die Bildung einer zuverlässigen Datengrundlage für die Erstellung eines digitalen Zwillings des Betriebes.
   b) **Durch Handlungsempfehlungen:** Hier sind teil- oder vollautomatisierte kundenspezifische Hinweise zur Energieeinsatzoptimierung gemeint. Diese Hinweise können u.a. aus dem historischen Verlauf des Energiebedarfs abgeleitet werden. Voraussetzung hierfür ist, dass das Unternehmen bereits über zuverlässige Energiemessungen verfügt.

Aus den oben beschriebenen Punkten können gemeinsame Schwerpunkte zwischen einer klassische Energieberatung und einer ZO.RRO-Beratung identifiziert werden. Die folgende Abbildung Abb. 3.30 stellt diese Zusammengänge grafisch dar.

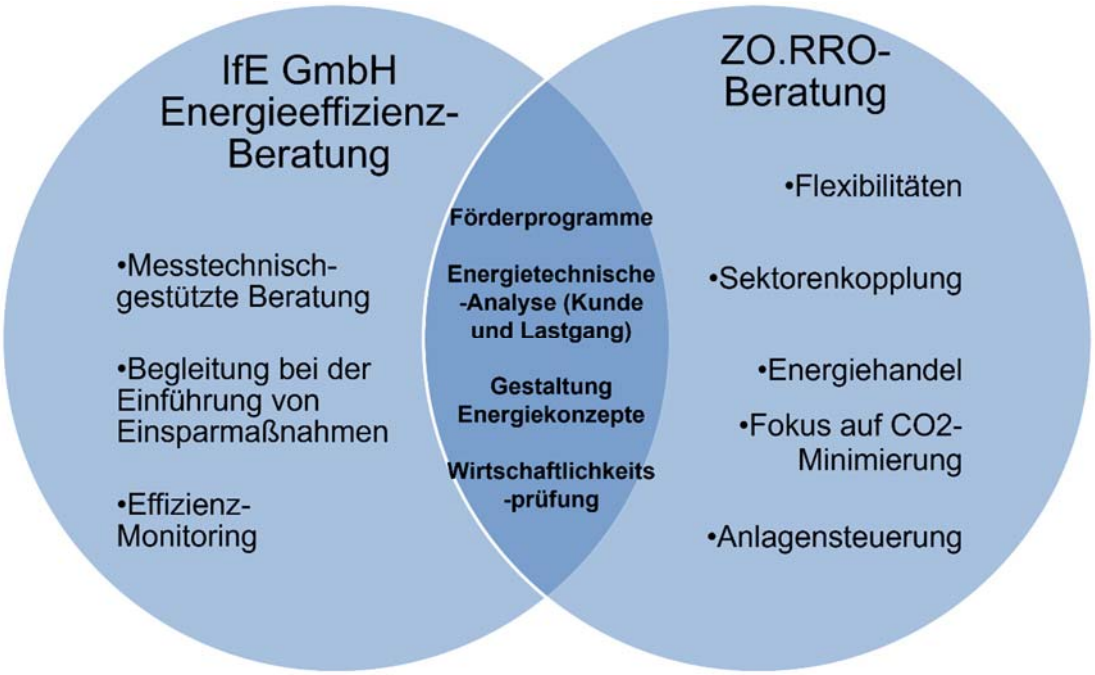


Abb. 3.30: Vergleich des Unterstützungsbedarfs in der Industrie aus Erfahrungen im Rahmen der Beratungstätigkeit in Thüringer KMUs und in Rahmen des ZO.RRO-Projektes

3.3.7 Ausarbeitung der wesentlichen Hemmnisse

Bei der Vermarktung von Flexibilitäten existieren in der Umsetzung einige Hindernisse, die überwunden werden müssen, wenn industrielle Flexibilitäten in der Breite zur systemischen Flexibilitätsbereitstellung genutzt werden sollen. Zunächst soll hier aber kurz auf Aspekte eingegangen werden, die *keine* Hemmnisse darstellen. Hier sei insbesondere auf die technologische Umsetzbarkeit hingewiesen.

Beispielsweise befasst sich Trianel "FlexPool" mit der flexiblen Vermarktung von Biogasanlagen und deren direkter Steuerung über Fernwirktechnik und vermarktet diese profitabel auf den passenden Märkten. Dabei sind die Standards zur Kommunikation zwischen Anlage und FlexPool durch das 104-Protokoll aus der IEC 60870 [32] definiert. Dieses Protokoll ermöglicht die Kommunikation über Netzwerke (LAN und WAN), so dass für die Ansteuerung der Anlagen herkömmliche Netzwerkrouter genutzt werden können. Das Protokoll ist dabei aufgrund seiner Einfachheit recht universell einsetzbar, so dass hierüber auch – mit Hilfe der ZO.RRO-Box – eine Steuerung von Industrieanlagen möglich ist. Allerdings muss hier die betriebsinterne Steuerung zwischengeschaltet werden, diese läge nicht in der Verantwortung des Steuernden, sondern in der internen Verantwortung des Produktionsmanagementsystems. Virtuelle Kraftwerke anderer Unternehmen, wie z. B. der Sonnen GmbH, verbinden bereits heute Batteriespeicher zu einem virtuellen Kraftwerk [35], so dass die technische Durchführbarkeit möglich ist. Allerdings handelt es sich bei diesen um privat genutzte Speicher, so dass keine produktionstechnischen Nebenbedingungen beachtet werden müssen. Das Setzen und Beachten von Nebenbedingungen wiederum ist auch im Trianel FlexPool möglich und wird dort bereits umgesetzt. Eine Einbindung von Produktionsanlagen und Batteriespeichern in den FlexPool erfolgt bisher zwar nicht, wäre aber unter den umrissenen Bedingungen ohne größere Anpassungen möglich.

Im Folgenden sollen nun die wesentlichen Hemmnisse aufgezeigt werden. Dabei handelt es sich insbesondere um regulatorische Hemmnisse, aber auch Hemmnisse aus dem Bereich des Energiemarktdesigns (das sich ggf. auch unter regulatorische Hemmnisse fassen lassen). Die Hemmnisse, die hier näher beschrieben werden sollen, sind

- Die bestehende Netzentgeltregulatorik
- Strompreismodelle / feste Strompreise
- Der entflochtene Energiemarkt mit der Trennung von Erzeugung, Versorgung, Verteilung und Verbrauch der Energie und hier insbesondere die Bilanzkreisverantwortung
- Mangelndes Vertrauern in Eingriffe von außen bzw. die Integrität der Produktion

Bestehende Netzentgeltregulatorik

Im Komplex der Netzentgeltregulatorik wirken sich dabei verschiedene Mechanismen hemmend für den Einsatz von Flexibilität aus. Diese umfassen insbesondere die *Leistungspreise*, und die *7000-/7500-/8000-Stunden-Kriterien*. In beiden komplexen ist dabei insbesondere die Messung der Jahreshöchstlast bzw. deren Einfluss auf die Netzentgelte maßgeblich [48]. Ein direkter Einfluss ergibt sich dabei auf die Leistungspreiskomponente der Netzentgelte bei leistungsgemessenen Kunden, die (im Normalfall) entsprechend der höchsten Leistungsentnahme im Laufe des Jahres gezahlt werden müssen. Zudem ergibt sich ein Hemmnis aus §19 Abs. 2 StromNEV. Hier sind Schwellenwerte zu den Benutzungsstunden eines Netzanschlusses gegeben, ab denen dem Verbraucher ein vergünstigtes Netzentgelt angeboten werden kann. Die Schwellenwerte liegen dabei bei 7000, 7500 und 8000 Benutzungsstunden. Die Benutzungsstunden ergeben sich dabei aus dem Jahresverbrauch eines Netzanschlusses geteilt durch die Jahreshöchstlast, wie in der Formel (43) gegeben.

$$Benutzungsstunden\ [h] = \frac{Jahresverbrauch\ [kWh]}{Jahreshöchstlast\ [kW]} \tag{43}$$

Bei Betrachtung der Formel wird deutlich, dass die Zahl der Benutzungsstunden von der Jahreshöchstlast abhängt und dass die Zahl der Benutzungsstunden sinkt, wenn die Jahreshöchstlast steigt. Somit kann durch eine flexibilitätsinduzierte Erhöhung der Jahreshöchstlast die Zahl der Benutzungsstunden derart sinken, dass diese unter eine der Schwellen fällt und somit für den Verbraucher (deutlich) höhere Netzentgelte anfallen. Unter systemischen Gesichtspunkten kann es jedoch sinnvoll sein, zu bestimmten Zeiten mit hohem Stromdargebot viel Strom (mit geringer CO_2-Last) zu verbrauchen. Hinter diesen Mechaniken in der Netzentgeltsystematik verbergen sich noch die Anreizstrukturen der „alten Energiewelt“, in der insbesondere ein gleichmäßiger Stromverbrauch systemdienlich war und weniger ein flexibel der Situation angepasster Verbrauch. BET schlägt in seiner Studie für die dena vor, dass die Netzentgelte nicht nach der tatsächlich in Anspruch genommenen Leistung berechnet werdensollten, sondern nach der bereitgestellten Anschlusskapazität [49]. Dies würde zudem gut mit den Kosten für die Netzinfrastruktur korrelieren, da diese insbesondere von der Infrastruktur abhängen, die installiert werden muss und weniger davon, wie intensiv diese dann tatsächlich genutzt wird. Ein alternatives Vorgehen wäre, Flexibilitäts-Leistungsabnahmen aus der Berechnung der Leistungspreise und der Benutzungsstunden auszuklammern. Hier müsste jedoch zunächst definiert werden, was zu Flexibilitätsbereitstellung zählt, und was nicht. Durch eine solche Abgrenzung würden hier sicherlich neue Grenz- und Problemfälle entstehen, so dass der Vorschlag, die Leistungskomponente der Netzentgelte nach der zur Verfügung gestellten Anschlusskapazität zu bemessen, am ehesten zielführend erscheint.

Strompreismodelle / feste Strompreise

Die Flexibilität, die durch Unternehmen im Rahmen von Demand Side Management bereitgestellt wird, wird auch durch die gegenwärtig weiterhin vorherrschende Tarifgestaltung mit über die Vertragslaufzeit festen Arbeitspreisen für den Stromverbrauch beschränkt. Würden hier die Marktsignale über die Verfügbarkeit von Strom an die Unternehmen weitergereicht, wäre womöglich auch die Bereitschaft, sich systemdienlich zu verhalten und den Stromverbrauch zu steigern oder zu senken deutlicher ausgeprägt. Hier zeigen sich im Zuge der deutlichen Strompreissteigerungen seit Sommer 2021 aber durchaus Tendenzen, dass Vollversorgungsverträge mit Festpreisen immer weniger angeboten werden und die Strompreise und damit das Preisrisiko von den Energieversorgungsunternehmen eher an die Verbraucher durchgereicht werden. Gerade bei unternehmen mit registrierender Leistungsmessung (RLM), was auf die meisten Industrieunternehmen zutrifft, wäre dies technisch kein Problem und gut umsetzbar. Allerdings müsste sich dann auf Seiten der Unternehmen aktiv mit dem Strommarkt und den Implikationen für die Produktion befasst werden. Hierfür wäre vermutlich eine eigene Stelle nötig. Zudem müsste der Fokus der Unternehmen von der Effizienzmaximierung der Produktionsprozesse hin zu einer (vermutlich weniger effizienten) Flexibilisierung des Produktionsprozesses verschoben werden.

Bilanzkreisverantwortung

Ein wesentliches Hemmnis für die Umsetzung von Flexibilitätsbereitstellung ist die Bilanzkreisverantwortung des Energieversorgers, in den ein unabhängiger Flexibilitätsvermarkter und -aggregator, der nicht gleichzeitig Energieversorger (und damit Bilanzkreisverantwortlicher) für die flexiblen Industrieunternehmen ist. Das Konzeptionalisierung der Vermarktung von Flexibilitäten durch einen unabhängigen Flexibilitätsvermarkter ist in Abb. 3.31 gegeben. Hier ist der Flexibilitätsaggregator, in der Darstellung Trianel, der alleinige Vermarkter der vom Industrieunternehmen (U1) bereitgestellten Flexibilitäten. Der Energieversorger (EVU) des Industrieunternehmens ist jedoch ein unabhängiges Unternehmen. Idealtypisch sollen die durch die Flexibilitätsvermarktung erzielten Erlöse auf die drei beteiligten Unternehmen aufgeteilt werden. Problematisch ist hier jedoch die Bilanzkreisverantwortung (BKV), die beim EVU liegt. Entsprechend liegen die Energiemengen im Bilanzkreis des Energieversorgungsunternehmens und nicht bei Trianel, so dass Trianel diese Energiemengen auch nicht vermarkten kann. Hier wäre eine bilaterale Vereinbarung zwischen EVU und Trianel nötig, die eine Zuordnung von ge- und verkauften Energiemengen im Rahmen der Energievermarktung dem Bilanzkreis der Trianel zuordnet, so dass Trianel darüber verfügen könnte. Ein solches Konstrukt ist in der Abbildung durch die Pfeile zwischen Trianel und EVU angedeutet. Die regulatorische und praktische Umsetzbarkeit einer solchen Lösung ist jedoch fraglich. Hier würden zunächst nicht zu vernachlässigende Transaktionskosten für die Etablierung eines solchen vertraglichen Konstruktes anfallen, die zusätzlich zu den im Industrieunternehmen anfallenden Flexibilitätskosten durch die Flexibilitätsvermarktung refinanziert werden müssten. Vergleichbare Verträge müssten zudem mit jedem jeweiligen (ggf. nach wenigen Jahren wechselnden) Energieversorgern aller flexibilitätsbereitstellenden Industrieunternehmen geschlossen werden, was die Kosten weiter erhöht und somit die Refinanzierbarkeit erschwert.

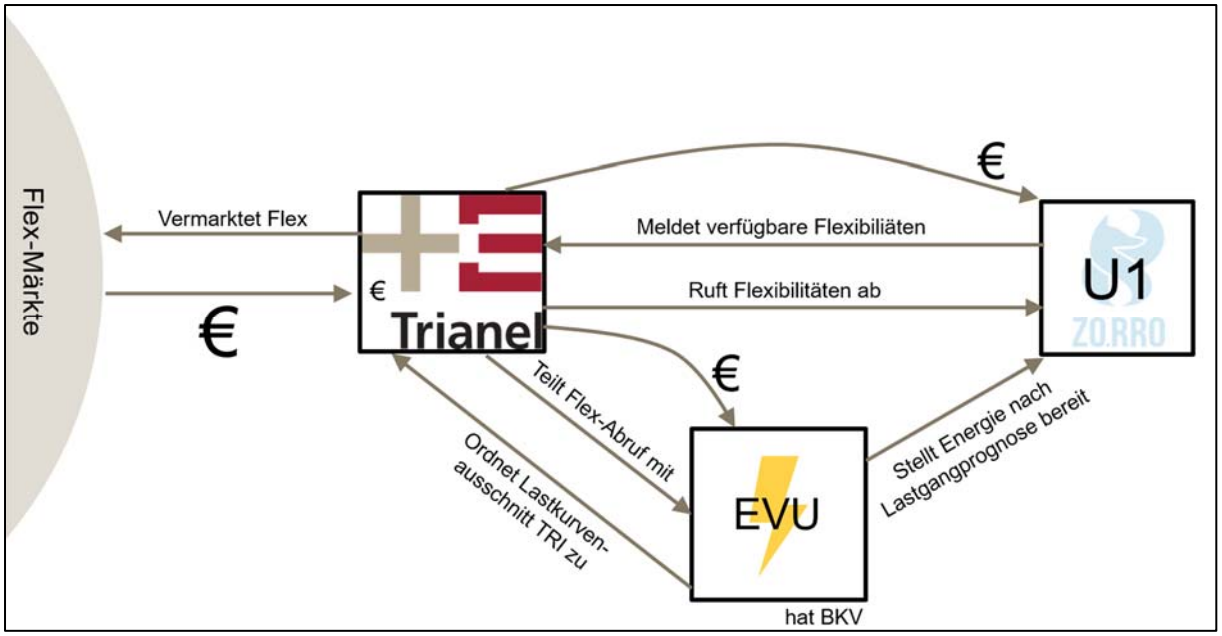


Abb. 3.31: Konzept zur unabhängigen Vermarktung durch einen Flexibilitätsaggregator (hier: Trianel)

Vertrauen in die Steuerung von außen

Neben regulatorischen und marktlichen Hindernissen ist auch das fehlende Vertrauen bei Eingriffen von außen in die Produktionsprozesse ein Hindernis zur Umsetzung von Demand Side Management in Industriebetrieben. Energie wird hier weiterhin als eine Commodity gesehen, die zur Verfügung zu stehen hat und eher nicht aktiv gemanagt wird. Sofern diese also durch ein Management von außen gesteuert werden soll, braucht es großes Vertrauen in diese Steuerung, dass diese die Kernprozesse nicht über die Maßen stört und produktionstechnische Nebenbedingungen einhält. Das benötigte Vertrauen bzw. das initiative Misstrauen hat sich dabei in den Interviews und Begehungen größer gezeigt, je kritischer Prozesse sind bzw. je größer der potenzielle Schaden bei unsachgemäßer Steuerung wäre. Beispielhaft sei hier ein Unternehmen genannt, in dem eine große Wanne mit Lack dauerhaft warmgehalten werden muss, um den Lack flüssig zu halten. Grundsätzlich wäre die Heizung dieser Lackwanne durchaus in einem gewissen Rahmen flexibel, könnte beispielsweise vorübergehend abgeschaltet werden, es müsste aber die Temperatur des Lacks eng überwacht werden, damit dieser nicht aushärtet und somit die Produktionsstraße nachhaltig und tiefgreifend beschädigen würde. Aufgrund der potenziell gravierenden Auswirkungen einer fehlerhaften Steuerung ist das initiale Misstrauen in die Steuerung verständlich. Es ist zudem anzumerken, dass die Erarbeitung und Formalisierung dieser Nebenbedingungen einen großen Aufwand mit sich bringen. Zudem müssen die Nebenbedingungen zur Steuerung der Produktion auch vom Unternehmen formuliert und mitgeteilt werden. Hier ist es entscheidend, dass auch implizites Wissen von Mitarbeitenden explizit formuliert und formlaisiert werden. Entsprechend gilt es, Vertrauen aufzubauen, beispielsweise durch das Aufsetzen eines digitalen Modells der Produktionssysteme, um hier die potenziellen Flexibilitätseingriffe und deren Kompatibilität zum Produktionssystem und dessen Nebenbedingungen zu prüfen. Insgesamt dürfte der Vertrauensaufbau ein längerfristiger Prozess sein und es ist nicht zu erwarten, dass ein Industrieunternehmen direkt einen unmittelbaren Eingriff in die Produktionsprozesse zulässt.

Landesförderungsvorschläge

Im Untersuchungsgebiet Thüringen gibt es aufgrund der Landespolitik generell viele Förderprogramme welche sich an KMUs aber auch an nicht KMUs richten. Diese exzellente Förderlandschaft führt dazu, dass viele Unternehmen entweder selbst oder mit Hilfe eines Fachberaters, auf die Suche nach Optimierungspotenzialen gehen. Viele diese Zuschussprogramme verfolgen unter anderem den Klimaschutz, den Zubau von erneuerbaren Energien Anlagen oder die Optimierung von Unternehmensprozessen, durch Investitionsvorhaben. Aus den durchgeführten ZO.RRO Workshops mit den Demonstratoren, konnte entnommen werden, dass die Fördermittelberatung ein entscheidender Faktor für die Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen mit höheren Investitionssummen ist (z.B. Erneuerung von Maschinen oder Anschaffung von neuen Anlagen). Diese Beratung dient der ausführlichen Aufklärung des Unternehmens hinsichtlich Energieeffizienz- und Förderung. Über diese Gespräche führt der Weg hin zur Beantragung von qualifizierten und geförderten Situationsanalysen. Ziel dabei wäre es, dem Unternehmen Einblicke in mögliche Förderprogramme, Einspar- und Flexibilitätspotenziale, für die Umsetzung zu geben. Diese Informationen könnten dann für die zielgerichtete ZO.RRO-Auswertung genutzt werden.

Das Thema Förderung ist in vielen Fällen nicht neu. Das heißt, viele Unternehmen haben in der Vergangenheit bereits Anträge für Förderprogramme gestellt. Je nach Förderfond, können die Anforderungen für die Teilnahme an solchen Programmen unterschiedlich sein. Beispiele dafür sind die Größe des Unternehmens, Technische Machbarkeitsprüfungen, die Vorlage von Energiegutachten und Verwertungskonzepte seitens aufgelisteter Energieberater, Verfügbarkeit von De-minimis Mitteln, u.v.m.

Ein sehr vielfältiges und häufig nachgefragtes Subventionsprogramm in Thüringen war das Solar Invest-Programm von der Thüringer Aufbaubank (TAB). „Mit dem Programm Solar Invest sollen Investitionen in die nachhaltige Erzeugung von Strom und Wärme aus Solarenergie gefördert werden. Auch die Beratung und die Entwicklung von tragfähigen Konzepten zur Vorbereitung einer Investition werden gefördert[3]. “Die guten Förderquoten, die breite Gruppe an Zuwendungsempfänger und die einfachen Antragsverfahren führten leider dazu, dass alle Gelder sehr schnell abgerufen wurden.“

Ein weiteres erfolgreiches Programm für die umweltgerechte und nachhaltige Produktion ist das GREEN Invest-Programm ebenfalls von der Thüringer Aufbaubank (TAB). „Das Programm GREEN invest richtet sich an Unternehmen. Gefördert werden die Energieberatung und energetische Investitionen“[4]. Die Voraussetzungen hierfür sind, im Vergleich zum vorhin beschriebenen Fond sind leider etwas höher. So können KMUs nur Anträge stellen, wenn sie die angestrebte Beratung noch nicht begonnen haben und diese von einem von der TAB zugelassenen Fachberater durchgeführt wird. Eine qualifizierte messtechnisch gestützte Energieberatung (Situationsanalyse) muss in der Regel vor Antragstellung vorliegen. Ausgaben für Beratungshonorare und Messtechnik werden jeweils mit bis zu 80% bezuschusst.

---

[3] *Quelle: Solar Invest – Förderung des Einsatzes von Erneuerbaren energien im Strom- und Wärmebereich, Thüringer Aufbaubank, https://www.aufbaubank.de/Foerderprogramme/Solar-Invest, entnommen am 05.10.2021*

[4] *Quelle: GREEN invest - Förderung von Energieeffizienzmaßnahmen (Beratung und Investitionen), Thüringer Aufbaubank, https://www.aufbaubank.de/Foerderprogramme/EN-GREEN-invest-Beratung-und-Investitionen, entnommen am 05.10.2021*

Eine eher wenig bekannte, aber für das ZO.RRO-Projekt sehr interessante Beihilfe, ist die sogenannte GREEN invest – Förderung von Greentec-Innovationen (Demonstrationsvorhaben und Studien), von der Thüringer Aufbaubank. „Das Programm richtet sich an Unternehmen und fördert modellhafte Vorhaben und Studien zur Reduzierung von CO2-Emissionen“.[5] Hiermit könnte beispielsweise die ökologische Umstellung von Produktionsprozessen durchgeführt werden oder die grüne Elektrifizierung von Treibhausgas behafteten Herstellungsprozessen geprüft werden. Bei einigen Unternehmen, die im Rahmen des ZO.RRO-Projektes analysiert wurden, könnte die Nutzung des Programmes durchaus große Erfolge versprechen.

In beide Fällen erfordern messtechnisch gestützte Energieberatungen sowie Machbarkeitsprüfungen viele Ingenieursstunden, welche von dem Demonstrationsvorhaben GREEN invest – Förderung von Greentec-Innovationen (Demonstrationsvorhaben und Studien) bezuschusst werden können. Das Ende der Förderperiode ist zeitnah, d.h. Anträge konnten nur noch bis zum 30.06.2022 eingereicht werden.

Speichersysteme jeglicher Art spielen beim flexiblen Betrieb von Anlagen und für die Bereitstellung von CO2-freien Dienstleistungen eine entscheidende Rolle. Batteriespeicher können beispielsweise genutzt werden, um Eigenverbrauchsquoten von PV-Anlagen zu optimieren. Wärme-, Druckluft- und Kältespeicher hingegen, ermöglichen die Lastverschiebung von Verbrauchern. Strom ist ein sehr vielfältiger Energieträger. Das heißt, Strom lässt sich gut in die vorhin genannten Energieträger umwandeln. Die ersten beiden beschriebenen TAB-Förderprogramme bieten auch Zuschüsse für die Anschaffung von Speichersystemen an. Aber die unterschiedlichen Zuwendungsmöglichkeiten führen dazu, dass die Gelder schnell aufgebraucht werden. Ein bereits eingestelltes Förderprogramm seitens KfW und BMWi namens „Erneuerbare Energien – Speicher“ ermöglichte ausschließlich die Anschaffung von Batteriespeichern. Die Entstehung von Förderprogrammen für diese oder ähnliche Zuwendungen seitens der TAB, speziell für Thüringen, wäre durchaus sinnvoll.

Zusammenfassend sind Förderprogramme für Unternehmer und Kommunen von großer Relevanz. Die letzte Gruppe könnte enorm, zur Minimierung von Treibhausgasemissionen beitragen. Optimierungen für das Zusammenspiel zwischen Energieangebot, -speicher und -nachfrage sollen dringend untersucht und anhand von Reallaboren quantifiziert werden. Durch die finanziellen Anreize seitens des Freistaates Thüringen können diese Analysen von Fachexperten durchgeführt werden. Die Fortführung von erfolgreichen Förderprogramme ist ebenfalls zu empfehlen, da dies der Hauptgrund für KMUs ist, die Initiative für nachhaltige Änderungen zu ergreifen und im Umkehrschluss deren Fehlen die Umsetzung von Energieeffizienz- oder Flexibilisierungsmaßnahmen hemmt.

3.3.8 Maßnahmenvorschläge zur Verbesserung der Kontinuität

- Erhöhung der Reaktionsfähigkeit der Unternehmen über schnelle Rückkopplung

[5] *Quelle: GREEN invest – Förderung von Greentec-Innovationen (Demonstrationsvorhaben und Studien), Thüringer Aufbaubank, https://www.aufbaubank.de/Foerderprogramme/EN-GREEN-invest-Demonstrationsvorhaben-und-Studien, entnommen am 05.10.2021*

- Transparente Dokumentation der Energieverbräuche für interne Zwecke und zur Erfüllung der ISO-Normen
- Datenquelle für die Gestaltung von innovativen Konzepten (CO_2- und Kosten-optimiert)
- Sinnvoller Ansatz für kontinuierliche Verbesserung (energetisch, ökonomisch und ökologisch)
- Möglichkeiten weitere flexible Lasten zu erkennen → SDL mit Rückkopplung
- Generierung von Prognosen sowie Energie- und Klimakennzahlen möglich
- Mit Ergebnissen von vergangenen Teilprojekten gezielt weitere Einsparungen suchen.
- Vergleichbarkeit des Unternehmens in der Branche (Benchmarking)
- Überprüfung von weiteren CO_2-Minderungspotenzialen auf regionaler Ebene
- Erschließung von Flexibilitätspotenzialen auf höheren Ebenen

3.3.9 Kommunikationskonzepte

Für die schnelle Skalierbarkeit des ZO.RRO-Lösungsansatzes ist die Einbindung von weiteren Demonstratoren sinnvoll. Der Akquise neuer Teilnehmer sind jedoch Grenzen gesetzt, wenn nur Industrieunternehmen angesprochen und lokale Kontaktdaten verwendet werden. Um diese Schwelle zu überwinden, könnten auch potenzielle Multiplikatoren angesprochen werden, um die Größe der Demonstratorengruppe zu erweitern.

Ansprache der Thüringer Wirtschaft

Auf Grundlage der Beratungstätigkeit auf hohem fachlichem Niveau sowie des aktiven Engagements der IfE innerhalb verschiedener Gremien der Industrie und Handelskammer Südthüringen konnte der Kontakt zu landespolitischen Akteuren etabliert werden. Im Februar 2021 wurde beispielsweise ein digitales Gespräch mit dem Thüringer Ministerium für Umwelt, Energie und Naturschutz TMUEN organisiert. In Rahmen der Veranstaltung wurde unter anderem über die Teilnahme und Tätigkeit der IfE GmbH im ZO.RRO Projekt gesprochen. Zum Abschluss des Gespräches wurden folgenden Handlungsempfehlungen an die Thüringer Landespolitik gegeben:

- Unterstützung der Industrie bei der Erstellung von Carbon Footprints; um diese notwendigen Schritte zu unterstützen, sollte ggf. ein separates Förderprogramm dafür geschaffen werden
- Umsetzung von Maßnahmen aus Energieaudits nach DIN EN 16247 verbindlicher machen, evtl. als Grundlage für Investitionsförderung zulassen
- Einführung einer CO_2-Kompensation in Thüringer Klimaprojekten
- Nutzung von vorhandenem Potenzial für dezentrale erneuerbare Energieversorgung in der Industrie und auch im öffentlichen Sektor
- Das derzeitige Marktmodell mit Anreizregulierung + Steuern + Abgaben wirkt einschränkend bzw. verhindernd
- Präzisierung des Ausbaus erneuerbarer Energien bis 2040 (2050) im Land Thüringen

- Mitnahme von Bürgern auf dem Weg in eine vernünftige und bezahlbare Energiezukunft unbedingt erforderlich
- Entwicklungen in Veranstaltungsreihen wie z.B. dem Innovationsdialog in Zusammenarbeit mit dem ThEEN e.V. in Vertretung des Projektes

Einbindung von Stadtwerken und Multiplikatoren

Moderne Energieversorgungsunternehmen (kurz EVU) erbringen energienahe, technische und nachhaltige regionale Dienstleistungen an Gewerbe-, Industrie- und Privatkunden. Energiemessungen werden durchgeführt, um die transparente Abrechnung der gelieferten Energiemengen an die Kunden zu erstellen. Es ist genau diese Datengrundlage, die verwendet werden kann, um eine abnehmerübergreifende Potenzialabschätzung hinsichtlich des möglichen Zubaus erneuerbarer Energien zu schaffen. Die Auswertungsergebnisse des früheren Arbeitspaketes AP 4.8. „Ausarbeitung der wesentlichen Hemmnisse“ haben diese Aussage bewiesen.

Auch EVU benötigen Unterstützung durch Beratungsdienstleistungen im Bereich Dekarbonisierung von Versorgungsnetzen und klimaneutraler Fernwärme. Die Erfahrungen und aktuellen Entwicklungstendenzen in diesem Sektor zeigen, dass sektorübergreifende Beratungsleistungen noch am Anfang stehen und dass das Interesse seitens der Endverbraucher zu diesem Thema Jahr für Jahr steigt. Vor diesem Hintergrund eignen sich Stadtwerke und EVUs gut als Multiplikatoren für die Akquise weiterer Demonstratoren. Ein Vorteil für EVU aus dieser Kooperation ist zum einen die Gewinnung von tiefgreifenderen Einblicken in jedes der betreuten Unternehmen. Zudem profitiert das EVU von der Erhebung von Flexibilitätspotenzialen in seinem Versorgungsgebiet. Umgesetzte Maßnahmen führen zur Leistungsreduzierung bei RLM-Kunden und zu einem reduzierten Einkauf von Leistungsmengen aus vorgelagerten Energienetzen. Das wiederum sorgt für eine bessere Wirtschaftlichkeit des Netzbetriebs. Diese Vorteile können sich aus einer Kooperation auf Augenhöhe, zwischen dem ZO.RRO-Projekt und den regionalen Versorgungsunternehmen, ergeben.

Über eine vom Landespartner ThEEN e.V. organisierte Veranstaltung im Mai 2021 „ZO.RRO Initiativkreistreffen mit Stadtwerken“ wurde ein Beitrag zum Thema „Einfluss der Systemdienstleistungen auf die Energiesystemmodellierung“ vom Projektpartner Fraunhofer IOSB-AST und der TU-Ilmenau vorgetragen. Aus der Diskussionsrunde meldeten sich Entscheidungsträger von Stadtwerken, welche ihren Bedarf an Beratungsleistungen zum Thema Transformationskonzept ausdrückten. Hiermit verstärkte sich die Idee, diese Kundengruppe als Partner mit in die Projektphase II aufzunehmen.

Integration in kommunale Netzwerke

Ähnlich wie es bei Industrieunternehmen der Fall ist, stehen Städte und Kommunen vor der Herausforderung, Energiekosten so gering zu halten, wie es wirtschaftlich möglich ist. Viele kommunale Unternehmen sind ltd. EDL-G gesetzlich dazu verpflichtet, Energieaudits nach DIN EN 16247-1 durchzuführen. Diese verpflichtenden Audits können nicht gefördert werden. Aber auch außerhalb dieser Verpflichtung gibt es für Städte, Kommunen und kommunale Unternehmen es auf Bundes- und auf Landesebene Förderprogramme, die sogar ausdrücklich kumuliert genutzt werden sollen. Mit diesen Fördermöglichkeiten können z.B. sogenannte Einstiegsberatungen durchgeführt werden. Innerhalb dieser Beratungsprojekte können erste

Schritte und Handlungsempfehlungen, z.B. in Richtung nachhaltiges Wohnen, erarbeitet werden. Durch den engen Kontakt mit den Kommunen und kommunalen Unternehmen können die Leitgedanken des ZO.RRO-Projektes weitergetragen werden.

Weitere Integrationsmöglichkeiten gibt es im Zuge der Durchführung von Machbarkeitsstudien, z.B. im Rahmen von Untersuchungen zu Potenzialen zur Abwärmenutzung in Thüringer Gewerbegebieten. Nachhaltige Wärmeerzeugung, Abwärmenutzung und Sektorenkopplung sind Themen, die technisch miteinander verknüpft sind. Insbesondere Sektorenkopplungstechnologien sind im Fokus beim ZO.RRO Verbundprojekt.

Ebenfalls zukunftsorientiert sind die Aufgabenstellungen zur Erstellung von Transformationskonzepten auf städtischer Ebene. Für die Abwicklung sind sehr umfangreiche Untersuchungen auf multisektoraler Ebene erforderlich. Besonders interessant sind in diesem Zusammenhang die Synergieeffekte, die durch die kooperative Zusammenarbeit zustande kommen können. Die Nutzung von Potenzialen, z.B. aus den Bereichen Beförderung (ÖPNV), den Themenbereichen Abwasser, Abfall, Grünschnitt u.v.m. können die Möglichkeiten zur Sektorenkopplung deutlich steigern. Die sinnvolle Einbindung von weiteren Demonstratoren und auch kommunalen Unternehmen ist je nach individueller Aufgabenstellung im Ergebnis des Transformationskonzeptes möglich.

Integrationskonzepte mittelständische Wirtschafts- und Steuerberatung

Wie eine IfE-interne Abschlussarbeit zeigte, ist die gezielte Ableitung und Umsetzung von Effizienzpotenzialen mittels künstlich Intelligenter Systeme im Bereich der Energiewirtschaft signifikant. Diese Art der automatisierten Datenauswertung lässt sich auch auf andere Bereiche der Energieversorgung sowie Prozessabläufe übertragen. Für eine effizientere Nutzung dieser Technologie kann ein Austausch mit Wirtschaftsberatungsunternehmen hilfreich sein. In Thüringen können das „Thüringer Kompetenzzentrum Wirtschaft 4.0“, das „Mittelstand-Digital Zentrum Ilmenau“ oder ähnliche Organisationen sinnvoll in das Projekt integriert werden.

3.4 Entwickelte Ansätze zur Vermarktung (TRI)

3.4.1 Vermarktungsmodelle

Im ZO.RRO-Projekt wurden zunächst verschiedene Märkte betrachtet und strukturell erarbeitet, auf denen grundsätzlich Flexibilität vermarktet werden kann. Diese sind in der untenstehenden Liste gegeben. Alle Ansätze werden kurz umrissen und eine knappe Einschätzung zum Potential dieser Geschäftsmodelle gegeben. Zudem werden ggf. vorhandene Hemmnisse zur Umsetzung aufgezeigt. Die Ausführungen basieren dabei auf betriebsinternen Erkenntnissen und Erfahrungen sowie auf [49–55]:

- Regelenergiemarkt
- Intradayhandel
- Quotenmodell
- Flexibilitätsmodell Kaskadenmodell
- RegelenergiemarktPlus
- Regionaler IntradayPlus
- Ampel-Konzept
- Spitzenlastkappung
- Langfrist-Flexibilitätszusagen

- Zeitvariable Netzentgelte
- Zugriffsrechte Netzbetreiber
- Flexibilitätsmärkte

Demand-Side-Management (DSM) kann im Grunde als Werkzeug genutzt werden, um die folgenden Vermarktungsmodelle zu realisieren. DSM macht flexible Lasten in Unternehmen für das Stromversorgungssystem nutzbar, indem es zu einer Verlagerung des Stromverbrauchs kommt und ist damit zentral für das ZO.RRO-Projekt. Das heißt, dass nicht dringend benötigte Verbraucher, also einzelne Geräte oder Maschinen, zu Zeiten hoher Netzbelastung abgeschaltet werden können. Zu Zeiten von Lastabfall lassen sich Anlagen wiederum spontan zuschalten. Das Unternehmen wird entsprechend seiner Flexibilität vergütet. Entsprechend ist Demand-Side-Management keine Geschäftsmodell im eigentlichen Sinne, sondern eben ein Werkzeug, um Vermarktungsoptionen und damit Geschäftsmodelle zu realisieren.

Regelenergiemarkt

Um alle Schwankungen im deutschen Stromnetz sicher ausgleichen zu können, berechnen die Übertragungsnetzbetreiber turnusmäßig die benötigten Reserven, die sie anschließend über transparente Ausschreibungen am Regelenergiemarkt von den präqualifizierten Anbietern einkaufen. Diese Reserve gleicht die Schwankungen im Stromnetz innerhalb von Sekunden ("Primärreserve"), fünf Minuten ("Sekundärreserve") oder Viertelstunden ("Minutenreserve") aus. Dabei wird die Primärreserve wöchentlich ausgeschrieben, während die Sekundärreserve und die Minutenreserve täglich ausgeschrieben werden. Die Bezuschlagung der Leistungspreise erfolgt zuerst für die günstigsten Gebote. So ist gewährleistet, dass die Kosten für die Vorhaltung von Regelenergiekapazitäten so niedrig wie möglich sind. Alle bezuschlagten Anbieter verpflichten sich nun, die angebotene Regelleistung bis zur nächsten Auktion für einen Abruf durch die Übertragungsnetzbetreiber bereitzuhalten. Sie erhalten hierfür den von ihnen gebotenen Preis pro MW ("pay as bid"). Alle in der Leistungspreisauktion bezuschlagten Anbieter werden nun anhand der bereits zuvor abgegebenen Arbeitspreise in eine nächste Merit Order eingereiht. Die Aktivierung von Regelenergie durch die Leitstellen der Übertragungsnetzbetreiber erfolgt somit ebenfalls kostenoptimiert, da zuerst die Einheiten der günstigsten Anbieter abgerufen werden. Der Arbeitspreis wird nur gezahlt, wenn ein Abruf erfolgt.

Die Präqualifikation zur Teilnahme am Regelenergiemarkt ist ein aufwendiger Prozess. Unternehmen sind sich unsicher über das Ergebnis da vor allem der Verlauf des Präqualifikationsprozesses nicht hinreichend transparent ist. Die rechtlichen Bedingungen für die Ausstellung der Anschlussnetzbetreiberbestätigung sind zwischen den Parteien nicht immer klar. Einige VNB verzögern die Ausstellung bei fehlenden schriftlichen Netzanschlussverträgen. Die Präqualifikation verschiedenartiger Verbrauchsanlagen ist aufwendig und generell wenig standardisiert. Aufgrund unterschiedlicher Situationen in den Unternehmen gibt es verschiedene Anforderungen an die Weiterentwicklung der technischen Anforderungen der Präqualifikation.

Intradayhandel

An den Intradaymärkten an der Strombörse Epex Spot können kurzfristig – bis 5 Minuten vor Erfüllung – Strom in Viertelstunden- und Stundenprodukten gehandelt werden. Dabei werden hier Stromkontrakte „pay-as-bid“ abgewickelt, das heißt ein gebotener Preis für zu kaufenden oder zu verkaufenden Strom kann von einem gegenüber in Anspruch genommen werden, und

eben dieser gebotene Preis wird dann auch gezahlt[6]. Hier kann sehr kurzfristig auf sich ergebende Nachfragen oder Angebote reagiert werden. Die Preise auf den Intradaymärkten unterliegen in den vergangenen Jahren zunehmenden Schwankungen mit vereinzelt stark in beide Richtungen vom Day-Ahead-Preis für die gleiche Lieferperiode abweichenden Preisen. Daraus ergeben sich Potentiale für die Erlösgenerierung, wenn Energiemengen von einem Endverbraucher nicht verbrauch – und damit anderweitig abgesetzt – werden können. Im industriellen Kontext könnte somit einem Herunterfahren der Produktion ein Preis zugeordnet werden – die Kosten der ausfallenden Produktion – und dieser als Ask-Preis, also als Preisforderung an der Börse eingestellt werden. Somit kann sichergestellt werden, dass die benötigten Erlöse auch erzielt werden bzw. ein Handel einfach nicht zustande kommt, sollte der geforderte Preis für die Energie zu hoch sein.

Hohe Opportunitätskosten für die Flexibilitätsbereitstellung sorgen in den meisten Unternehmen dafür, dass DSM-Vermarktung nur in geringem Umfang umgesetzt wird. In naher Zukunft sind vor allem durch eine große Zahl nicht voll ausgelasteter konventioneller Kraftwerke ein hohes Angebot an Flexibilität und entsprechend geringe Marktpreise für DSM zu erwarten. DSM Vermarkter sind in der jetzigen Zeit hauptsächlich Direktvermarkter und Stromlieferanten und möchten über die DSM-Vermarktung ein neues Geschäftsfeld aufbauen. Da Vermarkter, die keine Stromlieferung anbieten, immer eine bilaterale Vereinbarung mit dem jeweiligen Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) brauchen, um die vorhandene Flexibilität eines Verbrauchers als Regelleistung vermarkten zu können, kommt es häufig zu Konflikten. Diese Konflikte treten z.B. auf, wenn die BKV bei einem Regelleistungsabruf hohe Gebühren für die Anpassungen ihrer Fahrpläne verlangen und so die DSM-Vermarktung unattraktiver machen oder sogar verhindern. Aktuell ist die Vergütung des BKV für diesen mit der Bilanzkreisöffnung verbundenen Aufwand nicht einheitlich geregelt. Eine separate DSM-Vermarktung von Regelleistung, durch einen DSM-Vermarkter, ist derzeit nur mit Zustimmung des BKV möglich.

Quotenmodell

Bei einem Quotenmodell evaluiert der Netzbetreiber auf Basis der erwarteten Erzeugung und Last die potenziellen Lastflüsse und prüft, ob ein Engpass zu erwarten ist. Falls ja, quotiert er die verursachenden Erzeuger beziehungsweise Lasten (je nach Engpasssituation) so weit, bis ein sicherer Zustand erreicht wird. Der Netzbetreiber tritt in dieser Situation nicht als aktiver Nachfrager von Flexibilität auf, sondern fordert diese von den angeschlossenen Verbrauchern oder Erzeugern über die Quotierung an. Die Netzengpassgröße wird daher direkt durch den Netzbetreiber ermittelt und auf die Teilnehmer angewendet. Anlagenbetreiber haben die Möglichkeit, ihre Nutzungsrechte für das Netz auf einem sogenannten Sekundärmarkt zu handeln. Eine Teilnahme bei diesem Modell ist für alle Netznutzer verpflichtend.

Im Gegensatz zum freiwilligen Quotenmodell ist ein Sekundärmarkt schwieriger umzusetzen. Hier muss die Grundsatzentscheidung getroffen werden, ob durch strenge regulatorische Vorgaben eine einheitliche Ausgestaltung des Sekundärmarktes in allen infrage kommenden Netzgebieten erzwungen oder ob es Marktakteuren überlassen werden sollte, innovative An-

[6] *Auf dem Day-Ahead-Markt ist das nicht der Fall. Hier wird ein markträumender Preis ermitteln (der Schnittpunkt der Angebots- und Nachfragekurve) und alle bezuschlagten Angebote erhalten in der Folge eben diesen markträumenden Gleichgewichtspreis und nicht den Preis der geboten bzw. gefordert wurde. Dabei sind aber alle Marktteilnehmer mindestens so gut gestellt, wie sie wären, wenn sie den gebotenen Preis bekommen hätten, so dass niemanden ein Nachteil entsteht.*

sätze zu entwickeln. Nachteilig ist, dass das Modell eine zumindest für diese Netzebenen ungewohnt hohe Komplexität des Netzzugangsregimes und damit verbunden vermutlich auch relativ hohe Transaktionskosten mit sich bringt. Zudem stellt es hohe Anforderungen an die Ausgestaltung und Parametrierung, um unerwünschte Anreizwirkungen etwa hinsichtlich strategischen Verhaltens sowie unangemessene Verteilungswirkungen zwischen den Netznutzern zu vermeiden.

Flexibilitätsmodell Kaskadenmodell

In diesem Modell behebt der Netzbetreiber Engpässe, indem er als Nachfrager auftritt. Dafür wird eine lokale Flexibilitätsplattform eingerichtet, auf der teilnehmende Anlagen Informationen über ihre Fähigkeit zum flexiblen Einsatz zu verschiedenen Zeiten bereitstellen können. Der entsprechende VNB oder ein unabhängiger Dritter betreibt die Plattform, auf der der VNB als Single Buyer für Flexibilitäten auftritt. Wird vom Netzbetreiber ein Engpass detektiert kann dieser nun gezielt auf geeignete Anlagen zurückgreifen. In diesem Modell wird von einer regulierten Vergütung ausgegangen. Dabei orientiert sich die Höhe der Leistungsvergütung und der Arbeitsvergütung an den Marktergebnissen des Regelenergiemarktes.

Die Einrichtung einer Flexibilitätsplattform ist eine neue Aufgabe für VNBs. Insbesondere von kleineren VNBs ist nicht zu erwarten, dass sie diese Aufgabe leisten können. Von daher wurde die Ansiedlung dieser Plattform bei größeren Flächennetzbetreibern empfohlen. Dies bedeutet jedoch, dass VNBs verschiedenen Gruppen zugerechnet werden können. Größere Netzbetreiber würden in ein Dienstleisterverhältnis für kleinere VNBs eintreten. Diese neuartigen Vertragsverhältnisse könnten rechtliche Fragen nach sich ziehen, die die Umsetzung erschweren.

RegelenergiemarktPlus

Beim RegelenergiemarktPlus kommt es zu einer Erweiterung der Regelleistungsprodukte um eine lokale Komponente. Auf diese Weise können die Netzbetreiber auf dem Regelenergiemarkt direkt einsehen, wo die entsprechenden Anlagen lokalisiert sind (zum Beispiel mit Auflösung auf Umspannwerks- oder Netzstrangebene) und diese zielgerichtet für die lokale Engpassbehebung einsetzen. Die Teilnahme und die Vergütung sind wie beim gewöhnlichen Regelenergiemarkt. Der RegelenergiemarktPlus wird durch die ÜNBs betrieben.

Der Zuwachs an Aufgaben auf der gemeinsamen Plattform der ÜNBs, könnte als Aufgabenverlust der VNBs interpretiert werden und zu wenig Akzeptanz führen. Eine weitreichende Anpassung der Plattform und die Erweiterung der Aufgaben über den Systembilanzausgleich hinaus könnten auf Akzeptanzprobleme stoßen.

Regionaler IntradayPlus

Beim Modell regionaler IntradayPlus tritt der Netzbetreiber am Intraday-Markt als Käufer auf. Dem dort gehandelten Stromprodukt wird zusätzlich eine regionale Eigenschaft zugewiesen, sodass der Netzbetreiber dieses zur Engpassbehebung einsetzen kann. Aufgrund der zusätzlichen Nachfrage der Netzbetreiber kann es zu einer regionalen Preisdifferenzierung kommen, sobald Engpässe auftreten.

Diese Erweiterung des Intraday-Marktes des EPEX könnte zu wenig Akzeptanz bei konkurrierenden Plattformen für bilaterale Geschäfte (OTC) führen. Die Einführung dieses Modells würde zu einer Regionalisierung des Intraday-Marktes führen, was wiederum die Regionalisierung des Day-Ahead Marktes nach sich ziehen müsste. Andernfalls würden Akteure, die im Intraday-Markt höhere Preise erwarten, ihre Gebote im Day-Ahead-Markt zurückhalten. Die Umsetzung des Intraday Plus-Modells ist damit nur realistisch, wenn die Aufhebung der

deutschlandweit einheitlichen Gebotszone aus grundsätzlicheren Überlegungen heraus anvisiert wird.

Ampel Konzept

In der Logik einer Ampel wird zwischen der grünen, der gelben und der roten Marktphase unterschieden. In der grünen Marktphase gibt es keine kritischen Netzzustände und der Markt reguliert sich selbst. In dieser Phase greift der VNB nicht ein. In der Gelben Phase (Interaktionsphase) wird ein Netzengpass in einem definierten Netzsegment detektiert. Der VNB behebt diesen, indem er von Marktteilnehmern angebotene und vertraglich kontrahierte Flexibilitäten abruft. Es findet eine Interaktion zwischen Marktteilnehmern und VNB statt. Daneben kann der Markt weiter verbleibende Flexibilität system- und marktdienlich nutzen. Der Flexibilitätsvermarkter wird durch den VNB vergütet. Zur netzdienlichen Aktivierung von Flexibilität ist es erforderlich, dass die VNB mögliche Netzengpässe prognostizieren. Anschließend adressieren sie ihren Flexibilitätsbedarf an den Markt und lösen damit die gelbe Phase für einen entsprechenden Ort und Zeitpunkt aus. In der roten Phase liegt eine ernsthafte Bedrohung der Netzstabilität vor. Ist diese Phase erreicht, greift der VNB unmittelbar steuernd oder regelnd in die Betriebsmittel und den Markt ein. Somit handelt der VNB außerhalb des Marktes.

Zur Umsetzung des Smart Grids Ampelkonzepts bedarf es einer mit dem Regulierungssystem kompatiblen Ausgestaltung zu netzdienlicher Flexibilität, damit diese im notwendigen Umfang angeboten und abgerufen werden kann. Zudem muss ein Bilanzierungsverfahren geschaffen werden, das für Kunden mit geringen Verbräuchen kostengünstig ist. In der weiteren Entwicklung ist ein konsistentes Verordnungspaket „Intelligente Netze“ notwendig, auf dem die notwendigen Marktprozesse aufgesetzt werden können.

Spitzenlastkappung

Bei der Spitzenlastkappung wird darauf abgezielt, die Jahreshöchstlast und damit die Leistungspreiskomponente der Netzentgelte zu reduzieren. Mit Hilfe von Demand Side Management kann angestrebt werden, flexible Prozesse nicht dann laufen zu lassen, wenn die Last des Unternehmens ohnehin schon hoch ist. So beträgt beispielsweise der Leistungspreis in der Mittelspannungsebene der Thüringer Energie AG (TEAG) 129,21 €/kW/a. Mit einer Lastreduzierung von 50 MW ließen sich so also Umsätze bzw. eingesparte Kosten von knapp 6.500 € erzielen. Entsprechend lassen sich hier mit Aufwand in relativ wenigen Stunden bereits hohe Umsätze erzielen. Dieses Geschäftsmodell ist entsprechend durchaus interessant und auch in vielen Unternehmensanalysen als wesentlicher Beitrag zur Wirtschaftlichkeit identifiziert worden.

Die Spitzenlastkappung verringert nur in einem geringen Maß die Engpasssituation in betroffenen Gebieten. Darüber hinaus sind die Anschaffungskosten zurzeit noch sehr hoch, was sich in der Zukunft jedoch ändern könnte. Somit ist eine solche Investition nur für Unternehmen sinnvoll, die eine sehr hohe Leistungsspitze haben und durch die Installation eines Speichers wirtschaftliche Vorteile erzielen würden.

Langfrist-Flexibilitätszusagen

Dieses Flexibilitäsmodell ist konzipiert für Kleinverbraucher in der Niederspannung, die ihre Flexibilität vertraglich den Anschlussnetzbetreibern anbieten. Die Flexibilitätsanbieter erteilen dem Anschlussnetzbetreiber das Recht, auf die Flexibilität zuzugreifen, und werden einsatzunabhängig über die Netzentgelte oder eine separate Entschädigung vergütet. Der Umfang

dieses Einsatzrechts kann mehr oder weniger genau spezifiziert werden. Um am Modell Langfrist-Flexibilitätszusagen teilzunehmen, sind ein separater Zählpunkt und die Möglichkeit der direkten Ansteuerung der Verbrauchseinrichtung erforderlich. Die Flexibilitätskosten bei den homogenen Kleinstverbrauchern kann man, im Gegensatz zu Industrieverbrauchern in höherer Spannungsebene, relativ gut bewerten. In der Niederspannungsebene ist es besonders wichtig, dass die Transaktionskosten möglichst gering sind. Auch bei den Kleinstkunden unterscheiden sich die möglichen Flexibilitäten technisch deutlich voneinander (Nachtspeicherheizung vs. E-Auto). Deswegen müssten Technologiecluster mit spezifischen Preisen gebildet werden.

Es kann zu Kompatibilitätsproblemen mit dem EU-Rechtsrahmen kommen. Das im Rahmen des von der EU beschlossenen Clean Energy Packages, stärkt ein marktbasiertes Engpassmanagement. Das Modell Langfrist-Flexibilitätszusage ist nur bedingt marktbasiert, da Teilnehmer zwar freiwillig ihre Flexibilitäten anbieten können, die Vergütung jedoch reguliert ist. Ob es Kompatibilitäten mit dem EU-Rechtsrahmen gibt muss aber noch endgültig untersucht werden. Darüber hinaus besteht das Risiko einer zu intensiven Nutzung seitens des Netzbetreibers. Aufgrund der Sozialisierung über die Netzentgelte ist das Modell für die Netzbetreiber weitestgehend kosten- und risikofrei. Ein weiteres Hindernis stellt die korrekte Parametrierung bezüglich der Höhe der Vergütung dar, da diese weder zu hoch noch zu niedrig sein darf. Über den Einsatz entscheidet der Netzbetreiber dann grundsätzlich nach freiem Ermessen. Der Netzbetreiber hat generell das Recht immer dann die Flexibilitäten anzufordern, wenn er es für nötig hält. Diese Einsatzfreiheit hat jedoch auch Grenzen, beispielsweise muss bei Nachtspeicherheizungen gewährleistet werden, dass während der Nacht eine bestimmte Mindestladedauer erreicht wird. Ähnliches gilt für E-Mobile, wobei der in Frage kommende Ladezeitraum hier nicht auf die Nachtstunden beschränkt ist. Bei Wärmepumpen ergibt sich aus den thermischen Speichervolumina für welchen Zeitraum der Betrieb maximal unterbrochen werden darf ohne Komforteinbußen zu riskieren. Netzbetreiber haben keinen (finanziellen) Anreiz, den Einsatz der kontrahierten Flexibilität auf das zwingend erforderliche Mindestmaß zu beschränken. Sofern sie die Flexibilität auch in Situationen ohne akute Engpässe nutzen, setzen sie sogar bewusst mehr Flexibilität ein als (momentan) zwingend notwendig. Ein solcher ineffizienter Einsatz äußert sich darin, dass Flexibilität, die auch marktseitig genutzt werden könnte und dort einen größeren Wert hätte als bei netzdienlicher Nutzung, dennoch netzdienlich eingesetzt wird. Je nach angewendeter Steuerungstechnik – z. B. der Rundsteuerungstechnik für Nachtspeicherheizungen – ist ein anlagenscharfer, auf das zur Engpassbeseitigung erforderliche Minimum begrenzter Flexibilitätseinsatz auch gar nicht möglich, so dass hierfür zunächst ein anderes, in der Regel aufwändigeres Steuerungskonzept eingeführt werden müsste.

Zeitvariable Netzentgelte

Dieses Modell hat nicht zum Ziel kurzfristige Engpasssituationen zu beheben, sondern fokussiert sich auf eine langfristige Reduzierung der Engpässe. Dafür wird den Verbrauchern über zeitvariable Netzentgelte ein Anreiz vermittelt die vorhandenen Flexibilitäten, aufgrund von wirtschaftlichem Interesse, netzdienlich einzusetzen. Dies geschieht durch eine Reduzierung des zeitvariablen Arbeits- oder Leistungspreises. Ob das Modell effizient ist hängt stark von der Festlegung der Preissignale ab, da es bei einer falschen Parametrierung z.B. zu einer übermäßigen Nutzung in einzelnen Netzbereichen kommen kann. Um einen nachhaltigen Lerneffekt bei allen Netznutzern zu erzielen müssten die Netzentgelte langfristig festgelegt werden. Hauptsächlich kommt dieses Modell für gewerbliche und industrielle Verbraucher in

Betracht. Ein Vorteil von zeitvariablen Netzentgelten ist, dass es adaptiv zu anderen Lösungsoptionen genutzt werden kann.

Theoretisch ist es bei diesem Modell sogar möglich, dass kontraproduktive Flexibilitätseinsätze die Netzengpässe zusätzlich verstärken. Je spezifischer das Flexibilitätsmodell auf einzelne Engpässe angewendet wird, umso anspruchsvoller ist die Ermittlung einer passenden Parametrierung. Die Anwendung des Modells führt somit zu einer deutlichen Erhöhung der Komplexität der Netzentgeltsystematik und ist daher mit nicht unerheblichen Transaktionskosten verbunden. Die zeitvariablen Netzentgelte müssten zudem langfristig festgelegt werden, um bei den Netznutzern einen nachhaltigen Lerneffekt zu erzielen. EE-bedingten Netzengpässen kann jedoch nur mit einem Vorlauf von höchstens einigen Tagen angemessen entgegengewirkt werden. Die Einführung des Modells Zeitvariable Netzentgelte würde bei Netzbetreibern und Lieferanten zu einem nicht unerheblichen Initial- und Abwicklungsaufwand führen, da hierfür alle Prozesse und Systeme für die Preisbekanntgabe, Angebotserstellung, Abrechnung etc. auf die Verarbeitung von Preisfahrplänen anstelle zeitlich konstanter Netzentgelte umgestellt werden müssten. Des Weiteren entstehen zusätzliche Transaktionskosten für die flexiblen Verbraucher, soweit diese die netzseitigen Preissignale zu ihrem wirtschaftlichen Vorteil nutzen wollen. Die betroffenen Unternehmen müssen Prozesse und Systeme zur Beobachtung der zeitvariablen Entgelte und zu deren Berücksichtigung bei der Entscheidung über den Einsatz ihrer Verbrauchseinrichtungen einführen.

Zugriffsrechte Netzbetreiber

Das Modell Zugriffsrecht Netzbetreiber stellt eine Variante der klassischen Form des Engpassmanagements dar, bei dem ein Netzbetreiber im Engpassfall in das Nutzerverhalten einer Flexibilität eingreifen kann. Es verlagert Redispatch und Einspeisemanagement Maßnahmen auf verbrauchsseitige Flexibilitäten. Netzbetreiber können jederzeit die Änderung des Flexibilitätseinsatzes anweisen. Dieses Konzept ermächtigt Netzbetreiber, gegen Zahlung kostenorientierter Entschädigungen Änderungen des Einsatzes der von diesem Konzept erfassten Erzeugungsanlagen anzuweisen. Übertragen auf verbrauchsseitige Flexibilitäten würde dies bedeuten, dass Netzbetreiber, ggf. mit Ankündigung, aber ohne Ablehnungsmöglichkeit, Änderungen des Verbrauchsverhaltens anweisen dürften und hierfür kostenorientierte, einsatzabhängige Entschädigungen zahlen würden. Die Netznutzer erhalten also eine Entschädigung, falls sie geregelt werden müssen.

Eine Kompatibilität mit den EU-Vorgaben für den Strombinnenmarkt erscheint fraglich, da die Beschaffung von Engpassmanagementmaßnahmen nicht auf marktlicher Basis geschieht. Zusätzlich könnte es problematisch sein, dass unfreiwillige Eingriffe in das Verhalten der Verbraucher erfolgen können, ohne dass eine Notsituation vorliegt. Eine Anfälligkeit für strategisches Verhalten der Netznutzer besteht nicht, sofern es dem Anspruch entsprechend gelingt, Entschädigungen in Höhe der tatsächlichen nutzerseitigen Kosten festzulegen. Diese kostenorientierte Entschädigung für verbraucherseitige Flexibilitätseinsätze scheint jedoch kaum erfüllbar. Neben den oben erwähnten möglichen Ineffizienzen beim Engpassmanagement wären bei diesem Flexibilitätsmodell erhebliche Akzeptanzprobleme zu erwarten, da unfreiwillige Eingriffe in das Verbraucherverhalten auftreten können.

Flexibilitätsmärkte

Auf Flexibilitätsmärkten können Flexibilitätsanbieter in diesem Modell grundsätzlich alle Netznutzer sein. Die Vergütung und der Einsatz ergeben sich in diesem Modell marktbasiert und in Abhängigkeit von Ort und Zeit, gesteuert durch den Gebots- bzw. Grenzpreis am lokalen

Flexibilitätsmarkt. Durch den Aufbau eines neuen Handelsplatzes für lastseitige Flexibilität werden die lokalen Flexibilitätsangebote effizient gebündelt. So werden Netzbetreibern zusätzliche Optionen gegeben, um physische Engpässe im betroffenen Netz zu reduzieren. Dies hilft dabei den Netzausbau und die Engpasskosten zu senken und führt damit zu geringeren Kosten für alle Endverbraucher. Netzseitige Nutzung erfolgt nur, soweit Engpässe bestehen und die angebotene Flexibilität, auf dem dafür eingerichteten Handelsplatz, kostengünstiger ist als die bestehenden Alternativen wie Redispatch. Teilnehmer können so ihre Gebote über alle Märkte hinweg optimieren und Gebote sowohl auf dem Intraday- als auch auf dem Flexibilitätsmarkt platzieren. Auf diese Weise würde sich der Flexibilitätsmarkt in das bestehende Marktdesign integrieren, ohne dabei die Liquidität des Day-Ahead und des Intraday-Marktes zu beeinträchtigen. Anders als bei den Langfrist-Flexibilitätszusagen, welche ein kostenbasiertes Engpassmanagement darstellen, können hier auch Lasten in höheren Spannungsebenen teilnehmen. Da die Bestimmung von Kosten für diese lastseitigen Flexibilitäten kaum möglich ist, können sie ihr Potenzial vor allem auf einem Markt mit freien Geboten und nicht durch einen kostenbasierten Mechanismus entfalten. Der Flexibilitätsmarkt ermöglicht dem Netzbetreiber also die jeweils kostengünstigste Option verbraucherseitiger Flexibilität zu wählen.

Lokale Flexibilitätsmärkte weisen eine Anfälligkeit für strategisches Verhalten auf. Dabei handelt es sich um das Bestreben, in einem Engpassfall die eigene Position unter Nutzung von zwei oder mehreren Vermarktungsalternativen zu optimieren. Das Problem besteht darin, dass aufgrund der unterschiedlichen regionalen Marktauflösung (global/lokal) zwei unterschiedliche Preise für Produkte, die mit ein und derselben Flexibilitätsoption erbracht werden können, entstehen und diese Preisdifferenzen nicht durch gewöhnliche Arbitrage abgebaut werden können, weil diese Arbitrage weitere Nachfrage auf dem lokalen Markt schafft. Die Ausübung dieser Strategie führt zunächst v.a. zu einer Vergrößerung des Engpassvolumens und zu Rentenverschiebungen hin zu den Flexibilitätsanbietern und zulasten der Netznutzer, die die Engpasskosten über die Netzentgelte tragen. Ein marktbasiertes System zur Beschaffung von Flexibilitäten führt zu zusätzlichen Transaktionskosten. Flexibilitätsanbieter müssen, sofern sie nicht an anderen Marktplätzen teilnehmen, die erforderlichen Systeme und Prozesse für eine Teilnahme etablieren. Für Netzbetreiber gibt es mehrere Hürden, u.a. für die Teilnahme an der Marktplattform, die Nachweisführung über die Sachgerechtigkeit von Zuschlagsentscheidungen, die Abrechnung der bezuschlagten Angebote und zusätzlich müssen Prozesse entwickelt werden, um die Koordination mit anderen Netzbetreibern zu gewährleisten. Der politische und rechtliche Umsetzungsaufwand für dieses Modell wäre nicht unwesentlich, denn der heutige rechtliche Rahmen ist weitgehend auf regulierte Engpassmanagementmaßnahmen fokussiert. Rahmenbedingungen für eine marktliche Beschaffung von Maßnahmen müssten daher neu geschaffen werden

3.4.2 Entwickelter Ansatz

Der entwickelte Ansatz zur Vermarktung von Flexibilitäten würde sich nicht auf eine der oben genannten Erlösquellen beschränken. Vielmehr sollen immer gerade die Vermarktungsoptionen genutzt werden, die am besten zum Verfügbarkeitsprofil der Betriebe passen. Schwerpunktmäßig würde hierbei voraussichtlich jedoch – nach jetzigem Stand des marktlichen und regulatorischen Rahmens – die Vermarktung von Regelleistung und der Handel von Energiemengen an den kurzfristigen Intradaymärkten genutzt werden. Hierbei ergeben sich jedoch derzeit noch regulatorische Hemmnisse, die in Abschnitt 3.3.7 beschrieben sind. Insgesamt

kann jedoch festgehalten werden, dass ein Vermarktungsmodell alle verfügbaren Vermarktungsoptionen in Betracht ziehen und nach Möglichkeit nutzen würde. Im Rahmen des Projektes erfolgte eine Bewertung der beschriebenen Vermarktungsmodelle im Hinblick auf Innovationspotential, technische Herausforderungen, Verknüpfung mit Erneuerbaren, Markt-, System- und Netzdienlichkeit sowie Akzeptanz. Darauf aufbauend erfolgte eine qualitative Bewertung nach dem Ampelsystem. Hier wird noch einmal deutlich, dass keines der Modelle eine durchgehend grüne Bewertung hat und somit technisch umsetzbar, betriebswirtschaftlich interessant und gesamtsystemdienlich ist.

3.5 Zusammenfassung Industrie und Gesamtintegration (TUIL, IfE, TRI)

Durch die Unternehmensanalysen haben sich die folgenden 5 Hauptergebnisse ergeben:

1. Investitionsbereitschaft für CO2-arme Lösungen vorhanden

2. Abhängigkeit von Fortschritten bei Anlagenbauern insbesondere bei thermischen Prozessen, z.B. Glas- / Keramik-/Baustoffindustrie: Maschinen auf Erdgas ausgelegt

3. Energiemanagement + Produktionsleitsysteme i.d.R. nicht in CO2-optimierter Fahrweise

4. Preisdifferenz Strom, Gas, H2 spielt eine entscheidende Rolle

5. Hoher Informationsbedarf zu Technologien & Strategien der Transformation

Um aufbauend auf diesen Erkenntnissen flächendeckend Flexibilität erschließen und einen lastnahen Ausgleich des Leistungsgleichgewichts lokal erreichen zu können, wurde im Rahmen des Projektes untersucht, inwieweit KMUs durch die gesteuerte Anpassung des Verbraucherverhaltens einen Beitrag leisten können. Analysen haben ergeben, dass das Potenzial der Thüringer KMUs auf bis zu 96 MW abgeschätzt werden kann. Als ein weiteres wesentliches Ergebnis hat sich durch Einbezug von etwa 100 Unternehmen, von denen 20 detailliert analysiert wurden, gezeigt, dass sich die Hebung von Flexibilitäten sehr individuell und damit aufwändig gestaltet. Hieraus resultierte die Notwendigkeit, einen Ansatz zu entwickeln, der den Aufwand reduziert, einen niederschwelligen Zugang ermöglicht und skalierbar für eine flächendeckende Erschließung macht. Deshalb wurde ein Verfahren entwickelt, mit dem Unternehmen den realen CO_2-Gehalt von bezogener Elektroenergie, Gas und Wärme monitoren können. Dadurch werden Anreize gesetzt, die Flexibilität im Produktionsprozess systemdienlich einzusetzen (vgl. Kap. 3.1).

Durch die Einführung des ZO.RRO-Signals als neue Führungsgröße wird die Steuerung des Betriebs von miteinander gekoppelten Energieverteilinfrastrukturen für die Energieträger Strom, Gas und Wärme über eine Schnittstelle ermöglicht. Das ZO.RRO-Signal ist ein synthetisch generiertes, rollierendes Signal und wird u.a. eingesetzt, um die Komplexität für den Einsatz von flexiblen Lasten als Flexibilitätsoptionen zu reduzieren. Das Ziel ist in einem Feldtest zu demonstrieren, dass die Potentiale von flexiblen Lasten als Flexibilitätsoption durch die Ansteuerung über das ZO.RRO-Signal über eine Schnittstelle besser als bisher ausgeschöpft werden können.

Dieser Ansatz reizt aufgrund der verringerten Komplexität eine Flexibilisierung sowohl bei großen als auch bei kleinen Verbrauchern an. Dabei sind insbesondere 3 Anwendungsfälle durch eine reale Demonstration zu validieren:

1. Durch das ZO.RRO Signal wird eine CO_2-optimierte Fahrweise möglich, da sowohl Einspeiser als auch industrielle Verbraucher anhand des Signals ihren CO_2-Energie-Footprint optimieren können.
2. Die Bereitstellung von Flexibilität durch KMUs ist für einen erzeugerseitigen Ausfall durch Reaktion auf das ZO.RRO Signal möglich.
3. Die Bereitstellung von Flexibilität durch KMUs ist für einen lastseitigen Ausfall durch Reaktion auf das ZO.RRO Signal möglich.

A. Anhang

Tabelle A.1: Technologieparameter für die ZO.RRO Untersuchungsszenarien [56–63]

Technologie	Parameter	Quellen	Installierte Leistung	quantitative Ausprägung					
				Konservatives Szenario			Innovatives Szenario		
			2020	2030	2040	2050	2030	2040	2050
GuD	CAPEX [€/kW]	[1, 2, 3]	0MW	700.0	700.0	700.0	800.0	800.0	800.0
	OPEX [€/kW]			21.0	21.0	21.0	30.0	30.0	30.0
	Lebensdauer [a]			40.0	40.0	40.0	30.0	30.0	30.0
	Wirkungsgrad [%]			60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0
	Begrenzung der jährliche Zubaurate [MW]			-	-	-	-	-	-
	Potential [MW]			offen	offen	offen	390.0	390.0	390.0
Gasturbine	CAPEX [€/kW]	[1, 2, 3]	0MW	385.0	385.0	385.0	400.0	400.0	400.0
	OPEX [€/kW]			7.7	7.7	7.7	13.0	13.0	13.0
	Lebensdauer [a]			50.0	50.0	50.0	20.0	20.0	20.0
	Wirkungsgrad [%]			40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0
	Begrenzung der jährliche Zubaurate [MW]			-	-	-	-	-	-
	Potential [MW]			offen	offen	offen	offen	offen	offen
Wind	CAPEX [€/kW]	[1, 2]	1657MW	1'055.0	996.5	938.0	957.0	911.0	865.0
	OPEX [€/kW]			19.1	18.2	17.3	13.0	13.0	13.0
	Lebensdauer [a]			25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0
	Begrenzung der jährliche Zubaurate [MW]			150.0	150.0	150.0	-	-	-

	Potential [MW]			2'730.0	4'850.0	5'570.0	2'730.0	4'850.0	5'570.0
PV (Freiflä-che)	CAPEX [€/kW]	[1, 2]	824MW	666.0	574.5	483.0	651.0	543.5	436.0
	OPEX [€/kW]			15.0	15.0	15.0	13.0	10.9	8.7
	Lebensdauer [a]			25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0
	Begrenzung der jährliche Zubaurate [MW]			40.0	40.0	40.0	553.0	553.0	553.0
	Potential [MW]			17'410.0	17'410.0	17'410.0	17'410.0	17'410.0	17'410.0
PV (Aufdach)	CAPEX [€/kW]	[1, 2]	977MW	800.0	674.0	547.0	733.0	612.0	491.0
	OPEX [€/kW]			17.0	17.0	17.0	14.7	12.2	9.8
	Lebensdauer [a]			25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0
	Begrenzung der jährliche Zubaurate [MW]			160.0	160.0	160.0	160.0	160.0	160.0
	Potential [MW]			5'670.0	5'670.0	5'670.0	5'670.0	5'670.0	5'670.0
Biogas/Bio-masse	CAPEX [€/kW]	[1]	20.9MW	2'395.0	2'393.0	2'390.0	2'395.0	2'393.0	2'390.0
	OPEX [€/kW]			120.0	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0
	Lebensdauer [a]			30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
	Wirkungsgrad elektrisch [%]			38.0	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0
	Wirkungsgrad thermisch [%]			49.0	49.0	49.0	49.0	49.0	49.0
	Begrenzung der jährliche Zubaurate [MW]			-	-	-	-	-	-
	Potential [MW]			390.0	390.0	390.0	390.0	390.0	390.0
Laufwasser	CAPEX [€/kW]	[1]	31MW	5'000.0	5'000.0	5'000.0	5'000.0	5'000.0	5'000.0
	OPEX [€/kW]			250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0
	Lebensdauer [a]			60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0
	Begrenzung der jährliche Zubaurate [MW]			-	-	-	1.3	1.3	1.3
	Potential [MW]			31.0	31.0	31.0	57.0	57.0	57.0

Brennstoffzelle	CAPEX [€/kW]		0MW	2'000.0	1'850.0	1'700.0	2'000.0	1'850.0	1'700.0
	OPEX [€/kW]			80.0	74.0	68.0	80.0	74.0	68.0
	Lebensdauer [a]			20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
	Wirkungsgrad [%]			52.0	52.0	52.0	52.0	52.0	52.0
	Begrenzung der jährliche Zubaurate [MW]			-	-	-	-	-	-
	Potential [MW]			-	-	-	-	-	-
GuD in KWK	CAPEX [€/kW]	[1]	552.25MW	1'020.0	1'020.0	1'020.0	1'020.0	1'020.0	1'020.0
	OPEX [€/kW]			41.0	41.0	41.0	41.0	41.0	41.0
	Lebensdauer [a]			30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
	Wirkungsgrad elektrisch [%]			45.0	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0
	Wirkungsgrad thermisch [%]			43.0	43.0	43.0	43.0	43.0	43.0
	Begrenzung der jährliche Zubaurate [MW]			-	-	-	-	-	-
	Potential [MW]			-	-	-	-	-	-
Solarthermie (großtech-nisch)	CAPEX [€/m²]	[3, 10]	0MW	270.0	270.0	270.0	162.0	162.0	162.0
	OPEX [€/m²]			4.1	4.1	4.1	2.1	2.1	2.1
	Lebensdauer [a]			20.0	20.0	20.0	30.0	30.0	30.0
	Begrenzung der jährliche Zubaurate [m2]			-	-	-	-	-	-
	Potential [m2]			48'460'000.0	48'460'000.0	48'460'000.0	48'460'000.0	48'460'000.0	48'460'000.0
Heizstab (großtech-nisch)	CAPEX [€/kW]	[13]	0MW	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	OPEX [€/kW]			2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
	Lebensdauer [a]			20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
	Wirkungsgrad [%]			99.0	99.0	99.0	99.0	99.0	99.0
	Begrenzung der jährliche Zubaurate [MW]			-	-	-	-	-	-

	Potential [MW]			-	-	-	-	-	-
Luftwärme-pumpen (groß-technisch)	CAPEX [€/kW]	[3]	0MW	1'185.2	1'020.6	956.0	1'185.2	1'020.6	956.0
	OPEX [€/kW]			41.5	35.7	33.5	41.5	35.7	33.5
	Lebensdauer [a]			20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
	Leistungszahl (COP)			3.4	3.6	3.8	3.4	3.6	3.8
	Begrenzung der jährliche Zubaurate [MW]			-	-	-	-	-	-
	Potential [MW]			-	-	-	-	-	-
Erdwärme-pumpen (groß-technisch)	CAPEX [€/kW]	[3]	0MW	1'398.5	1'315.2	1'232.0	1'398.5	1'315.2	1'232.0
	OPEX [€/kW]			48.9	46.0	43.1	48.9	46.0	43.1
	Lebensdauer [a]			20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
	Leistungszahl (COP)			3.8	4.0	4.2	3.8	4.0	4.2
	Begrenzung der jährliche Zubaurate [MW]			-	-	-	-	-	-
	Potential [MW]			-	-	-	-	-	-
Elektrolyseur Alkali	CAPEX [€/kW]	[1, 2]	0MW	600.0	550.0	500.0	516.7	383.3	250.0
	OPEX [€/kW]			20.7	15.3	10.0	17.4	13.7	9.9
	Lebensdauer [a]			23.0	26.0	29.0	23.0	26.0	29.0
	Wirkungsgrad [%]			82.7	83.3	84.0	82.7	83.3	84.0
	Begrenzung der jährliche Zubaurate [MW]			43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4
	Potential [MW]			1'300.0	1'300.0	1'300.0	1'300.0	1'300.0	1'300.0
Elektrolyseur PEM	CAPEX [€/kW]	[1]	0MW	733.3	666.7	600.0	633.3	466.7	300.0
	OPEX [€/kW]			11.0	8.0	5.0	11.0	8.0	5.0
	Lebensdauer [a]			12.7	14.3	16.0	12.7	14.3	16.0
	Wirkungsgrad [%]			82.7	83.3	84.0	82.7	83.3	84.0
	Begrenzung der jährliche Zubaurate [MW]			43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4

	Potential [MW]			1'300.0	1'300.0	1'300.0	1'300.0	1'300.0	1'300.0
Elektrolyseur SOEC	CAPEX [€/kW]	[1]	0MW	1'313.3	926.7	540.0	1'223.3	746.7	270.0
	OPEX [€/kW]			48.9	29.9	10.8	48.9	29.9	10.8
	Lebensdauer [a]			12.7	14.3	16.0	12.7	14.3	16.0
	Wirkungsgrad [%]			89.7	92.3	95.0	89.7	92.3	95.0
	Begrenzung der jährliche Zubaurate [MW]			43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4
	Potential [MW]			1'300.0	1'300.0	1'300.0	1'300.0	1'300.0	1'300.0
Methanisie-rung (PtX-Gas/PtX-LNG)	CAPEX [€/kW]	[1]	0MW	310.0	220.0	130.0	310.0	220.0	130.0
	OPEX [€/kW]			6.3	4.7	3.0	6.3	4.7	3.0
	Lebensdauer [a]			19.0	22.0	25.0	19.0	22.0	25.0
	Wirkungsgrad [%]			85.3	87.7	90.0	85.3	87.7	90.0
	Begrenzung der jährliche Zubaurate [MW]			1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6
	Potential [MW]			50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
Fischer-Tropsch-Syn-these (PtX-Fuels)	CAPEX [€/kW]	[1]	0MW	465.0	330.0	195.0	465.0	330.0	195.0
	OPEX [€/kW]			27.0	23.0	19.0	27.0	23.0	19.0
	Lebensdauer [a]			19.0	22.0	25.0	19.0	22.0	25.0
	Wirkungsgrad [%]			59.3	62.7	66.0	59.3	62.7	66.0
	Begrenzung der jährliche Zubaurate [MW]			1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7
	Potential [MW]			50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
Pumpspeicher	CAPEX [€/kW]	[1, 2, 3, 7]	1514MW	1'218.0	1'218.0	1'218.0	850.0	850.0	850.0
	OPEX [€/kW]			12.0	12.0	12.0	8.5	8.5	8.5
	Lebensdauer [a]			45.0	45.0	45.0	100.0	100.0	100.0
	Wirkungsgrad [%]			76.0	76.0	76.0	79.0	79.0	79.0
	C-Rate			0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1

	Begrenzung der jährliche Zubaurate [MW]			-	-	-	-	-	-
	Potential [MW]			1'514.0	1'514.0	1'514.0	3'174.0	4'834.0	6'494.0
Druckluftspeicher	CAPEX [€/kW]	[1]	0MW	967.0	833.0	700.0	967.0	833.0	700.0
	OPEX [€/kW]			9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0
	Lebensdauer [a]			40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0
	Wirkungsgrad [%]			63.0	67.0	70.0	63.0	67.0	70.0
	C-Rate			0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
	Begrenzung der jährliche Zubaurate [MW]			-	-	-	505.0	505.0	505.0
	Potential [MW]			-	-	-	1'375.0	1'375.0	1'375.0
Batteriespeicher	CAPEX [€/kW]	[1, 2, 3]	0MW	483.0	417.0	350.0	304.0	304.0	304.0
	OPEX [€/kW]			19.0	15.9	12.8	17.0	13.0	10.0
	Lebensdauer [a]			17.0	18.0	20.0	25.0	25.0	25.0
	Wirkungsgrad [%]			90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0
	C-Rate			1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
	Begrenzung der jährliche Zubaurate [MW]			167.0	167.0	167.0	167.0	167.0	167.0
	Potential [MW]			5'000.0	5'000.0	5'000.0	5'000.0	5'000.0	5'000.0
Wärmespeicher (großtechnisch)	CAPEX [€/kW]	[14]	0MW	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5
	OPEX [€/kW]			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Wirkungsgrad [%]			60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0
	Lebensdauer [a]			20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
	C-Rate			0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
	Begrenzung der jährliche Zubaurate [MW]			1'667.0	1'667.0	1'667.0	1'667.0	1'667.0	1'667.0
	Potential [MW]			50'000.0	50'000.0	50'000.0	50'000.0	50'000.0	50'000.0
H2-Speicher	CAPEX [€/kW]	[12]	0MW	116.7	116.7	116.7	116.7	116.7	116.7

	OPEX [€/kW]			6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4
	Lebensdauer [a]			20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
	Wirkungsgrad [%]			60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0
	C-Rate			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Begrenzung der jährliche Zubaurate [MW]			33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0
	Potential [MW]			983.0	983.0	983.0	983.0	983.0	983.0
Gasspeicher	CAPEX [€/kW]	[12]	860MW	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9
	OPEX [€/kW]			0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
	Lebensdauer [a]			20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
	Wirkungsgrad [%]			95.0	95.0	95.0	95.0	95.0	95.0
	C-Rate			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Begrenzung der jährliche Zubaurate [MW]			505.0	505.0	505.0	505.0	505.0	505.0
	Potential [MW]			1'375.0	1'375.0	1'375.0	1'375.0	1'375.0	1'375.0

Tabelle A.2: Profilzuordnung und Jahresverbräuche der ZO.RRO Untersuchungsszenarien

						Konservatives Szenario			Innovatives Szenario		
	Technologie	Energie-träger	Sektor		Profil	Jahresver-brauch 2030 in [MWh]	Jahresver-brauch 2040 in [MWh]	Jahresver-brauch 2050 in [MWh]	Jahresver-brauch 2030 in [MWh]	Jahresver-brauch 2040 in [MWh]	Jahresver-brauch 2050 in [MWh]
Energienachfrage	Elektrogeräte	Strom	Industrie		G3	4'305'559.00	4'000'003.20	3'722'225.20	4'444'448.00	4'222'225.60	4'000'003.20
			GHD		G0	2'444'446.40	2'194'446.20	2'000'001.60	2'527'779.80	2'333'335.20	2'138'890.60
			Haushalte		H0	2'055'557.20	1'916'668.20	1'777'779.20	2'138'890.60	2'027'779.40	1'916'668.20
	Stoffl. Nutzung	Gas	Industrie		Grundlast	27'777.80	27'777.80	27'777.80	27'777.80	27'777.80	27'777.80
	Stoffl. Nutzung	Öl	Industrie		Grundlast	1'138'889.80	1'138'889.80	1'138'889.80	-	-	-
	Stoffl. Nutzung	Bio-masse	Industrie		Grundlast				113'888.98	113'888.98	113'888.98
	Papierfabrik	Bio-masse	Industrie		Grundlast	1'231'482.50	1'231'482.50	1'231'482.50	1'231'482.50	1'231'482.50	1'231'482.50
	Wärmeübergabesta-tion	(Fern-) Wärme	Industrie	Raumwärme/ Warmwasser	HA4	97'680.18	126'811.70	107'526.97	173'992.81	181'159.57	149'343.01
				Prozess-wärme	Prozessgas	627'595.13	562'802.38	501'792.52	784'493.91	1'055'254.47	940'860.97
			GHD	Raumwärme/ Warmwasser	HA4	731'685.57	548'007.68	465'950.19	793'651.43	640'097.13	513'739.96
				Prozess-wärme	Prozessgas	126'373.73	102'657.09	44'802.90	82'417.65	76'992.82	67'204.35
			Haus-halte	Raumwärme/ Warmwasser	T24	1'543'041.53	1'576'088.22	1'642'773.12	1'898'658.42	1'917'272.07	1'553'167.31
	PKW - elektrisch	Strom	Mobilität		Elektromobi-lität_PKW	292'500.32	468'000.51	555'750.60	400'000.32	398'148.47	324'074.33
	LKW - elektrisch				Grundlast	125'926.03	137'777.89	164'444.57	125'926.03	137'777.89	155'555.68

	Personenschienen-verkehr - elektrisch				Grundlast	255'555.76	429'259.60	500'000.00	200'000.16	238'889.08	259'259.47
	Güterschienen-verkehr - elektrisch				Grundlast	200'000.16	438'518.87	520'740.74	188'889.04	229'629.81	248'889.09
	PKW - H2	H2			Grundlast	-	-	-	150'000.12	238'889.08	486111.5
	LKW – H2				Grundlast	-	-	-	-	86'111.18	233333.52
	Personenschienen-verkehr - H2				Grundlast	-	-	-	60'000.05	119'444.54	97222.3
	Güterschienen-verkehr - H2				Grundlast	-	-	-	94'444.52	206'666.83	217777.952
	PKW- Verbrenner CNG	Gas			Grundlast	416'667.00	542'222.66	660'000.52	326'087.22	238'889.08	388'889.20
	LKW- Verbrenner CNG				Grundlast	217'391.48	411'111.44	493'333.72	205'314.17	238'889.08	311'111.36
	PKW- Verbrenner sonst.	Kraft-stoffe			Grundlast	5'083'337.40	2'778'891.11	1'560'001.20	3'652'176.83	1'911'112.64	583'333.80
	LKW- Verbrenner sonst.				Grundlast	2'826'089.22	1'973'334.91	1'562'223.40	2'463'770.09	1'412'223.35	684'444.99
	Personenschienen-verkehr - Verbrenner				Grundlast	100'000.08	-	-	100'000.08	-	-
	Güterschienen-verkehr - Verbrenner				Grundlast	333'333.60	-	-	157'407.53	-	-
Technologieein-	Laufwasser	Strom			Wasserkraft	206'000.00	206'000.00	206'000.00	206'000.00	206'000.00	206'000.00
	Heizstab (lokale Wärmeerzeugung)	Strom - Wärme	Industrie	Raumwärme/ Warmwasser	HA4	26'936.05	15'712.69	13'468.02	33'670.06	33'670.06	28'058.38
				Prozess-wärme	Prozessgas	360'550.23	326'880.17	294'613.03	576'880.37	653'760.34	589'226.06

			GHD	Raumwärme/ Warmwasser	HA4	158'249.28	135'802.58	145'903.60	182'379.49	148'709.43	120'651.05
				Prozess-wärme	Prozessgas	111'111.20	71'548.88	63'131.36	101'010.18	71'548.88	63'131.36
			Haus-halte	Raumwärme/ Warmwasser	T24	378'227.01	406'846.57	350'729.80	436'307.87	356'341.47	291'807.19
	Luftwärmepumpe (lokale Wärmeerzeugung)	Strom - Wärme	Industrie	Raumwärme/ Warmwasser	HA4	5'228.76	8'641.98	8'771.94	24'509.82	37'037.07	36'549.74
				Prozess-wärme	Prozessgas	104'983.74	125'848.87	153'508.89	167'973.99	179'784.09	230'263.34
			GHD	Raumwärme/ Warmwasser	HA4	34'558.85	93'364.27	106'432.83	106'209.24	122'685.28	125'731.09
				Prozess-wärme	Prozessgas	7'352.95	13'117.29	16'447.38	14'705.89	19'675.94	21'929.84
			Haus-halte	Raumwärme/ Warmwasser	T24	137'663.51	313'271.86	328'947.63	254'085.17	391'975.62	380'117.26
	Erdwärmepumpe (lokale Wärmeerzeugung)	Strom - Wärme	Industrie	Raumwärme/ Warmwasser	HA4	4'678.37	7'777.78	7'936.51	21'929.84	33'333.36	33'068.81
				Prozess-wärme	Prozessgas	75'146.26	113'263.98	138'889.00	150'292.52	161'805.69	208'333.50
			GHD	Raumwärme/ Warmwasser	HA4	30'921.08	84'027.85	96'296.37	95'029.32	110'416.76	113'756.70
				Prozess-wärme	Prozessgas	6'578.95	11'805.57	14'880.96	13'157.91	17'708.35	19'841.29
			Haus-halte	Raumwärme/ Warmwasser	T24	123'172.61	201'389.05	231'481.67	113'669.68	176'389.03	206'349.37
	Gaskessel (lokale Wärmeerzeugung)	Gas - Wärme	Industrie	Raumwärme/ Warmwasser	HA4	420'024.76	299'768.76	217'687.25	274'725.49	138'889.00	113'378.78

				Prozess-wärme	Prozessgas	3'456'727.91	2'831'599.49	2'142'858.86	3'080'996.62	2'359'666.24	1'488'096.43
			GHD	Raumwärme/ Warmwasser	HA4	1'052'868.23	875'290.05	736'962.04	582'437.74	460'069.81	365'646.55
				Prozess-wärme	Prozessgas	118'279.66	98'379.71	85'034.08	80'645.23	73'784.78	63'775.56
			Haus-halte	Raumwärme/ Warmwasser	T24	3'724'316.00	1'846'066.29	566'893.88	2'322'283.82	1'102'431.44	294'784.82
	Ölkessel (lokale Wär-meerzeugung)	Öl - Wärme	Industrie	Raumwärme/ Warmwasser	HA4	50'505.09	24'305.58	6'802.73	18'939.41	-	-
				Prozess-wärme	Prozessgas	156'898.78	67'419.04	59'523.86	-	-	-
			GHD	Raumwärme/ Warmwasser	HA4	1'000'926.73	210'069.61	58'956.96	401'234.89	-	-
				Prozess-wärme	Prozessgas	55'555.60	-	-	27'777.80	-	-
			Haus-halte	Raumwärme/ Warmwasser	T24	1'248'149.15	503'472.63	212'585.20	959'877.31	-	-
	Feststoffbrennkessel (lokale Wärmeerzeu-gung)	Bio-masse - Wärme	Industrie	Raumwärme/ Warmwasser	HA4	374'832.96	309'343.68	265'151.73	251'004.22	75'757.64	-
				Prozess-wärme	Prozessgas	2'433'714.07	2'206'441.16	1'988'637.95	2'028'095.06	1'470'960.77	1'325'758.64
			GHD	Raumwärme/ Warmwasser	HA4	1'151'961.71	1'145'834.25	820'707.73	1'274'510.82	1'003'788.68	542'929.73
				Prozess-wärme	Prozessgas	88'235.36	134'154.15	118'371.31	147'058.94	134'154.15	71'022.78
			Haus-halte	Raumwärme/ Warmwasser	T24	2'422'877.76	2'288'511.93	2'367'426.14	2'540'851.71	2'004'420.80	1'641'415.45
			Industrie		Grundlast	350'589.51	380'952.69	383'633.94	479'377.49	634'921.14	777'778.40

	Kompressions-kälte-maschinen	Strom - Kälte	GHD	Grundlast	386'363.95	418'254.30	478'603.99	386'363.95	418'254.30	478'603.99
			Haushalte	Grundlast	33'670.06	39'682.57	45'045.08	50'505.09	63'492.11	90'090.16
	Sorptions-kältema-schinen	Strom - Kälte	Industrie	Grundlast	204'166.83	277'778.00	434'524.16	279'166.89	462'963.33	880'953.09
			GHD	Grundlast	141'666.78	215'277.95	223'214.46	141'666.78	215'277.95	223'214.46
			Haushalte	Grundlast	-	-	-	-	-	-
Einspeise-charakteristik	PV-Anlage (Aufdach)	Strom		_Aufdach C3 (Nordhau-sen)	-	-	-	-	-	-
	PV-Anlage (Freiflä-che)			_Freifeld C3 (Nordausen)	-	-	-	-	-	-
	Windkraftanlagen			_Wind C3 (Nordhau-sen)	-	-	-	-	-	-
	Solarthermie	Wärme		_Solarther-mie	-	-	-	-	-	-

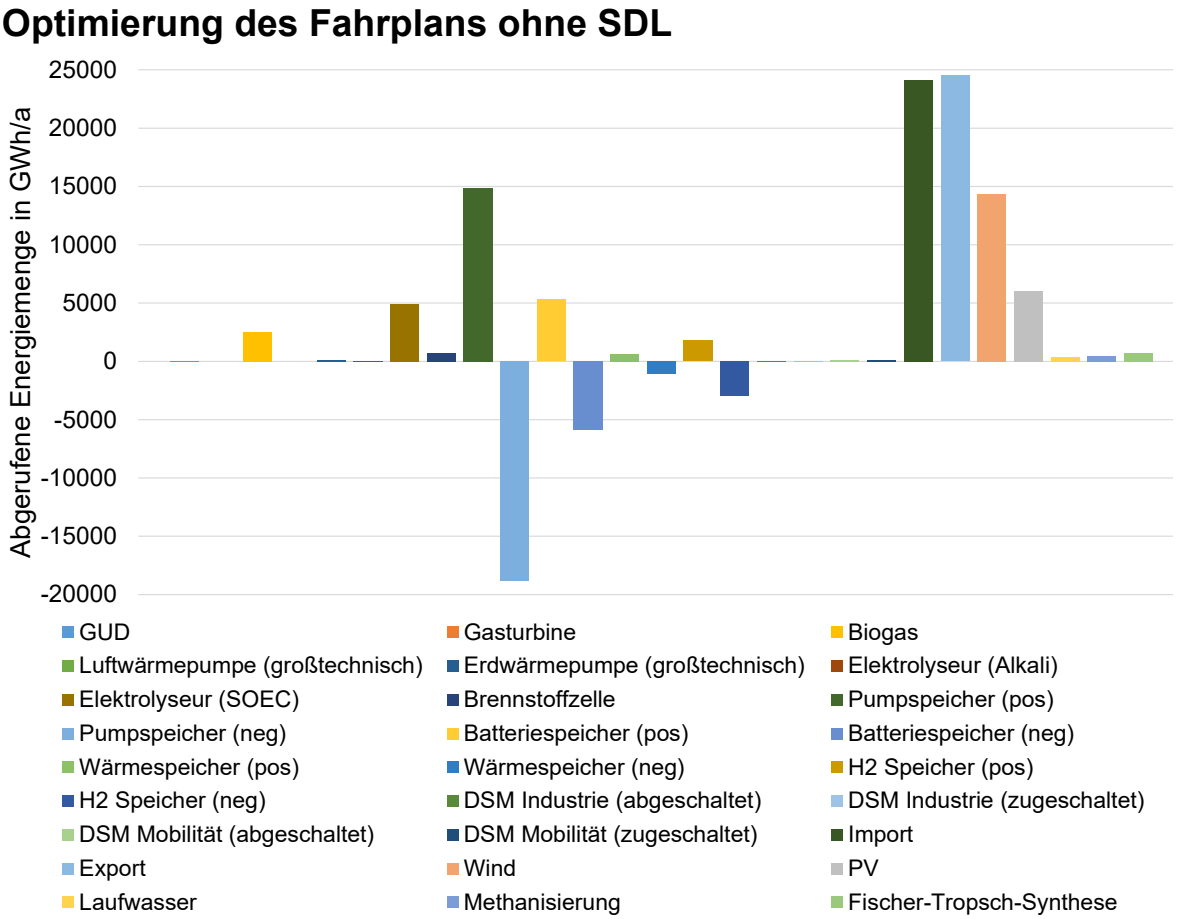


Abb. A.1: Abgerufene Energiemenge in GWh/a je Technologie für innovative CO2-optimale Energiebereitstellung in 2050

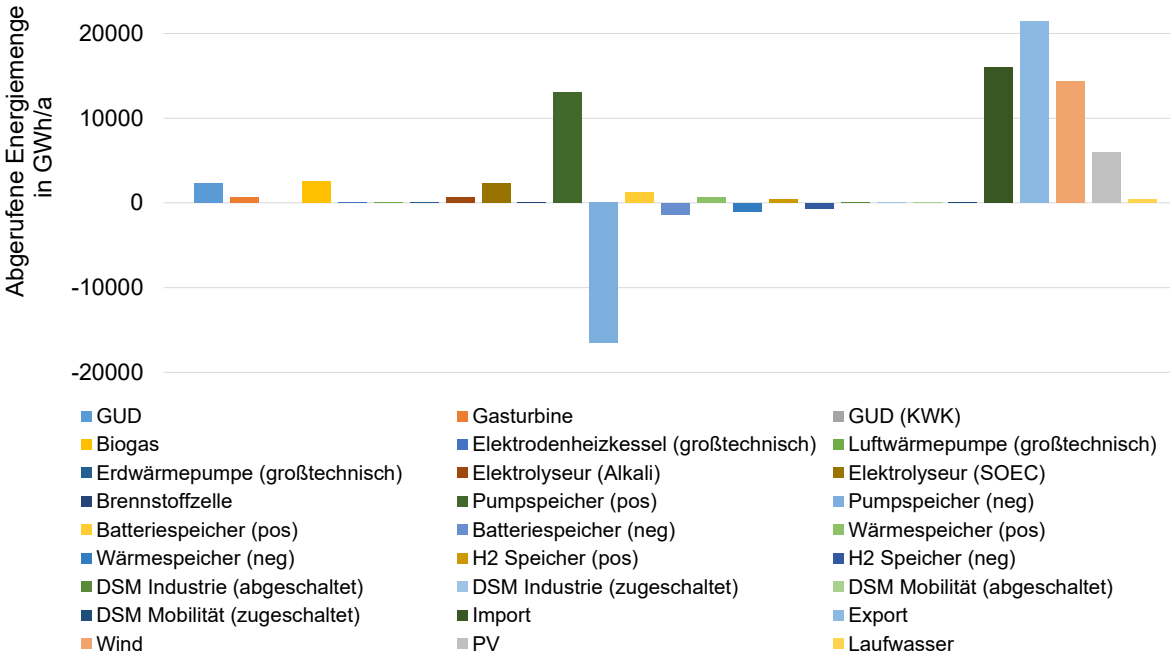


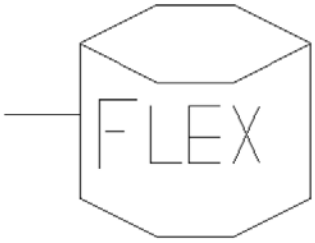
Abb. A.2: Abgerufene Energiemenge in GWh/a je Technologie für innovative kostenoptimale Energiebereitstellung in 2050

Tabelle A.3: Vergleich der abgerufenen Energiemengen für Energiebereitstellung je Technologie für ein Stützjahr für die innovativen Szenarien in GWh pro Jahr

Technologie	CO2-optimal 2030	Kostenoptimal 2030	CO2-optimal 2050	Kostenoptimal 2050
GuD	503	2823	0	2301
Gasturbine	0	251	0	653
GuD (KWK)	0	389	0	0
Biogas	2613	2529	2528	2516
Elektrodenheizkessel	0	227	0	78
Luftwärmepumpe	0	77	0	47
Erdwärmepumpe	216	0	94	36
Elektrolyseur (Alkali)	70	2359	25	652
Elektrolyseur (SOEC)	1248	0	4949	2357
Brennstoffzelle	145	0	696	0
Pumpspeicher (pos)	6784	2674	14871	13087
Pumpspeicher (neg)	8587	3385	18824	16565
Batteriespeicher (pos)	1698	0	5317	1248
Batteriespeicher (neg)	1887	0	5908	1387

Wärmespeicher (pos)	681	579	644	615
Wärmespeicher (neg)	1136	965	1073	1026
H2 Speicher (pos)	402	0	1793	396
H2 Speicher (neg)	670	0	2988	661
DSM Industrie (ab)	5	0	15	1
DSM Industrie (zu)	5	0	15	1
DSM Mobilität (ab)	23	23	123	122
DSM Mobilität (zu)	23	23	123	122
Import	12333	6468	24135	16013
Export	9499	4944	24509	21456
Wind	7026	7026	14335	14335
PV	3768	2196	6012	6011
Laufwasser	292	292	378	378
Methanisierung	65	0	449	0
Fischer-Tropsch-Synthese	93	0	696	0

Tabelle A.4: Komponentenbeschreibung: Energiespeicher

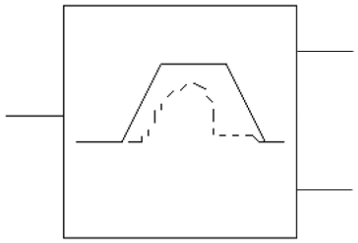
	Schablonenbeschreibung RPS **„FLEX_SPEICHER“**	
Allgemein	Die FLEX_SPEICHER Schablone modelliert das Ein- und Ausspeicherverhalten eines linearen Energiespeichers von flexiblen Prozess-/Anlagen-Speicherkombinationen. In komplexen Produktionsnetzen können verschiedene Energiespeicher zusätzliche Flexibilität ermöglichen. Innerhalb dieser Speicherkomponente wird der nichtbeeinflussbare Verbrauch einer Last ebenfalls abgebildet. tA: Beschreibt die Abtastzeit des Modells und kann die Werte 60 (entspricht 1 min), 4 (entspricht 15 min) oder 1 (entspricht 60 min) annehmen. Diese sollte bei allen Zeitreihen identisch sein.	

Anmerkungen	Offene Punkte: • Zielenergiegehalt des Speichers per Zeitreihe bzw. Tabelle festlegen, um über den gesamten Optimierungsbereich Einfluss darauf zu haben (Zusammenhang zu Gültigkeitsbereichen FLEX_LAST) o Der Zielenergiegehalt des Speichers bezieht sich auf das Ende der Optimierungslaufzeit und nicht auf den Gültigkeitsendwert der FLEX_LAST, was zu beachten ist. Ebenfalls bezieht sich der Startfüllstand auf den Optimierungshorizont und nicht auf den Gültigkeitsbereich der FLEX_LAST • Aktuell ist die FLEX_SPEICHER Schablone ausschließlich kostenoptimal ausgelegt Abweichungen zum generischen Modell Kopernikus-Synergie: • In dem hier aufgezeigten Flex_Speicher ist zudem eine Last Komponente (Zeitreihentabelle fixe Last) integriert, die z.B. den Strombedarf oder Wärmebedarf auch unabhängig des Speichers darstellen kann.	
Eingang	Flexibilitätsniveau [kW je tA]	Der Eingang beschreibt die genutzte Energieflexibilität [kW] je Zeitintervall [tA] inklusive der fixen Last.
Parameter	Startfüllstand [kWh]	Der Parameter beschreibt den Anfangsenergiegehalt des Energiespeichers zum Startzeitpunkt.
	Zielenergiegehalt des Speichers [kWh]	Der Parameter beschreibt den Zielenergiegehalt des Energiespeichers zum Endzeitpunkt.
	Energieverluste [% pro tA]	Der Parameter beschreibt den Anteil des Energiegehalts der in jedem Zeitraum verloren geht, z.B. durch Austausch mit der Umwelt.
	Speicherwirkungsgrad [0…1]	Der Parameter beschreibt den Wirkungsgrad des Speichers. (Umwandlungswirkungsgrad)
	Einspeicherkosten [Euro pro kWh]	Der Parameter definiert die anfallenden Kosten während der Einspeicherung.
	Ausspeicherkosten [Euro pro kWh]	Der Parameter definiert die anfallenden Kosten während der Ausspeicherung.
	Maximale Einspeicherung [kW]	Der Parameter definiert die Obergrenze der Einspeisemengen.
	Maximale Ausspeicherung [kW]	Der Parameter definiert die Obergrenze der Ausspeisemengen.

	Minimaler Speicherfüllstand [kWh]	Der Parameter definiert die minimale Kapazität des Speichers.
	Maximaler Speicherfüllstand [kWh]	Der Parameter definiert die maximale Kapazität des Speichers.
Tabellen	Lasttabelle	Die Lasttabelle besteht aus einer Zeitreihentabelle und beschreibt den nichtbeeinflussbaren Energiebedarf [kW] des Speichers.
	Anfangsenergiegehalt/ Startfüllstandstabelle	Die Startfüllstandstabelle (Anfangs-energiegehaltstabelle) beschreibt den Energiegehalt des Speichers zu Beginn der Optimierung.
	Fixe Lasttabelle	Die Tabelle der fixen Last beschreibt den fixen, nicht beeinflussbaren Energiebedarf einer Last unabhängig vom Speicher.
	Verfügbarkeitstabelle	Diese Zeitreihenverknüpfung steuert über die Werte „0“ und „1“ die Verfügbarkeit. „0“ gilt als nicht verfügbar und „1“ als verfügbar.
Visualisierung	Einspeicherung [kW]	
	Ausspeicherung [kW]	
	Fuellstand [kWh]	
	Bilanz des Speichers [kW]	
	Input Speicher und fixe Last [kW]	
	Anzeigen der fixen Last Tabelle [kW] - TabLast_fix(t,‘fix_Last‘);	
	Anzeigen der Summe fixen Last [kWh] - Sum(t,TabLast_fix(t,‘fix_Last‘)/tifakt);	
	Parameterwert Einspeicherkosten [Euro pro kWh]	
	Parameterwert Ausspeicherkosten [Euro pro kWh]	
	Parameterwert max Einspeicherung [kW]	
	Parameterwert max Ausspeicherung [kW]	
	Parameterwert Startfüllstand [kWh]	
	Parameterwert Speicherwirkungsgrad [0…1]	
	Parameterwert Energieverluste [% pro tA]	

	Parameterwert Zielenergiegehalt Speicher [kWh]
	Parameterwert maximaler Speicherfüllstand [kWh]
	Parameterwert minimaler Speicherfüllstand [kWh]

Tabelle A.5: Komponentenbeschreibung: Flexible Last

	Schablonenbeschreibung RPS **„FLEX_LAST“** **2 Ausgänge**	
Allgemein	Die FLEX_LAST Schablone beschreibt, anhand verschiedener Kennzahlen, einen möglichen Flexibilitätsraum einer Anlage/eines Systems. Als flexible Last ist hier eine Energieflexibilitätsmaßnahme gemeint, welche durch eine konkrete Leistungsänderung des Systems, innerhalb des Flexibilitätsraums, beschrieben werden kann. tA: Beschreibt die Abtastzeit des Modells und kann die Werte 1min/15min/60min annehmen.	

Anmerkungen	Offene Punkte: • Überlegung, ob der Gültigkeitswert in Abhängigkeit der Gültigkeitstabelle festgelegt werden sollte Abweichungen zum generischen Modell Kopernikus-Synergie: • Im Gegensatz zum generischen Ursprungsmodell lassen wir hier die Reaktionsdauer/Reaction Duration außen vor. Allerdings wird diese dennoch benötigt, um das richtige Produkt (Intraday, PRL, SRL, etc.) zu wählen. • Ebenfalls wurde die Modulation Number nicht mit in die Schablone aufgenommen. • Die Gültigkeit der flexiblen Last wurde als dynamische Tabelle mit in die Schablone aufgenommen. • Eine weitere Änderung gegenüber der flexiblen Lastkomponente von SynErgie wurde beim Flexibilitätsniveau als Ausgang vorgenommen. Hier wird in dieser Schablone eine Umwandlungseffizienz mitberücksichtigt. Dies ermöglicht uns u. a. komplexere Strukturen über mehrere mögliche Wege abbilden zu können (z. B. Gasturbine, Dampfturbine mit anschließendem Dampfkessel und Wärmetauscher, da hier unterschiedliche Wirkungsgrade berücksichtigt werden müssen.) Des Weiteren ermöglicht uns der Zusatz einer Umwandlungseffizienz hier im Nachgang auch nicht konstante Abhängigkeiten z. B. in Abhängigkeit der Temperatur oder der Jahreszeit abbilden zu können. • Um Komponenten wie z. B. eine Wärmepumpe und eine Gasturbine (1x Input, 2x Output) unkompliziert darstellen zu können, wurde entschieden diese hier beschriebene flexible Lastschablone mit den gleichen Eigenschaften erneut darzustellen, aber mit zwei Ausgängen zu generieren.	
Eingang	Flexibilitätsniveau [kW pro tA]	Der Eingang beschreibt die vorhandene Energieflexibilität [kW] je Zeitintervall [tA] und dient der Verknüpfung mit der „Abhängigkeiten“-Schablone.
Ausgang	Flexibilitätsniveau [kW pro tA]	Der Ausgang beschreibt die vorhandene Energieflexibilität [kW] je Zeitintervall [tA] und dient der Verknüpfung mit der „FLEX_Speicher“-Schablone.
	Flexibilitätsniveau [kW pro tA]	Der Ausgang beschreibt die vorhandene Energieflexibilität [kW] je Zeitintervall [tA] und dient der Verknüpfung mit der „FLEX_Speicher“-Schablone.
Parameter	Minimaler Leistungszustand [kW]	Der Parameter legt den minimalen Leistungszustand, während einer Halteperiode, fest und muss ungleich 0 sein.
	Maximaler Leistungszustand [kW]	Der Parameter legt den maximalen Leistungszustand, während einer Halteperiode, fest.
	Minimale Haltedauer [tA]	Der Parameter definiert die minimale Haltedauer. Für mindestens diese Dauer nimmt die flexible Last eine konstante Leistung an.

	Maximale Haltedauer [tA]	Der Parameter definiert die maximale Haltedauer. Für mindestens diese Dauer nimmt die flexible Last eine konstante Leistung an.
	Minimale Abrufhäufigkeit	Der Parameter definiert die minimal zulässige Anzahl einzelner Energieflexibilitätsmaßnahmen.
	Maximale Abrufhäufigkeit	Der Parameter definiert die maximal zulässige Anzahl einzelner Energieflexibilitätsmaßnahmen.
	Leistungsgradient Aktivierung [kW/tA]	Der Parameter beschreibt die Leistungsänderung bei der Aktivierung einer Energieflexibilitätsmaßnahme.
	Leistungsgradient Deaktivierung [kW/tA]	Der Parameter beschreibt die Leistungsänderung bei der Deaktivierung einer Energieflexibilitätsmaßnahme.
	Leistungsgradient Veränderungen [kW/tA]	Der Parameter beschreibt die Leistungsänderung innerhalb einer Energieflexibilitätsmaßnahme.
	Regenerationsdauer [tA]	Der Parameter definiert die Zeit, die nach Beendigung einer Energieflexibilitätsmaßnahme aus der flexiblen Last verstreichen muss, bis eine erneute Aktivierung einer Energieflexibilitätsmaßnahme aus derselben flexiblen Last erfolgen darf.
	Gültigkeitswert	Der Parameter beschreibt den Start- und/oder Endzeitpunkt der Flexibilitätsmaßnahme innerhalb des Gültigkeitsbereiches (siehe Gültigkeitstabelle) liegen muss/müssen. Er kann drei Werte annehmen: 0- für „start“ 1- für „total“ 2- für „end“ Die drei Werte sind dabei wie folgt zu interpretieren: -0: Der Startzeitpunkt der Flexibilität muss im vorgegebenen Gültigkeitsbereich (siehe Gültigkeitstabelle) liegen -1: Die gesamte Flexibilität muss im vorgegebenen Gültigkeitsbereich (siehe Gültigkeitstabelle) liegen -2: Der Endzeitpunkt der Flexibilität muss im vorgegebenen Gültigkeitsbereich (siehe Gültigkeitstabelle) liegen
	Umwandlungseffizienz [%]	Der Parameter beschreibt die Effizienz zwischen Eingang und Ausgang der Komponente. Hier können Umwandlungsverluste berücksichtigt werden.

	Umwandlungseffizienz zweiter Ausgang [%]	Der Parameter beschreibt die Effizienz zwischen Eingang und Ausgang der Komponente. Hier können Umwandlungsverluste berücksichtigt werden.
Tabellen	Spez. Kosten für die Nutzung der flexiblen Last [€ pro kWh]	Die spezifischen Kosten [Euro pro kWh] werden in einer dynamischen Tabelle definiert.
	Gültigkeitsbereich der flex. Last	Durch die dynamische Tabelle kann der Gültigkeitsbereich der flexiblen Last über einen Zeitraum definiert werden
Visualisierung	Flexibilitätsniveau Eingang [kW/tA]	
	Flexibilitätsniveau Ausgang [kW/tA]	
	Flexibilitätsniveau Ausgang 2 [kW/tA]	
	Flexibilitätsniveau [kW/tA]	
	Startvariable	
	Betriebsvariable	
	Endvariable	
	Kosten [Euro]	
	Parameterwert min Leistungszustand während einer Halteperiode [kW]	
	Parameterwert max Leistungszustand während einer Halteperiode [kW]	
	Parameterwert min Haltedauer [tA]	
	Parameterwert max Haltedauer [tA]	
	Parameterwert min Abrufhäufigkeit	
	Parameterwert max Abrufhäufigkeit	
	Parameterwert Aktivierung Leistungsgradienten [kW/tA]	
	Parameterwert Veränderung Leistungsgradient [kW/tA]	
	Parameterwert Deaktivierung Leistungsgradient [kW/tA]	

	Parameterwert Regenerationsdauer [tA]
	Parameterwert Gültigkeitswert (0, 1, 2)
	Parameterwert Umwandlungseffizienz [%]
	Parameterwert Umwandlungseffizienz 2 [%]
	Anzeigen des Gültigkeitsbereichs [0 nicht gültig, 1 gültig] - Tabtverf(t,‘tverf_value‘);
	Anzeigen der spez. Kosten für die Nutzung der flexiblen Last [€ pro kWh] - Tabflexk(t,‘flex-kost_value‘);

Interviewleitfaden für ZO.RRO Demonstratoren

Trianel	Ingenieurbüro für Energiewirtschaft	ThEEN Thüringer Erneuerbare Energien Netzwerk e.V.

Leitfaden eines strukturierten Interviews im Rahmen des ZO.RRO - Projektes

Über das Unternehmen: _____

Wann wurde Ihr Unternehmen gegründet?	
Wie alt sind die Immobilien? Energetische Standards? Evtl. Sanierung? (Energiebilanz nach DIN 18599)	
Welcher Branche kann man Ihr Unternehmen zuordnen? KMU? Besonderheiten der Branche?	◻ Metall- ◻ Holz/Papier- ◻ Kunststoffbranche ◻ Lebensmittel ◻ Primärstoffgewinnung ◻ Elektronikprodukte ◻ Sonstiges:
Wie viele Mitarbeiter beschäftigen Sie?	_____ Verwaltung _____ Produktion
Betreiben Sie einen Schichtbetrieb? Wie sind die allgemeinen Arbeitszeiten?	
Gibt es Verantwortlichkeiten für Flexibilitäten bzw. Fahrpläne in der Produktion? Effizienz-Anreize für Mitarbeiter?	
Wie groß ist Ihr Gelände? (Gibt es eventuell ungenutzten Platz oder Tabuzonen für Stoffe/Technologien?)	
Haben Sie bereits effizienzsteigernde Maßnahmen geplant / umgesetzt? (KWK, Speicheroptionen etc.)	
Wenn geplant, aber nicht umgesetzt: Woran ist die Umsetzung gescheitert bzw. wo sehen Sie Komplikationen bei der Umsetzung?	
Haben Sie in der Vergangenheit bereits Förderungen erhalten? Programme bekannt? (z. B. KfW-, BAFA, GreenInvest)	

Trianel	Ingenieurbüro für Energiewirtschaft	ThEEN Thüringer Erneuerbare Energien Netzwerk e.V.

Leitfaden eines strukturierten Interviews im Rahmen des ZO.RRO - Projektes

Gibt es Mitarbeiter, die sich mit der Förderlandschaft auseinandersetzen?	
Besteht grundsätzlich Interesse an Energieberatung oder der praktischen Umsetzung von Forschungsprojekten?	
Muss evtl. ein Energieaudit erstellt werden?	

Beschreiben Sie kurz die wesentlichen Produktionsprozesse Ihres Unternehmens:

_____

_____

_____

_____

_____

Sind Sie auf Termingenaue An- und Auslieferungen bzw. mögliche Kuppelprodukte angewiesen?	
Gibt es Lager oder Puffer für Fertig- und Zwischenprodukte?	

Trianel	Ingenieurbüro für Energiewirtschaft	ThEEN Thüringer Erneuerbare Energien Netzwerk e.V.

Leitfaden eines strukturierten Interviews im Rahmen des ZO.RRO - Projektes

Analyse energetischer Prozesse

Welche thermischen und mechanischen Prozesse kommen in Ihrer Produktion zum Einsatz?	
Welche Gerätetypen kommen in Ihren Produktionsprozessen zum Einsatz? (Leistungsaufnahme, Betriebszeiten und Parameter)	
Welche wesentlichen Randbedingungen kennzeichnen Ihre Prozesse? (Mindesttemperatur, tageszeitliche /saisonale Einschränkungen, etc.)	
Können Prozesse flexibel zu- abgeschaltet werden? (wenn ja, in welchem Umfang?)	
Wie groß ist Ihre monatliche Produktionsmenge? Ist der Energieeinsatz pro hergestellter Einheit bekannt?	
Wie groß ist Ihre beheizte Grundfläche und wie wird die Wärme bereitgestellt? (Baujahr, Besonderheiten, Austausch geplant)	
Betreiben Sie Kälte- bzw. Kühlanlagen? Wie wird die Kälteleistung bereitgestellt? (Baujahr, Besonderheiten, Austausch geplant)	
Benötigen Sie Druckluft im Unternehmen? Wie wird diese erzeugt / verteilt? (Baujahr, Besonderheiten, Austausch geplant)	
Bestehen sonstige Prozesse dieser Art? (z.B. Abluft- oder Lackieranlagen) (Baujahr, Besonderheiten, Austausch geplant)	

Trianel	Ingenieurbüro für Energiewirtschaft	ThEEN Thüringer Erneuerbare Energien Netzwerk e.V.

Leitfaden eines strukturierten Interviews im Rahmen des ZO.RRO - Projektes

Gibt es Speicher für die genannten Medien? Muss ein bestimmter Druck/Temperatur/etc. gehalten werden?	
Gibt es in Ihrem Unternehmen ein Energiemanagement-System und/oder einen Energiemanagement-Beauftragten?	
Hauptaufgabe des Energiemanagements? Kosten? Produktion? Controlling? Fläche?	
Welche(n) Energieträger nutzen Sie? (Welche sind austauschbar?)	
Sie sie auf einen bestimmten Energieträger aus bestimmten Gründen angewiesen?	
Wie sieht Ihre Energiebeschaffung aus? Umstellung auf flexible Preise je nach Marktsituation möglich?	
Haben Sie schon konkret darüber nach-gedacht den Energieträger zu wechseln oder zu ersetzen? (Wärme durch Strom)	
Bietet Ihnen eine CO_2-freie/ärmere Versorgung sonstige Chancen? (Bessere Vermarktung der Produkte?)	

Trianel	Ingenieurbüro für Energiewirtschaft	ThEEN Thüringer Erneuerbare Energien Netzwerk e.V.

Leitfaden eines strukturierten Interviews im Rahmen des ZO.RRO - Projektes

Energieeinsatz und -Verbrauchsanalyse

Wie hoch sind Ihre monatlichen Energiekosten?	
Wie hoch ist Ihr monatlicher Energieverbrauch? (Saisonal schwankender Energieverbrauch?)	
Ist Ihr Energieverbrauch taktend oder konstant? (Lastgangdaten erforderlich)	
Wird der Lastgang einzelner Produktionslinien bzw. Produktionsmaschinen einzeln erfasst? In welchem Intervall?	
Betreiben Sie Anlagen zur Eigenstromerzeugung? (z.B. BHKW, PV)	
Wie hoch ist die monatliche Erzeugung daraus? Wie viel % Eigenverbrauch?	
Sehen Sie bereits zeitliche Flexibilitäten bei dem Betrieb Ihrer Produktionsanlagen?	
Profitieren Sie von gesetzlichen Bestimmungen? (z.B. Stromsteuergesetz)	
An welche Netzebene des Stromnetzes ist Ihr Unternehmen angebunden?	
Verfügt Ihr Unternehmen über eine eigene Transformator-Station?	
Gibt es sonstige energetische Besonderheiten in Ihrem Unternehmen?	

Branchenübergreifende Verteilung der Flexibilitäten

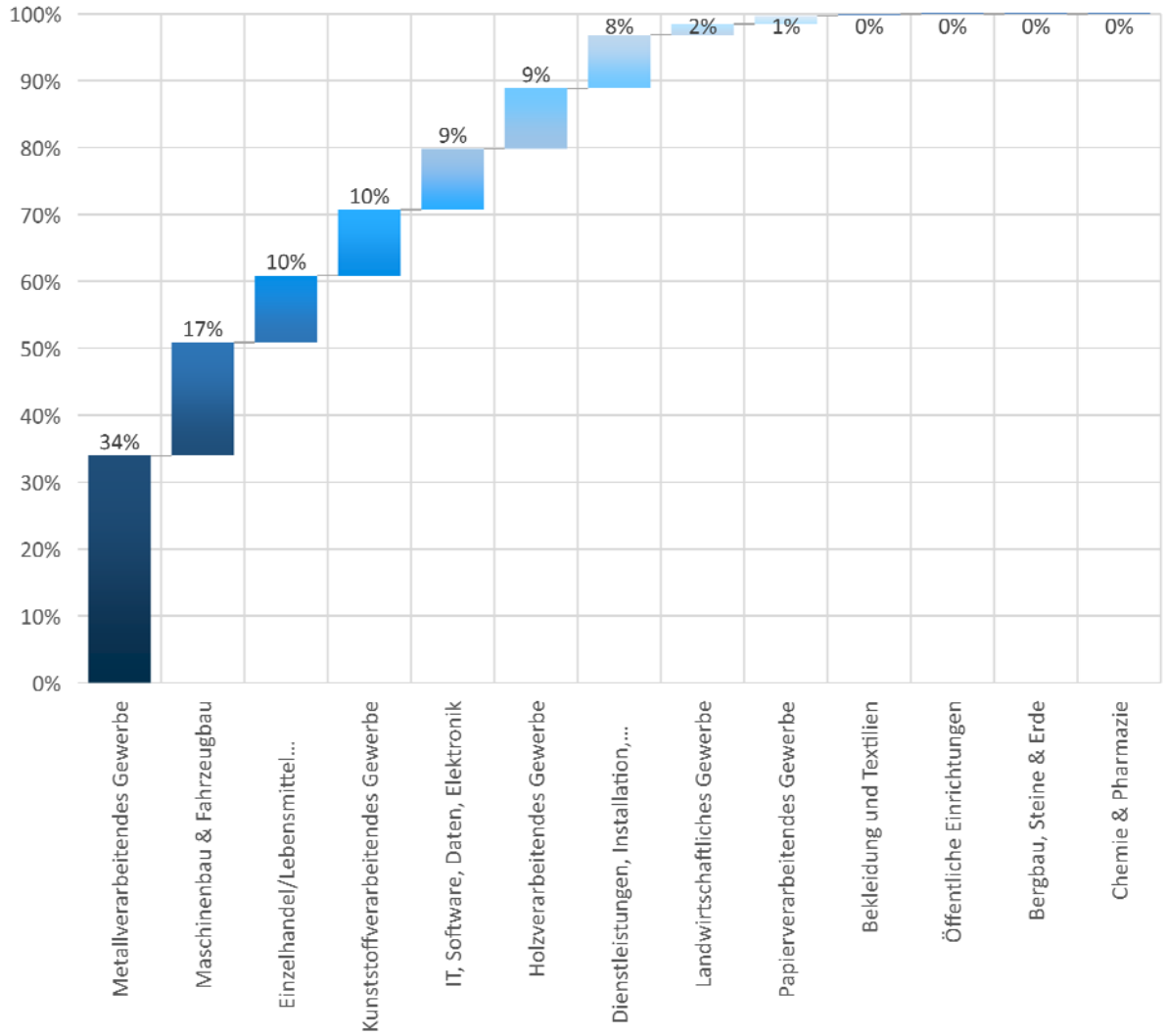


Abb. A.3: Branchenübergreifende Verteilung der Flexibilitäten

4 Literatur

[1] Deutsche Energie-Agentur GmbH, „dena Leitstudie - Integrierte Energiewende: Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050: Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050“, 2018.

[2] IER Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, „Wirtschaftliche Realisierungschancen bei der Flexibilisierung von erdgas- spezifischen Anwendungen im Wärmemarkt, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.“, 2017.

[3] Thüringer Energienetze, „Standardlastprofilverfahren Erdgas“, Erfurt.

[4] *Lastprofile AGCS - Gas Clearing and Settlement AG.* [Online]. Verfügbar unter: https://www.agcs.at/de/clearing/technisches/lastprofile/lastprofile_ab_01.04.2009 (Zugriff am: 22. August 2022).

[5] V. Wesselak, „Meilensteinbericht Fallbeispiel Thüringen“, 2019.

[6] Fraunhofer IOSB-AST und Ludwig-Bölkow-Stiftung, „Infrastrukturbedarf E-Mobilität - Analyse eines koordinierten Infrastrukturaufbaus zur Versorgung von Batterie- und Brennstoffzellen-Pkw in Deutschland“, 2019.

[7] C. Frenkel *et al., So geht's: Wie Thüringen klimaneutral wird - die Ergebnisse der Energiesystemmodellierung*. Nordhausen: Institut für Regenerative Energietechnik (in.RET), 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://nbn-resolving.org/urn:nbn:de:gbv:27-dbt-20220121-112113-006

[8] Zbigniew A. Styczynski, Dirk Uwe Sauer, „Demand-Side-Management im Strommarkt. Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Strom-versorgung 2050: ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT“, 2015.

[9] Martin Steurer, „Analyse von Demand Side Integration im Hinblick auf eine effiziente und umweltfreundliche Energieversorgung“, 2016.

[10] T. L. f. Statistik, *Thüringer Landesamt für Statistik.* [Online]. Verfügbar unter: https://statistik.thueringen.de/datenbank/default2.asp (Zugriff am: 6. Mai 2021).

[11] Deutsche Energie-Agentur GmbH, „dena-Studie Systemdienstleistungen 2030: Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien“, 2014.

[12] S. Rückbrod, S. Schlegel, D. Westermann, „Entwurf eines Konzepts zur CO2-freien Erbringung von Systemdienstleistungen unter Ausnutzung der Sektorkopplung von Strom und Gas im Kontext industrieller Verbraucher: Masterarbeit“, 2017.

[13] E. Feldhoff, S. Naumann, S. Schlegel, P. Bretschneider, D. Westermann, „Decarbonization of ancillary service provision by sector- coupled system operation“, *Cigré international Symposium - Reshaping the Electric Power System Infrastructure*, 2021.

[14] ENTSO-E, „Network Code on Load-Frequency Control and Reserves: Final Draft“, 2013.

[15] Deutsche Energie-Agentur GmbH, „Regelleistungserbringung aus dezentralen Energieanlagen: Analyse des weiteren Handlungsbedarfs der dena-Plattform Systemdienstleistungen“, 2015.

[16] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, *regelleistung.net: Internetplattform zur Vergave von Regelleistung - Datencenter.* [Online]. Verfügbar unter: https://www.regelleistung.net/ext/data/ (Zugriff am: 4. Juni 2022).

[17] GAMS Development Corporation, „General Algebraic Modeling System (GAMS): Release XX.Y.Z“, 2020.

[18] IBM, „IBM ILOG CPLEX 12 User Manual IBM Corp.“, 2020.

[19] Mathworks, *Simscape.* [Online]. Verfügbar unter: https://de.mathworks.com/products/simscape.html (Zugriff am: 6. Mai 2022).

[20] T. L. f. Statistik, *Thüringer Landesamt für Statistik.* [Online]. Verfügbar unter: https://statistik.thueringen.de/datenbank/TabAnzeige.asp?GGglied=1&GGTabelle=lk&GGTa-

belle=gem&GGTabelle=erf&GGTabelle=vg&tabelle=gg000102&startpage=99&csv=&richtung=&sortiere=&vorspalte=1&tit2=&SZDT=&anzahlH=-1&fontgr=12 (Zugriff am: 24. August 2022).

[21] Statistisches Bundesamt, *Energieerzeugung.* [Online]. Verfügbar unter: https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Energie/Erzeugung/_inhalt.html (Zugriff am: 24. August 2022).

[22] *SMARD | Marktdaten.* [Online]. Verfügbar unter: https://www.smard.de/home/downloadcenter/download-marktdaten#!?downloadAttributes=%7B%22selectedCategory%22:1,%22selectedSubCategory%22:3,%22selectedRegion%22:%2250Hertz%22,%22from%22:1660428000000,%22to%22:1661378399999,%22selectedFileType%22:%22CSV%22%7D (Zugriff am: 24. August 2022).

[23] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, *Informationsblatt CO2-Faktoren.* [Online]. Verfügbar unter: https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/eew_infoblatt_co2_faktoren_2021.pdf?__blob=publicationFile&v=5 (Zugriff am: 24. August 2022).

[24] Bundesnetzagentur Referat 615, Bundeskartellamt Arbeitsgruppe Energie-Monitoring, „Monitoringbericht 2021“, S. 64–65, 15. März 2022.

[25] Thüringer Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Technologie, „Neue Energie für Thüringen - Ergebnisse der Potenzialanalyse: Studie im Auftrag des Thüringer Ministeriums für Wirschaft, Arbeit und Technologie“, 2011. [Online]. Verfügbar unter: https://umwelt.thueringen.de/fileadmin/001_TMUEN/Unsere_Themen/Energie/Erneuerbare_Energie/neue_energie_fuer_thueringen_kurzfassung.pdf

[26] Bundesministerium für Bildung und Forschung, *Kopernikus-Projekte: SynErgie.* [Online]. Verfügbar unter: https://www.kopernikus-projekte.de/projekte/synergie (Zugriff am: 10. November 2021).

[27] R. Gunther, „Konzept der Energiesynchronisationsplattform. Diskussionspapier V3“, Sep. 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://www.kopernikus-projekte.de/lw_resource/datapool/systemfiles/elements/files/B0ED6C9438DC3D52E0537E695E86B1D7/live/document/Konzept_der_Energiesynchronisationsplattform.pdf. Zugriff am: 9. Februar 2021.

[28] F. Zimmermann, S. Eisenhauer, M. Reichart, A. Sauer, and S. Weckmann, *Das Energieflexibilitätspotenzial der deutschen Industrie: Ergebnisse aus dem Kopernikus-Projekt - Synchronisierte und energieadaptive Produktionstechnik zur flexiblen Ausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende Energieversorgung (SynErgie).* [Online]. Verfügbar unter: https://synergie-projekt.de/wp-content/uploads/2020/08/urn_nbn_de_0011-n-5659211.pdf (Zugriff am: 10. November 2021).

[29] R. Gunther, *Konzept der Energiesynchronisationsplattform. Diskussionspapier V3.* [Online]. Verfügbar unter: https://www.kopernikus-projekte.de/lw_resource/datapool/systemfiles/elements/files/B0ED6C9438DC3D52E0537E695E86B1D7/live/document/Konzept_der_Energiesynchronisationsplattform.pdf (Zugriff am: 9. Februar 2021).

[30] P. Schott, J. Sedlmeir, N. Strobel, T. Weber, G. Fridgen und E. Abele, „A Generic Data Model for Describing Flexibility in Power Markets“, *Energies*, Jg. 12, Nr. 10, S. 1893, 2019, doi: 10.3390/en12101893.

[31] A. Ulbig und G. Andersson, „Analyzing operational flexibility of electric power systems“, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Jg. 72, S. 155–164, 2015, doi: 10.1016/j.ijepes.2015.02.028.

[32] A. Jakhar, „A comprehensive review of power system flexibility“ in *2017 IEEE International Conference on Power, Control, Signals and Instrumentation Engineering (ICPCSI)*, Chennai, 2017, S. 1747–1752, doi: 10.1109/ICPCSI.2017.8392013.

[33] O. M. Babatunde, J. L. Munda und Y. Hamam, „Power system flexibility: A review“, *Energy Reports*, Jg. 6, S. 101–106, 2020, doi: 10.1016/j.egyr.2019.11.048.

[34] P. D. Lund, J. Lindgren, J. Mikkola und J. Salpakari, „Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 45, S. 785–807, 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.01.057.

[35] I. Leobner *et al.,* „Simulation-based Strategies for Smart Demand Response“, *J. sustain. dev. energy water environ. syst.*, Jg. 6, Nr. 1, S. 33–46, 2017, doi: 10.13044/j.sdewes.d5.0168.

[36] Carlos Fernandez del Valle und Emanuele Taibi, „Demand-side flexibility for power sector transformation“, 2019.
[37] VDI-Fachbereich Fabrikplanung und -betrieb, „VDI 5207 Blatt 3 - Projekt: Energieflexible Fabrik - IT-Infrastruktur zum Betrieb energieflexibler Fabriken“. [Online]. Verfügbar unter: https://www.vdi.de/richtlinien/details/vdi-5207-blatt-3-energieflexible-fabrik-it-infrastruktur-zum-betrieb-energieflexibler-fabriken. Zugriff am: 12. Oktober 2021.
[38] VDI-Fachbereich Fabrikplanung und -betrieb, „VDI 5207 Blatt 2 - Entwurf: Energieflexible Fabrik - Identifikation und technische Bewertung“. [Online]. Verfügbar unter: https://www.vdi.de/richtlinien/details/vdi-5207-blatt-2-energieflexible-fabrik-identifikation-und-technische-bewertung. Zugriff am: 2. Januar 2021.
[39] VDI-Fachbereich Fabrikplanung und -betrieb, *VDI 5207 Blatt 1: Energieflexible Fabrik - Grundlagen.* [Online]. Verfügbar unter: https://www.vdi.de/richtlinien/details/vdi-5207-blatt-1-energieflexible-fabrik-grundlagen (Zugriff am: 12. Oktober 2021).
[40] VDI-Fachbereich Fabrikplanung und -betrieb, *VDI 5207 Blatt 1: Energieflexible Fabrik - Grundlagen.* [Online]. Verfügbar unter: https://www.vdi.de/richtlinien/details/vdi-5207-blatt-1-energieflexible-fabrik-grundlagen (Zugriff am: 12. Oktober 2021).
[41] VDI-Fachbereich Fabrikplanung und -betrieb, *VDI 5207 Blatt 2 - Entwurf: Energieflexible Fabrik - Identifikation und technische Bewertung.* [Online]. Verfügbar unter: https://www.vdi.de/richtlinien/details/vdi-5207-blatt-2-energieflexible-fabrik-identifikation-und-technische-bewertung (Zugriff am: 10. November 2021).
[42] VDI-Fachbereich Fabrikplanung und -betrieb, *VDI 5207 Blatt 3 - Projekt: Energieflexible Fabrik - IT-Infrastruktur zum Betrieb energieflexibler Fabriken.* [Online]. Verfügbar unter: https://www.vdi.de/richtlinien/details/vdi-5207-blatt-3-energieflexible-fabrik-it-infrastruktur-zum-betrieb-energieflexibler-fabriken (Zugriff am: 12. Oktober 2021).
[43] *Live 24/7 CO_2 emissions of electricity consumption.* [Online]. Verfügbar unter: https://app.electricitymap.org/map (Zugriff am: 6. Juli 2022).
[44] *Day-ahead-Prices.* [Online]. Verfügbar unter: https://transparency.entsoe.eu/transmission-domain/r2/dayAheadPrices/show (Zugriff am: 26. Januar 2021).
[45] Bundesministerium für Finanzen, *AfA-Tabelle für die allgemein verwendbaren Anlagengüter (AfA-Tabelle "AV").* [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Themen/Steuern/Weitere_Steuerthemen/Betriebspruefung/AfA-Tabellen/Ergaenzende-AfA-Tabellen/AfA-Tabelle_AV.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (Zugriff am: 21. Juli 2021).
[46] BDEW, *BDEW-Gaspreisanalyse April 2022: Die BDEW-Gaspreisanalyse zeigt die aktuelle Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden in Deutschland.* [Online]. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-gaspreisanalyse/ (Zugriff am: 23. Juni 2021).
[47] BDEW, *BDEW-Strompreisanalyse April 2022: Die BDEW-Strompreisanalyse zeigt die aktuelle Entwicklung der Strompreise in Deutschland.* [Online]. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/ (Zugriff am: 23. Juni 2021).
[48] Deutsche Energie-Agentur GmbH, „Regulatorischer Handlungsbedarf zur Erschließung und Nutzung netzdienlicher Flexibilität“. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/Dena-ANALYSE_Regulatorischer_Handlungsbedarf_zur_Erschliessung_und_Nutzung_netzdienlicher_Flexibilitaet.pdf
[49] Deutsche Energie-Agentur GmbH, „Regulatorischer Handlungsbedarf zur Erschließung und Nutzung netzdienlicher Flexibilität“. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/Dena-ANALYSE_Regulatorischer_Handlungsbedarf_zur_Erschliessung_und_Nutzung_netzdienlicher_Flexibilitaet.pdf
[50] Averdung Ingenieurgesellschaft mbH, „FLEXINDUSTRIE POTENZIALE DER INDUSTRIE (NORDDEUTSCHLANDS) ALS MITGESTALTER DER ENERGIEWENDE“, 2018. [Online]. Verfügbar unter: https://docplayer.org/143794850-Erneuerbare-energien-hamburg-cluster-agentur-flexindustrie-potenziale-der-industrie-norddeutschlands-als-mitgestalter-der-energiewende.html

[51] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., „Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz“, 2017. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/20170210_Konkretisierung-Ampelkonzept-Smart-Grids.pdf
[52] Christoph Schlenzig und Sabrina Merkel-Malkowski, „Flexibilitätsvermarktung als Geschäftsmodell der Zukunft: IKT und Big Data als Erfolgsfaktoren“, 2016. [Online]. Verfügbar unter: https://www.seven2one.de/wp-content/uploads/2016-12-15-flexibilitaetsvermarktung-et.pdf
[53] Verband kommunaler Unternehmen e. V., „FLEXIBILITÄTSVERMARKTUNG Handlungsleitfaden für Stadtwerk“, 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://www.vku.de/themen/energiewende/flexibilitaetsvermarktung-handlungsleitfaden-fuer-stadtwerke-veroeffentlicht/
[54] T. Ladwig, „Demand Side Management in Deutschland zur Systemintegration erneuerbarer Energien“. Dissertation, Technische Universität Dresden, Dresden. [Online]. Verfügbar unter: http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-236074
[55] Deutsche Energie-Agentur GmbH, „Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung“, 2017. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9191_dena_Netzflexstudie.pdf
[56] M. &. S. I. Sterner, „Energiespeicher- Bedarf, Technologien, Integration“, *Heidelberg, Springer Vieweg*, 2017.
[57] IER Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, „Wirtschaftliche Realisierungschancen bei der Flexibilisierung von erdgas- spezifischen Anwendungen im Wärmemarkt“, *BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.*, 2017.
[58] ARGE Untergrundspeicher Thüringen, „Potenzialstudie: Untergrundspeicher in Thüringen, Systemkomponenten zur Verbesserung der Grundlastfähigkeit Erneuerbarer Energien“, 2014.
[59] C. Frenkel, L. Hofmann, J. Liebe, A. Oberdorfer, T. Rheinhardt, C. Schmidt, S. Voswinckel, V. Wesselak, „Abschlussbericht: So geht's: Wie Thüringen klimaneutral wird - die Ergebnisse der Energiesystemmodellierung“, 2021.
[60] P. Elsner, M. Fischedick und D. U. Sauer, „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Technologien - Szenarien - Systemzusammenhänge“, 2015.
[61] Fraunhofer ISE, „Was kostet die Energiewende? Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050“, 2015.
[62] Agora Energiewende, „Erneuerbare vs. fossile Stromsysteme: ein Kostenvergleich“, 2017.
[63] dena Leitstudie, „Integrierte Energiewende: Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050“, 2018.

Berichtsblatt

1. ISBN oder ISSN	2. Berichtsart (Schlussbericht oder Veröffentlichung) Schlussbericht
3. Titel Schlussbericht: „ZO.RRO – Zero Carbon Cross Energy System – Transformation des Energiesystems am Fallbeispiel Thüringen“	
4. Autor(en) [Name(n), Vorname(n)] Westermann, Dirk (TUIL) Schlegel, Steffen (TUIL) Feldhoff, Elisabeth (TUIL) Winkelkotte Martin (TUIL) Bretschneider, Peter (AST) Naumann, Steffi (AST) Sauerbrey, Juliane (AST) Schramm, Dirk (IfE) Mansilla, Axel (IfE) Becker, Thomas (KCS) Schröder, Tim (TRI) Schmallenbach, Lutz (TRI)	5. Abschlussdatum des Vorhabens 30.06.2022 6. Veröffentlichungsdatum 31.12.2022 7. Form der Publikation Schlussbericht
8. Durchführende Institution(en) (Name, Adresse) Technische Universität Ilmenau, Thüringer Energieforschungsinstitut, Ehrenbergstraße 29, 98693 Ilmenau (**TUIL**) Fraunhofer IOSB-AST, Institutsteil Angewandte Systemtechnik des Fraunhofer IOSB, Am Vogelherd 90, 98693 Ilmenau (**AST**) KoCoS Messtechnik AG, Südring 42, 34497 Korbach (**KCS**) Trianel GmbH, Krefelder Straße 203, 52070 Aachen (**TRI**) IfE EnergieConsult GmbH, Hallenburgstraße 32A, 98587 Steinbach-Hallenberg (**IfE**)	9. Ber. Nr. Durchführende Institution Schlussbericht Nr. 1 10. Förderkennzeichen 03ET4080A, 03ET4080B, 03ET4080C, 03ET4080D, 03ET4080E 11. Seitenzahl 157
12. Fördernde Institution (Name, Adresse) Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) 53107 Bonn	13. Literaturangaben 63 14. Tabellen 30 15. Abbildungen 58
16. Zusätzliche Angaben -	
17. Vorgelegt bei (Titel, Ort, Datum) -	

18. Kurzfassung

Die Motivation für das Projekt ZO.RRO war zu analysieren, inwieweit der sektorenübergreifende Ansatz die Möglichkeit für die Erschließung zukünftiger Flexibilität bietet, um das Energieversorgungssystem zu dekarbonisieren. Während heute die Energiebeschaffung bereits bilanziell CO2-freie Energie bereithält, sind für den Betrieb der Netzinfrastruktur noch CO2-emittierende Erzeugungsanlagen erforderlich. Die bestehenden Dienstleistungen innerhalb der Energiesektoren entwickeln sich perspektivisch sowohl markt- als auch sektorenübergreifend weiter. Der regionale Ausgleich zwischen lokaler Erzeugung und lokalem Bedarf wird von wachsender Bedeutung sein mit dem positiven Nebeneffekt, zur regionalen Wertschöpfung beizutragen. Die Entwicklung eines sicheren, kostengünstigen und klimaneutralen Energieversorgungsystems stellt umfassende Herausforderungen dar. Das Projekt ZO.RRO hat an diesem Punkt angesetzt und am Fallbeispiel Thüringen untersucht wie Erzeuger und Verbraucher in einem optimalen System interagieren und davon profitieren können.

In ZO.RRO wurde anhand von Thüringen gezeigt, wie unter Ausnutzung regionaler Erzeugungsanlagen und zusätzlicher Flexibilitätsoptionen, die für den sicheren Netzbetrieb erforderlichen Systemdienstleistungen CO2-frei erbracht werden können. Der Schwerpunkt lag dabei auf der Untersuchung der energetischen Flexibilisierungspotenziale im Industriesektor.

Dazu gehörte im Rahmen des Forschungsvorhabens die konzeptionelle Erarbeitung, simulative Untersuchung und Vorbereitung der beispielhaften Umsetzung eines sektorenübergreifenden Energieversorgungssystems zur Gewährleistung einer CO2-minimalen Produktion am Fallbeispiel Thüringen.

Das Forschungsvorhaben wurde erfolgreich abgeschlossen und die Ziele erreicht.

19. Schlagwörter Dekarbonisierung, Energiesystemplanung, Flexibilität, Industrie, Sektorenkopplung, Systemdienstleistungen	
20. Verlag -	21. Preis -

Document Control Sheet

1. ISBN or ISSN	2. type of document (e.g. report, publication) Report
3. title Final Report: „ZO.RRO – Zero Carbon Cross Energy System - Transformation des Energiesystems am Fallbeispiel Thüringen“	
4. author(s) (family name, first name(s)) Westermann, Dirk (TUIL) Schlegel, Steffen (TUIL) Feldhoff, Elisabeth (TUIL) Winkelkotte Martin (TUIL) Bretschneider, Peter (AST) Naumann, Steffi (AST) Sauerbrey, Juliane (AST) Schramm, Dirk (IfE) Mansilla, Axel (IfE) Becker, Thomas (KCS) Schröder, Tim (TRI) Schmallenbach, Lutz (TRI)	5. end of project 30.06.2022 6. publication date 31.12.2022 7. form of publication Final Report
8. performing organization(s) (name, address) Technische Universität Ilmenau, Thüringer Energieforschungsinstitut, Ehrenbergstraße 29, 98693 Ilmenau (**TUIL**) Fraunhofer IOSB-AST, Institutsteil Angewandte Systemtechnik des Fraunhofer IOSB, Am Vogelherd 90, 98693 Ilmenau (**AST**) KoCoS Messtechnik AG, Südring 42, 34497 Korbach (**KCS**) Trianel GmbH, Krefelder Straße 203, 52070 Aachen (**TRI**) IfE EnergieConsult GmbH, Hallenburgstraße 32A, 98587 Steinbach-Hallenberg (**IfE**)	9. originator’s report no. Final Report No. 1 10. reference no. 03ET4080A, 03ET4080B, 03ET4080C, 03ET4080D, 03ET4080E 11. no. of pages 157
12. sponsoring agency (name, address) Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) 53107 Bonn	13. no. of references 63 14. no. of tables 30 15. no. of figures 58
16. supplementary notes -	
17. presented at (title, place, date) -	

18. abstract

The motivation for the ZO.RRO project was analyzing the extent to which the cross-sectoral approach offers the possibility for the development of future flexibility to decarbonize the energy supply system. While today energy procurement already provides on-balance CO2-free energy, CO2-emitting generation plants are still required to operate the grid infrastructure. Existing services within the energy sectors are evolving in perspective across both markets and sectors. Regional balancing between local generation and local demand will be of growing importance with the positive side effect of contributing to regional value creation. The development of a secure, cost-effective and climate-neutral energy supply system presents comprehensive challenges. The project ZO.RRO started at this point and investigated how producers and consumers can interact and profit from an optimal system using Thuringia as a case study.

ZO.RRO showed how the ancillary services required for secure grid operation can be provided CO2-free by utilizing regional generation plants and additional flexibility options using Thuringia as an example. The focus was on investigating the potential for energy flexibilization in the industrial sector.

Within the framework of the research project, this included the conceptual development, simulative investigation and preparation of the exemplary implementation of a cross-sectoral energy supply system to ensure CO2-minimal production.

The research project was successfully completed and the objectives achieved.

19. keywords
Decarbonization, energy system planning, flexibility, industry, sector coupling, ancillary services

20. publisher -	21. price -