



Alexander Sauer
Hans Ulrich Buhl
Alexander Mitsos
Matthias Weigold

ENERGIEFLEXIBILITÄT IN DER DEUTSCHEN INDUSTRIE

Band 3: Energieflexibilität in der Praxis

KOPERNIKUS
SynErgie **PROJEKTE**
Die Zukunft unserer Energie

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Forschung, Technologie
und Raumfahrt

Alexander Sauer
Hans Ulrich Buhl
Alexander Mitsos
Matthias Weigold

ENERGIEFLEXIBILITÄT IN DER DEUTSCHEN INDUSTRIE

Band 3: Energieflexibilität in der Praxis



Gefördert durch:



Bundesministerium
für Forschung, Technologie
und Raumfahrt

Aus Gründen der besseren Lesbarkeit wird bei Personenbezeichnungen und personenbezogenen Begriffen in diesem Buch das generische Maskulinum verwendet. Entsprechende Begriffe gelten im Sinne der Gleichbehandlung grundsätzlich für alle Geschlechter. Die verkürzte Sprachform hat nur redaktionelle Gründe und beinhaltet keine Wertung.



Vorwort der Herausgeber

Liebe Leserinnen und Leser,

die europäische Klimapolitik verfolgt das Ziel, die Treibhausgasemissionen in allen Sektoren schrittweise zu reduzieren und bis zur Mitte des Jahrhunderts Klimaneutralität zu erreichen. Deutschland leitet daraus den Auftrag ab, den Anteil erneuerbarer Energien im Stromsystem substanziell zu erhöhen und fossile Abhängigkeiten konsequent zu reduzieren. Der Übergang zu einem weitgehend regenerativen Energiesystem stellt dabei eine zentrale Voraussetzung für die Dekarbonisierung der produzierenden Industrie dar. Dies erfolgt maßgeblich durch den Ausstieg aus fossilen Energieträgern und den beschleunigten Ausbau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten. Im Jahr 2024 lag der Anteil erneuerbarer Energien bereits bei rund 54 Prozent der Bruttostromerzeugung. Die damit verbundene Volatilität führt jedoch zu zunehmenden Markt- und Netzbelastungen: So wurden 2024 insgesamt 457 Stunden mit negativen Strompreisen verzeichnet, die vor allem in Phasen hoher Einspeisung aus Wind- und Photovoltaikanlagen bei gleichzeitig geringer Nachfrage auftreten. Gleichzeitig beliefen sich die Kosten für Redispatch-Maßnahmen im Jahr 2023 auf rund 3,1 Mrd. Euro. Diese Kennzahlen verdeutlichen die Notwendigkeit, die Nachfrageflexibilität in der Industrie systematisch zu erschließen.

Seit 2016 adressieren die Kopernikus-Projekte des Bundesministeriums für Bildung und Forschung diese Herausforderung. Ariadne, ENSURE, P2X und SynErgie bündeln wissenschaftliche, wirtschaftliche und gesellschaftliche Kompetenzen zur Transformation des Energiesystems. Das Projekt SynErgie hat dabei untersucht, wie Industriebetriebe ihre Lastprofile bedarfsgerecht anpassen können.

In der ersten Förderphase (2016–2019) wurden die methodischen und begrifflichen Grundlagen für die systematische Umsetzung von Energieflexibilitätsmaßnahmen gelegt. Im Fokus standen die Identifikation, Kategorisierung und Bewertung industrieller Energieflexibilitätspotenziale, die Entwicklung erster Analysewerkzeuge sowie die Erprobung prototypischer Anwendungsfälle in verschiedenen Branchen.

Die zweite Förderphase (2019–2023) konzentrierte sich auf die technische Umsetzung und Validierung unter realen industriellen Bedingungen. In zahlreichen Demonstrationsprojekten – unter anderem in der Metall-, Papier-, Chemie-, Lebensmittel- und Elektronikindustrie – wurde gezeigt, wie sich Energieflexibilitätsmaßnahmen konkret realisieren lassen. Ergänzend wurden zentrale digitale Werkzeuge wie die Energiesynchronisationsplattform und das Energieflexibilitätsdatenmodell entwickelt, um standardisierte Schnittstellen und Dienste für die Marktintegration bereitzustellen.

Die dritte Förderphase (2023–2026) konzentriert sich auf den Transfer entwickelter Konzepte, Technologien und Lösungen für Energieflexible Fabriken: von den in Labor und Technikum vorliegenden Größenordnungen zum industriellen Maßstab. Damit verlagert sich der Schwerpunkt von der technologieorientierten Grundlagenarbeit hin zur skalierbaren Anwendung im industriellen Umfeld. Ein Schwerpunkt liegt auf der Technologieentwicklung: Es werden zusätzliche Energieflexibilitätspotenziale erschlossen, die in früheren Phasen ungenutzt blieben. Hierzu werden materialfluss- und energieflussbasierte Technologien systematisch auf höhere Technology-Readiness-Level überführt, um ihre breite Anwendbarkeit in der Industrie zu gewährleisten. Die Umsetzung baut auf den viel-

versprechendsten Maßnahmen der Vorphasen auf. In Pilotprojekten mit Industriepartnern werden die Maßnahmen Energiespeicherung, Energieträgerwechsel und Anpassung von Prozessparametern umgesetzt und in industriellen Einzelstandorten sowie Industriequartieren im Kontext der Sektorkopplung validiert, um eine branchenübergreifende Übertragbarkeit sicherzustellen. Die Digitalisierung zielt auf die Automatisierung der Bereitstellung von Energieflexibilität in der fertigen Industrie. Die in SynErgie entwickelte Energiesynchronisationsplattform und das Energieflexibilitätsdatenmodell werden in diverse Plattformen und Services integriert und in einschlägige Standardisierungsprozesse eingebracht. Aufgrund der hohen Relevanz für die Energiewende wurde SynErgie 2023 als Leuchtturmprojekt der Digitalstrategie der Bundesregierung ausgezeichnet.

Die Vermarktung adressiert ökonomische, rechtliche und gesellschaftliche Rahmenbedingungen, um betriebswirtschaftlich tragfähige Geschäftsmodelle für industrielle Energieflexibilität zu etablieren und mit bestehenden Marktmechanismen zu verknüpfen.

Entwickelte Lösungen werden in realen Produktionsumgebungen validiert, automatisierte Dienste zur Energieflexibilität in bestehende Industrie-4.0-Ökosysteme und Plattformen integriert und regulatorische Randbedingungen für eine wirtschaftliche Vermarktung geprüft. Die Energiesynchronisationsplattform bildet hierbei die digitale Infrastruktur für eine markt- und netzdienliche Orchestrierung flexibler Lasten in der Industrie.

Zentraler Demonstrationsraum der dritten Förderphase ist die Energieflexible Modellregion Augsburg, die in dieser Phase die Entwicklung von einem Demonstrationsfeld hin zu einem Reallabor für regulatorisches Lernen vollzieht. In dieser Region werden Produktionsprozesse, Infrastrukturen, digitale Dienste und regionale Marktmodelle unter realen Betriebsbedingungen verknüpft. Ingenieurwissenschaften, Informationstechnik und Betriebswirtschaft wirken eng zusammen, um technische Funktionsfähigkeit, wirtschaftliche Tragfähigkeit und gesellschaftliche Akzeptanz simultan zu bewerten und weiterzuentwickeln.

Mit dem vorliegenden dritten Band der Reihe »Energieflexibilität in der deutschen Industrie« dokumentieren wir aufbauend auf den ersten beiden Bänden wesentliche Ergebnisse dieser Transfer- und Demonstrationsphase. Im Mittelpunkt stehen praxiserprobte Verfahren zum flexiblen Betrieb energieintensiver Prozesse, Umsetzungsbeispiele von Energieflexiblen Fabriken, Ansätze zur automatisierten Erfassung und Steuerung von industrieller Energieflexibilität, Konzepte für regionale und nationale Vermarktungsmodelle sowie Befunde zu regulatorischen Anpassungsbedarfen.

Wir danken dem Bundesministerium für Forschung, Technologie und Raumfahrt sowie allen Projektpartnern für die Zusammenarbeit und wünschen Ihnen eine erkenntnisreiche Lektüre.

Mit freundlichen Grüßen

Alexander Sauer Hans Ulrich Buhl Alexander Mitsos Matthias Weigold



Die Herausgeber



© Fraunhofer IPA/Rainer Bez

Prof. Dr.-Ing. Dipl.-Kfm. **Alexander Sauer**, Jahrgang 1976, ist Direktor des Instituts für Energieeffizienz in der Produktion (EEP) der Universität Stuttgart sowie Mitglied der Institutsleitung des Fraunhofer-Instituts für Produktionstechnik und Automatisierung IPA.

Er hat an der RWTH Aachen Maschinenbau und Betriebswirtschaftslehre studiert, am WZL der RWTH Aachen promoviert und dort, zuletzt als Oberingenieur, verschiedene nationale und internationale Forschungs- und Industrieprojekte geleitet. Anschließend war er verantwortliches Mitglied der Geschäftsleitung eines internationalen Automobilzulieferunternehmens für den Bereich Operations. Alexander Sauer folgte vor seinem

Wechsel nach Stuttgart einem Ruf an die Hochschule München, der mit der Leitung des Labors für angewandte Fertigungstechnik verbunden war. Seine Forschungsschwerpunkte liegen im Bereich des Produktionsmanagements sowie der energie- und ressourceneffizienten Produktion.

Prof. Sauer ist Autor zahlreicher Publikationen und national sowie international in verschiedenen Beiratsfunktionen und Gutachtergremien engagiert. Gemeinsam mit Prof. Abele leitete Prof. Sauer die erste dreijährige Förderphase des Kopernikus-Projekts SynErgie. Mit der Verabschiedung von Prof. Abele in den Ruhestand und dem Beginn der zweiten Förderphase hat er als Sprecher die alleinige Leitung des Projekts übernommen.



© FIM/FIT – Timo Grüneke

Dr. **Hans Ulrich Buhl**, 1955 in Esslingen geboren, ist Professor für BWL, Wirtschaftsinformatik, Finanz- & Informationsmanagement. Seit 2001 baute er als wissenschaftlicher Leiter das von der bayerischen Staatskanzlei eingerichtete Kernkompetenzzentrum Finanz- & Informationsmanagement (FIM) und zusätzlich seit 2011 den Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT in Augsburg und Bayreuth auf. Er ist beiden Einrichtungen weiterhin eng verbunden.

Prof. Buhl studierte von 1976 bis 1981 Wirtschaftsingenieurwesen an der Universität Karlsruhe sowie Industrial Engineering and Operations Research an der University of California in Berkeley, USA. 1980 erfolgte der Abschluss als Master of Science in Berkeley und 1981 die Prüfung zum Diplom-Wirtschaftsingenieur (Informatik/OR) in Karlsruhe. Dort promovierte er 1982 und habilitierte sich 1985 mit Arbeiten über Anwendungen der dynamischen Optimierung auf volks- und betriebswirtschaftliche Problemstellungen. Nach sieben Jahren in der Praxis bei IBM und einem ersten Lehrstuhl in Gießen hatte er von August 1994 bis September 2021

einen Lehrstuhl an der Universität Augsburg inne. Daneben war Hans Ulrich Buhl von 2004 bis 2021 federführender Wissenschaftler und Vorsitzender des Boards des vom Elitenetzwerk Bayern und zehn renommierten Praxispartnern (darunter Allianz, Hilti, Infineon, KPMG, Kuka, MAN Energy Solutions, Oetker-Gruppe und ZEISS) geförderten Elitenetzwerk-Studiengangs »Finanz- & Informationsmanagement« der TU München, Universität Augsburg und Universität Bayreuth. Das CHE-Ranking zeichnete dieses Programm wiederholt als besten Masterstudiengang aus.

Von 2014 bis 2022 war Prof. Buhl Fachkollegiat für Betriebswirtschaftslehre der Deutschen Forschungsgemeinschaft (DFG). Im Verband der Hochschullehrerinnen und Hochschullehrer für Betriebswirtschaft (VHB) wurde er 2017 bzw. 2018 jeweils einstimmig in den Gesamtvorstand bzw. zum stellvertretenden Vorsitzenden und 2020 einstimmig zum Vorsitzenden des Gesamtvorstandes des VHB gewählt. Zudem ist er VHB Ehrenmitglied und Fellow der Gesellschaft für Informatik (GI). Er ist Mitglied der wissenschaftlichen Kommission Wirtschaftsinformatik (WKWI) und des Kuratoriums der Bayerischen EliteAkademie. Seine Forschung konzentriert er aktuell insbesondere auf die Bereiche Digital Energy & Smart Districts.

Im Rahmen des Kopernikus-Projekts SynErgie verantwortet Prof. Buhl den Strang Flexibilitätsvermarktung sowie die Modellregion Augsburg. Darüber hinaus ist er innerhalb des Projekts auch für die Verknüpfung zur Wasserstoffwirtschaft zuständig. Parallel zu diesen Funktionen leitet er auch Industrieprojekte zu den Themen Energiemanagement und Wasserstoff am FIM/FIT.



© Martin Braun Fotografie

Alexander Mitsos ist Professor am Lehrstuhl für Systemverfahrenstechnik der Aachener Verfahrenstechnik (AVT) an der RWTH Aachen University sowie Direktor des ICE-1 (Energiesystemtechnik) am Forschungszentrum Jülich. Prof. Mitsos engagiert sich in zahlreichen nationalen und internationalen Berufungskommissionen und Gremien als Fachgutachter. Als Autor veröffentlicht er zahlreich in renommierten Fachzeitschriften. Seit 2018 ist er Editor des Elsevier Journals »Computers & Chemical Engineering« und Mitglied des Editorial Boards des »AAAS Science Advances«.

Prof. Mitsos erhielt 1999 das Diplom für Chemieingenieurwesen an der Universität Karlsruhe und promovierte 2006 am Massachusetts Institute of Technology (MIT) auf dem Gebiet der Systemverfahrenstechnik. Nach Positionen als Senior Engineer in der RES Group Inc. (2006 bis 2007) und als Junior Research Group Leader am AICES, RWTH Aachen University (2008), war Prof. Mitsos von 2009 bis 2012 Assistant Professor am Department of Mechanical Engineering des MIT. 2012 folgte er dem Ruf der RWTH Aachen.



Die Forschungsschwerpunkte von Alexander Mitsos sind einerseits optimale Entwicklung und Betriebsführung chemischer und biotechnologischer Prozesse und Energiesysteme, andererseits Theorie und Algorithmen für deterministische globale Optimierung. Dazu werden Methoden aus Data Science und Machine Learning eingesetzt und weiterentwickelt.

Im Rahmen des Kopernikus-Projekts SynErgie verantwortet Prof. Mitsos diverse Teilprojekte, zunächst im Cluster »Schlüsselproduktionsprozesse« sowie zuletzt im Strang »Flexibilitätstechnologieentwicklung«.



©PTW/S. Scheibner

Prof. Dr.-Ing. **Matthias Weigold**, Jahrgang 1977, hat Maschinenbau an der TU Darmstadt studiert. Während seiner Promotion am Institut für Produktionsmanagement, Technologie und Werkzeugmaschinen (PTW) der TU Darmstadt forschte er in den Bereichen Automatisierungstechnik und Fertigungstechnologieentwicklung.

Heute ist Prof. Weigold Leiter des PTW. Zuvor war er bei der Heidelberger Druckmaschinen AG und bei der SAP SE im Bereich Digital Manufacturing in führenden Funktionen tätig. Seine Forschungsaktivitäten sind auf Digitalisierung der Produktion, Fertigungstechnologieentwicklung und klimaneutrale Produktion ausgerichtet. Er verantwortet die Aktivitäten der

ETA-Fabrik (Ergietechnologien und Anwendungen in der Produktion) sowie des Fertigungstechnologiebereichs des PTW.

Prof. Weigold engagiert sich in unterschiedlichen nationalen und internationalen Gutachtergremien und ist Autor zahlreicher Publikationen, u. a. im Bereich der energieflexiblen und energetisch optimierten Produktion. Im Kopernikus-Projekt SynErgie leitet er den Strang »Flexibilitätsumsetzung«.

Inhalt

	Vorwort der Herausgeber	3
<hr/>		
A	Strategien zur Förderung industrieller Energieflexibilität	17
	Einführung	18
	Autorenverzeichnis	20
	Literatur	21
<hr/>		
A.1	Unternehmensperspektive	25
	Management Summary	26
	Autorenverzeichnis	26
1	Einführung	27
	1.1 Hohe Energiekosten belasten den Wirtschaftsstandort Deutschland	27
	1.2 Energieflexibilität als Faktor unternehmerischer Wirtschaftlichkeit	28
2	Energieflexibilitätpotenziale in Unternehmen	29
	2.1 Der Begriff der Energieflexibilität und seiner Potenziale	29
	2.2 Vorgehen zur energetischen Flexibilisierung	30
	2.3 Identifikation technischer Potenziale	31
	2.4 Identifikation wirtschaftlicher Potenziale und Möglichkeiten der Vermarktung	33
3	Beispiele für verschiedene Unternehmensperspektiven	36
	3.1 Innerbetriebliche Optimierung inkl. Sektorenkopplung	36
	3.2 Großhandel und Systemdienstleistungen: Energieflexibilitätsnutzung bei UPM	38
	3.3 Außerhalb der Märkte & Erzeugung zukünftiger Energieträger	40
4	Literatur	43
<hr/>		
A.2	Unternehmensübergreifende Perspektive	49
	Management Summary	50
	Autorenverzeichnis	51
1	Einführung	52



2	Unternehmensübergreifende Zusammenarbeit in Quartieren	52
2.1	Quartier	52
2.2	Energieflexible Stromversorgung im Quartier	53
2.3	Energieflexible Wärmeversorgung im Quartier	54
2.4	Praxisbeispiel: Stadtbach-Industriequartier	57
2.5	Praxisbeispiel: FlexQuartier Ungerhausen	60
3	Unternehmensübergreifende Energieflexibilitätpotenziale und -perspektiven in der deutschen Industrie	61
3.1	Industrielle Energieflexibilität in Deutschland	61
3.2	Aggregation der industriellen Energieflexibilitätpotenziale in Deutschland	61
3.3	Potenziale und Perspektiven industrieller Energieflexibilität	62
4	Literatur	69

A.3 Regionale Perspektive **73**

	Management Summary	74
	Autorenverzeichnis	75
1	Einführung	76
1.1	Rahmenbedingungen bei der regionalen Umsetzung von Energieflexibilität	76
1.2	Lokale Flexibilitätsmärkte	80
2	Energieflexible Modellregion Augsburg	83
2.1	Einführung in die Energieflexible Modellregion Augsburg	83
2.2	Demonstrationsvorhaben in der Energieflexiblen Modellregion Augsburg	84
2.3	Ein Reallabor mit Experimentierklauseln in der Energieflexiblen Modellregion Augsburg	85
3	Literatur	87

A.4 Nationale Perspektive **91**

	Management Summary	92
	Autorenverzeichnis	92
1	Einführung	93
1.1	Externer Regulierungsdruck durch die EU	94
1.2	Interner Handlungsdruck: Ineffizienzen und Herausforderungen	95

1.3	Politische Rahmenbedingungen	97
1.4	Evolution statt Revolution – Reformpfade im Strommarktdesign	97
2	Koordinierte Anreize für das Gelingen der Energiewende	99
2.1	Zusammensetzung des Strompreises	99
2.2	Das gegenwärtige Strommarktdesign in Deutschland	100
2.3	Nodale und zonale Bepreisung	101
3	Lokale Flexibilitätsmärkte	103
3.1	Vereinigtes Königreich: UK Flexibility	103
3.2	Niederlande: GOPACS	104
4	Zeitlich und örtlich differenzierte Netzentgelte	105
5	Literatur	108
<hr/>		
A.5	Internationale Perspektive	113
	Management Summary	114
	Autorenverzeichnis	114
1	Einführung	115
2	Konzeptionelle Grundlagen	117
2.1	Fragebögen	117
2.2	Branchenspezifische und branchenübergreifende Energieflexibilitätstechnologien	117
3	Marktanalyse und Geschäftsmodellentwicklung	118
3.1	Geschäftsmodellziele der befragten Unternehmen	119
3.2	Arten der Energieflexibilitätsmaßnahmen	121
3.3	Energiewirtschaftliche Anforderungsprofile	123
3.4	Strommärkte als Zielmärkte für Energieflexibilitätsmaßnahmen	123
4	Perspektiven der Unternehmen	126
4.1	Nationale Perspektiven	126
4.2	Internationale Perspektiven	127
4.3	Unterschiede zwischen national und international fokussierten Unternehmen	128
5	Fazit und Ausblick	129
6	Literatur	131



B	Energieflexibilität und Digitalisierung	133
	Einführung	134
	Autorenverzeichnis	136
	Literatur	136
<hr/>		
B.1	Energieflexibilitätsdatenmodell	139
	Management Summary	140
	Autorenverzeichnis	140
1	Energieflexibilitätsdatenmodell	141
1.1	Kontext und Struktur	141
1.2	Klassen des Energieflexibilitätsdatenmodells	143
1.3	Erweiterungen im Energieflexibilitätsdatenmodell	144
1.4	Webapplikation EFDM-GUI	147
2	Literatur	147
<hr/>		
B.2	Energiesynchronisationsplattform	151
	Management Summary	152
	Autorenverzeichnis	152
1	Energiesynchronisationsplattform	153
1.1	Umsetzung energieflexibler IIoT-Plattformen als Unternehmensplattform	154
1.2	Erweiterter Aufbau der Unternehmensplattform	157
1.3	Anwendung des EFDM in der Unternehmensplattform	159
1.4	Standardisierte Schnittstellen der Unternehmensplattform	163
2	Literatur	166
<hr/>		
B.3	Skalierbarkeit von Energieflexibilität in der Praxis	169
	Management Summary	170
	Autoren	170
1	Einleitung	171
2	OPC UA Standardisierung – Machinery Building Block Energy Management und Domänenmodell für Reinigungsanlagen	172
3	Verwaltungsschale für Energieflexibilitätsdatenmodelle	174
3.1	Grundprinzip der Verwaltungsschale (AAS)	174

3.2	EFDM-Standardisierung	174
3.3	Grundlagen und Datenmodell für Energieflexibilität	175
3.4	Technische Umsetzung und Anbindung an den Energiemarkt	176
3.5	Vorteile und Zukunftsaussichten	177
4	Algorithmen für den optimierten Betrieb	178
4.1	OPC UA-Datenmodell	178
4.2	Beschreibung des Use Cases	179
4.3	Referenzprozess und Potenzialanalyse	179
4.4	Implementierung des Datenmodells	182
4.5	Optimierter Betrieb	182
4.6	Praktische Versuchsreihe	183
4.7	Wirtschaftlichkeitsanalyse	184
4.8	Bewertung	185
4.9	Limitation und Ausblick	185
5	Literatur	186
<hr/>		
B.4	Digitale Werkzeuge und Services	189
	Management Summary	190
	Autorenverzeichnis	190
1	Einleitung	193
2	Digitaler Zwilling in der Unternehmensplattform	193
2.1	Kurzbeschreibung	193
2.2	Methode	194
2.3	Potenziale	196
2.4	Herausforderungen	197
2.5	Use Cases	197
3	Service für eine energieflexible Produktionsplanung in der metallverarbeitenden Industrie	198
3.1	Kurzbeschreibung	198
3.2	Methode	198
3.3	Potenziale	200
3.4	Herausforderungen	201
3.5	Use Cases	201



4	Entwicklung eines Prognoseservices für den Nutzenergiebedarf in der metallverarbeitenden Industrie	202
4.1	Kurzbeschreibung	202
4.2	Methode	203
4.3	Potenziale	204
4.4	Herausforderungen	205
4.5	Use Cases	205
5	Entwicklung einer Unternehmensplattform auf Basis der SPHINX OPEN IIoT-Plattform	206
5.1	Kurzbeschreibung	206
5.2	Methode	206
5.3	Potenziale	208
5.4	Herausforderungen	208
5.5	Use Cases	208
6	Entwicklung einer energieflexiblen Maschinensteuerung für Werkzeugmaschinen	209
6.1	Kurzbeschreibung	209
6.2	Methode	209
6.3	Potenziale	210
6.4	Herausforderungen	211
6.5	Use Cases	211
7	Entwicklung einer Unternehmensplattform auf Basis der Cumulocity IIoT-Plattform	212
7.1	Kurzbeschreibung	212
7.2	Methode	213
7.3	Potenziale	213
7.4	Herausforderungen	214
7.5	Use Cases	214
8	Demonstration einer Open-Source-basierten Unternehmensplattform	214
8.1	Kurzbeschreibung	214
8.2	Methode	215
8.3	Potenziale	217
8.4	Herausforderungen	217
8.5	Use Cases	217

9	Implementierung der Unternehmensplattform in der CO ₂ -neutralen Fabrik	218
9.1	Kurzbeschreibung	218
9.2	Methode	218
9.3	Potenziale	220
9.4	Herausforderungen	220
9.5	Use Cases	221
10	Implementierung der Unternehmensplattform in der Lebensmittelindustrie	221
10.1	Kurzbeschreibung	221
10.2	Methode	222
10.3	Potenziale	223
10.4	Herausforderungen	224
10.5	Use Cases	224
11	Implementierung der Unternehmensplattform in der Papierherstellung	225
11.1	Kurzbeschreibung	225
11.2	Methode	225
11.3	Potenziale	227
11.4	Herausforderungen	228
11.5	Use Cases	228
12	Implementierung der Unternehmensplattform in Stanz-Laser-Maschinen	228
12.1	Kurzbeschreibung	228
12.2	Methode	229
12.3	Potenziale	231
12.4	Herausforderungen	231
12.5	Use Cases	231
13	Literatur	232
<hr/>		
C	Ausgewählte Implementierungsbeispiele aus der Praxis	235
	Management Summary	236
	Autoren	236
	Abkürzungsverzeichnis	240



C.1 Ausgangslage und Zielsetzung	243
---	------------

C.2 Methodische und technische Grundlagen	247
1 Methodisches Vorgehen zur energetischen Flexibilisierung von Fabriken	248
2 Energieflexibilitätsmaßnahmen	250

C.3 Dokumentation ausgewählter Implementierungsbeispiele	255
---	------------

C.4 Praxisbeispiele aus der dritten Förderphase	259
4.1 Druckluftheizkraftwerke in der Metallverarbeitung	260
4.2 Energieflexibilitätscontainer im Anlagenbau	264
4.3 Elektrifizierte Chemieanlagen in der Biodieselproduktion	268
4.4 Energieflexible und CO ₂ -neutrale Elektronikfabrik	271
4.5 Energieflexible Kältebereitstellung im Brauprozess	274
4.6 Multikriterielle Planung der Futtermitteltrocknung	277
4.7 Energieflexibilität in der milchverarbeitenden Industrie	280
4.8 Energieflexible Kältebereitstellung in der Pharmaindustrie	284
4.9 Flexibles Energiemanagement des Oxyfuel-Zementprozesses	287
4.10 Weitere Praxisbeispiele aus der dritten Förderphase	291
4.11 Literatur	292



Strategien zur Förderung industrieller Energieflexibilität

- A.1 Unternehmensperspektive
- A.2 Unternehmensübergreifende Perspektive
- A.3 Regionale Perspektive
- A.4 Nationale Perspektive
- A.5 Internationale Perspektive



Einführung

Zum Ausgleich der volatilen Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen bedarf es zukünftig aller Energieflexibilitätsoptionen im deutschen Stromsystem (Buhl et al., 2025; Hanny et al., 2022). Eine vielversprechende Lösung zum Ausgleich dieser volatilen Einspeisung stellt die Flexibilisierung der Stromnachfrage dar, wobei Endverbraucher ihren Strombezug in Zeiten einer hohen Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen erhöhen und ihn bei geringem Stromangebot oder hoher Netzauslastung entsprechend reduzieren sollten (Sauer et al., 2022). Eine bereits heute technisch verfügbare und unter geeigneten regulatorischen Rahmenbedingungen kurzfristig nutz- und ausbaufähige Energieflexibilitätsoption stellt die industrielle Energieflexibilität dar (Sauer et al., 2022). Diese kann durch eine gezielte Anpassung von Produktionsprozessen, einen Energieträgerwechsel oder den Einsatz von Speichern realisiert werden, wobei die Wahl der Energieflexibilitätsoption von den jeweiligen betrieblichen Rahmenbedingungen abhängt (Buhl et al., 2025; Sauer et al., 2022).

In der deutschen Industrie bestehen bereits heute enorme Energieflexibilitätpotenziale (siehe *Kapitel A.2*). Aktuelle Hochrechnungen des Kopernikus-Projekts SynErgie zeigen, dass im Hinblick auf die flexibilisierbare Leistung von Produktionsprozessen und Querschnittstechnologien für eine Abrufdauer von bis zu 15 Minuten Energieflexibilitätpotenziale und Energieflexibilitätsperspektiven von über 12 GW bestehen, und zwar sowohl für Lastverzicht als auch für Lasterhöhung. Auch bei längeren Abrufdauern von bis zu 24 Stunden liegen die Potenziale und Perspektiven in beiden Richtungen weiterhin bei jeweils über 9 GW. Insbesondere große, energieintensive Industrieunternehmen können folglich durch den gezielten Einsatz von Energieflexibilität einen wesentlichen Beitrag zur Stabilität des Stromsystems leisten (Bockhacker et al., 2024; Heffron et al., 2020).

Industrielle Energieflexibilität bietet aber nicht nur aus systemischer Perspektive vielfältige Vorteile, sondern geht zugleich mit einem wirtschaftlichen Nutzen für Energieflexibilitätsanbieter einher (Förster et al., 2024; Bockhacker et al., 2024). Unternehmen können durch den gezielten Einsatz von Energieflexibilität den Auswirkungen steigender Börsenstrompreise und der zunehmenden Volatilität am Spotmarkt entgegenwirken und systematisch von Preisunterschieden profitieren, indem sie ihren Elektrizitätsverbrauch durchdacht steuern und zusätzliche Erlöse durch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen erzielen (Sauer et al., 2019; Weigel et al., 2023). Insbesondere die unvorhersehbaren Entwicklungen der Börsenpreise in Deutschland und Europa im zweiten Halbjahr 2021 und im Jahr 2022 haben eindrücklich gezeigt, welche Bedeutung Energieflexibilität als Instrument zur Absicherung gegenüber steigenden Preisniveaus und zukünftig volatilen Spotmärkten zukommt (Weigel et al., 2023; Förster et al., 2024).

Zur Sicherung der Wettbewerbsfähigkeit am Wirtschaftsstandort Deutschland wird es für Unternehmen künftig entscheidend sein, Strategien zur Förderung und Erschließung industrieller Energieflexibilität zu entwickeln. Dabei sollten auch unternehmensübergreifende Ansätze in Betracht gezogen werden, bei denen durch Kooperationen – etwa im Rahmen von Quartieren – zusätzliche Energieflexibilitätpotenziale erschlossen werden können. Damit die Bereitstellung industrieller Energieflexibilität zur Erhöhung der Stabilität und Effizienz des Stromsystems beiträgt, ist es entscheidend, dass Energieflexibilitätsanbieter beim netzbezogenen Strombezug sowohl die aktuelle Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen (marktdienliches Verhalten) als auch die verfügbaren lokalen Netz-



kapazitäten (netzdienliches Verhalten) berücksichtigen (Buhl et al., 2025). Um ein derartiges systemdienliches Verhalten zu begünstigen, sind effiziente Anreizmechanismen erforderlich, die sowohl die Markt- als auch die Netzsituation angemessen berücksichtigen (Ashour Novirdoust et al., 2021; Sauer et al., 2022).

Im gegenwärtigen Stromsystem fehlen jedoch derartige Anreize für die systemdienliche Bereitstellung industrieller Energieflexibilität weitgehend; vielmehr wird deren Einsatz in vielen Fällen gehemmt oder sogar bestraft (Bockhacker et al., 2024). Dies liegt insbesondere daran, dass – obwohl das deutsche Stromsystem in den vergangenen Jahren einem tiefgreifenden Transformationsprozess unterworfen war – zentrale regulatorische und marktgestaltende Mechanismen weiterhin auf Annahmen und Rahmenbedingungen beruhen, die vor den politischen Beschlüssen zum Atom- und Kohleausstieg getroffen wurden. Diese systemgestaltenden Strukturen wurden bislang weder hinreichend überprüft noch an die sich im Zuge der Energiewende verändernden Rahmenbedingungen angepasst (Buhl et al., 2025). In der Folge ergeben sich erhebliche strukturelle Ineffizienzen im heutigen deutschen Stromsystem, die sich unmittelbar in steigenden Systemkosten niederschlagen (SMARD, 2025).

Besonders deutlich zeigen sich diese Ineffizienzen in der gegenwärtigen Ausgestaltung des Strommarktdesigns: Innerhalb der bestehenden Einheitspreiszone erfolgt keine integrierte Betrachtung von Strommarkt und -netz (Dobos et al., 2025; Sauer et al., 2022). Zudem fehlen lokale Anreize, die standortspezifische Gegebenheiten wie die lokale Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen oder lokale Netzengpässe angemessen berücksichtigen (EPEX SPOT, 2024; Dobos et al., 2025). In der Folge kommt es zu einer deutlichen Diskrepanz zwischen den Marktergebnissen und den physikalischen Anforderungen des Stromnetzes, was umfangreiche netzstabilisierende Eingriffe notwendig macht und entsprechend hohe Kosten für das Engpassmanagement verursacht (Dobos et al., 2025; SMARD, 2025). Da sich der Markt nicht nach der Physik des Stromnetzes richtet, muss diese kostentreibend dem Marktergebnis angepasst werden.

Ähnliche Ineffizienzen und Fehlanreize zeigen sich in der gegenwärtigen Ausgestaltung der regulatorischen Rahmenbedingungen, insbesondere im Bereich der allgemeinen Netzentgelt-systematik gemäß § 17 Abs. 2 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) sowie der individuellen Netzentgelte gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV (Hanny et al., 2022; Leinauer et al., 2022; Jeddi und Sitzmann, 2019; Ländner et al., 2019; Alcázar-Ortega et al., 2015). Die derzeitige Regulatorik setzt den (energieintensiven) Unternehmen Anreize für einen konstanten Strombezug sowie die Minimierung von Lastspitzen (Förster et al., 2024; Bockhacker et al., 2024). Ein derartiges Verhalten war zwar in einem Stromsystem mit wenigen Grundlastkraftwerken und einem sich nach der Stromnachfrage ausrichtenden Stromangebot wünschenswert, ist jedoch in einer zunehmend dezentraler werdenden Erzeugungslandschaft mit einer Vielzahl kleiner (erneuerbarer) Stromerzeugungsanlagen nicht mehr zeitgemäß.

Die bestehenden marktlichen und regulatorischen Ineffizienzen im gegenwärtigen Stromsystem stehen einer effektiven Integration erneuerbarer Energien entgegen und stellen somit ein wesentliches Hemmnis für eine versorgungssichere, nachhaltige und zugleich kosteneffiziente Energiezukunft Deutschlands dar (Göke et al., 2023). Angesichts der ambitionierten deutschen Klimaschutzziele ist

ein rascher Abbau dieser strukturellen Fehlanreize unerlässlich. Neben unternehmensspezifischen Strategien sind folglich auch übergreifende nationale Strategien zur Förderung industrieller Energieflexibilität unter Berücksichtigung regionaler Gegebenheiten zwingend erforderlich.

Der vorliegende Abschnitt A **»Strategien zur Förderung industrieller Energieflexibilität«** bietet einen Überblick zu aktuellen politischen, regulatorischen und technologischen Rahmenbedingungen sowie zu zentralen Entwicklungen im Bereich industrieller Energieflexibilität. *Kapitel A.1* fokussiert sich hierbei auf die Unternehmensperspektive und beleuchtet die technische Identifizierung von Energieflexibilitätspotenzialen in Unternehmen sowie deren gezielte Vermarktung. *Kapitel A.2* erweitert die Betrachtung um eine unternehmensübergreifende Perspektive und zeigt anhand quartiersbezogener Konzepte, wie sich durch sektorübergreifende Kooperation zusätzliche Energieflexibilitätspotenziale erschließen lassen. Ergänzend werden die Energieflexibilitätspotenziale und -perspektiven der deutschen Industrie dargestellt; sie basieren auf umfassenden Hochrechnungen des Kopernikus-Projekts SynErgie. *Kapitel A.3* nimmt eine regionale Perspektive ein, um die mit dem zunehmenden Ausbau erneuerbarer Energien verbundenen Herausforderungen auf lokaler Ebene zu adressieren. Im Fokus stehen dabei regionale Lösungsansätze sowie aktuelle Vorhaben aus der Energieflexiblen Modellregion Augsburg. *Kapitel A.4* beleuchtet zwingend erforderliche Reformansätze des gegenwärtigen Stromsystems aus nationaler Perspektive unter Berücksichtigung der in *Kapitel A.3* skizzierten regionalen Ansätze. Im Fokus steht die Etablierung örtlich und zeitlich differenzierter Anreize, um systemdienliches Verhalten gezielt zu fördern. Abschließend nimmt *Kapitel A.5* eine internationale Perspektive mit Fokus auf die Exportierbarkeit und Internationalität von Energieflexibilitätsmaßnahmen ein. Es wird dargelegt, wie in Deutschland entwickelte und erprobte Energieflexibilitätsmaßnahmen skaliert und erfolgreich auf internationale Märkte übertragen werden können.

Autorenverzeichnis

Buhl, Hans Ulrich
hans-ulrich.buhl@fim-rc.de
Forschungsinstitut für Informationsmanagement (FIM)
und Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT
(FIM/FIT)
Alter Postweg 101
86159 Augsburg

Eble, Dominik
domnik.eble@fim-rc.de
Forschungsinstitut für Informationsmanagement (FIM)
und Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT
(FIM/FIT)
Alter Postweg 101
86159 Augsburg

Förster, Robert
robert.foerster@fim-rc.de
Forschungsinstitut für Informationsmanagement (FIM)
und Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT
(FIM/FIT)
Alter Postweg 101
86159 Augsburg

Literatur

ALCÁZAR-ORTEGA, M., C. CALPE, T. THEISEN und J.F. CARBONELL-CARRETERO, 2015. Methodology for the identification, evaluation and prioritization of market handicaps which prevent the implementation of Demand Response: Application to European electricity markets. [online]. *Energy Policy* **86**, 529–543. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.enpol.2015.08.006

ASHOUR NOVIRDOUST, A., M. BICHLER, C. BOJUNG, H.U. BUHL, G. FRIDGEN, V. GRETZSCHKO, L. HANNY, J. KNÖRR, F. MALDONADO, K. NEUHOFF, C. NEUMANN, M. OTT, J.C. RICHSTEIN, M. RINCK, M. SCHÖPF, P. SCHOTT, A. SITZMANN, J. WAGNER und M. WEIBELZAHL, 2021. Electricity Spot Market Design 2030–2050. [online] Whitepaper. Verfügbar unter: doi:10.24406/fit-n-621457

BOCKHACKER, T., R. FÖRSTER, G. KERPEZHZIEV und H.U. BUHL, 2024. Stolperstein der Energiewende: Die Stromnetzentgeltverordnung in Deutschland – Erkenntnisse einer Fallstudie aus der Papierindustrie [online]. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* **48**(2). Verfügbar unter: doi:10.1007/s12398-024-1264-6

BUHL, H.U., D. EBLE, M. PICHLMEIER, T. BOCKHACKER und M. SCHNEIDER, 2025. Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik und Reform industrieller Netzentgelte [online]. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* **49**(S1), 40–71. Verfügbar unter: doi:10.1007/s12398-025-1314-8

DOBOS, T., M. BICHLER und J. KNÖRR, 2025. Challenges in finding stable price zones in European electricity markets: Aiming to square the circle? [online]. *Applied Energy* **382**, 125315. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.apenergy.2025.125315

EPEX SPOT, 2024. »Die Zeit für Flexibilität ist jetzt« – Erprobung eines lokalen Flexibilitätsmarktes in der Energieflexiblen Modellregion Augsburg. [Zugriff am 11.11.2025]. Verfügbar unter: https://www.epexspot.com/sites/default/files/download_center_files/20240806_Pressemeldung_FIM_EPEX_DE_Final.pdf

FÖRSTER, R., S. HARDING und H.U. BUHL, 2024. Unleashing the economic and ecological potential of energy flexibility: Attractiveness of real-time electricity tariffs in energy crises [online]. *Energy Policy* **185**, 113975. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.enpol.2023.113975

GÖKE, L., J. WEIBEZAHN und M. KENDZIORSKI, 2023. How flexible electrification can integrate fluctuating renewables [online]. *Energy* **278**(A), 127832. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.energy.2023.127832

HANNY, L., J. WAGNER, H.U. BUHL, R. HEFFRON, M.F. KÖRNER und M. WEIBELZAHL, 2022. On the progress in flexibility and grid charges in light of the energy transition: The case of Germany [online]. *Energy Policy* **165**, 112882. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.enpol.2022.112882

HEFFRON, R., M.F. KÖRNER, J. WAGNER, M. WEIBELZAHL und G. FRIDGEN, 2020. Industrial demand-side flexibility: A key element of a just energy transition and industrial development [online]. *Applied Energy* **269**, 115026 Verfügbar unter: doi:10.1016/j.apenergy.2020.115026

JEDDI S. und A. SITZMANN, 2019. Netzentgeltsystematik in Deutschland – Status-Quo, Alternativen und europäische Erfahrungen [online]. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* **43**(10), 245–267. Verfügbar unter: doi:10.1007/s12398-019-00265-6

LÄNDER, E.M., A. MÄRTZ, M. SCHÖPF und M. Weibelzahl, 2019. From energy legislation to investment determination: Shaping future electricity markets with different flexibility options [online]. *Energy Policy* **129**, 1100–1110. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.enpol.2019.02.012

LEINAUER, C., P. SCHOTT, G. FRIDGEN, R. KELLER, P. OLLIG und M. WEIBELZAHL, 2022. Obstacles to demand response: Why industrial companies do not adapt their power consumption to volatile power generation [online]. *Energy Policy* **165**, 112876. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.enpol.2022.112876

SAUER, A., E. ABELE und H. U. BUHL, Hrsg., 2019. Energieflexibilität in der deutschen Industrie. Band 1: Synchronisierte und energieadaptive Produktionstechnik zur flexiblen Ausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende Energieversorgung. Kopernikus-Projekt SynErgie. Stuttgart: Fraunhofer Verlag. ISBN 9783839614792. Verfügbar unter: [doi:10.24406/publica-r-299955](https://doi.org/10.24406/publica-r-299955)

SAUER, A., H. U. BUHL, A. MITSOS und M. WEIGOLD, Hrsg., 2022. Energieflexibilität in der deutschen Industrie. Band 2: Markt- und Stromsystem, Managementsysteme und Technologien energieflexibler Fabriken. Kopernikus-Projekt SynErgie. Stuttgart: Fraunhofer Verlag. ISBN 9783839617786. Verfügbar unter: [doi:10.24406/publica-258](https://doi.org/10.24406/publica-258)

SMARD, 2025. Netzengpassmanagement 2024: Volumen und Kosten gesunken [online]. Verfügbar unter: <https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/216636>

WEIGEL, M., R. FÖRSTER, F. WAGON, 2023. Risikomanagement in der Strombeschaffung unter Nutzung industrieller Energieflexibilität [online]. Zeitschrift für Energiewirtschaft **47**(4), 26–45. Verfügbar unter: [doi:10.1007/s12398-023-0936-y](https://doi.org/10.1007/s12398-023-0936-y)





A.1

Unternehmensperspektive

Management Summary

Hohe Energiekosten stellen insbesondere in gas- und stromintensiven Branchen eine große Herausforderung für die Wirtschaftlichkeit und Wettbewerbsfähigkeit deutscher Unternehmen dar. Letztere sind diesen jedoch nicht alternativlos ausgeliefert, sondern verfügen mit der Erschließung von Energieflexibilitätpotenzialen über ein wirksames Mittel, um Energiekosten zu senken, ökologische Vorteile zu realisieren und ihre Resilienz zu stärken.

Das vorliegende Kapitel vermittelt zunächst ein grundlegendes Verständnis für den Begriff der Energieflexibilität und deren Potenziale. Darauf aufbauend wird ein strukturiertes Vorgehensmodell zur Energieflexibilitätsbefähigung von Unternehmen eingeführt und insbesondere auf die technischen und wirtschaftlichen Potenziale eingegangen. Im Fokus stehen dabei die Bestimmung der flexibilisierbaren Strommenge, ein Überblick über Vermarktungsmöglichkeiten von Energieflexibilität und Ansätze zur innerbetrieblichen Optimierung im Energiemanagement.

Abschließend veranschaulichen praktische Umsetzungsbeispiele aus dem »Living Lab für CO₂-Neutralität und Energieflexibilität« in Augsburg, vom Papierhersteller UPM sowie aus der energieflexiblen Wasserstoffelektrolyse, wie verschiedene Vermarktungsoptionen von Energieflexibilität bereits heute in der Praxis realisiert werden können.

Autorenverzeichnis

Buhl, Hans Ulrich
hans-ulrich.buhl@fim-rc.de
Forschungsinstitut für Informationsmanagement (FIM)
und Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT
(FIM/FIT)
Alter Postweg 101
86159 Augsburg

Eble, Dominik
dominik.eble@fim-rc.de
Forschungsinstitut für Informationsmanagement (FIM)
und Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT
(FIM/FIT)
Alter Postweg 101
86159 Augsburg

Eiser, Niklas
niklas.eiser@fim-rc.de
Forschungsinstitut für Informationsmanagement (FIM)
und Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT
(FIM/FIT)
Alter Postweg 101
86159 Augsburg

Förster, Robert
robert.foerster@fim-rc.de
Forschungsinstitut für Informationsmanagement (FIM)
und Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT
(FIM/FIT)
Alter Postweg 101
86159 Augsburg

Rusche, Simon
simon.rusche@fim-rc.de
Forschungsinstitut für Informationsmanagement (FIM)
und Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT
(FIM/FIT)
Alter Postweg 101
86159 Augsburg

1 Einführung

1.1 Hohe Energiekosten belasten den Wirtschaftsstandort Deutschland

Der Wirtschaftsstandort Deutschland sieht sich mit tiefgreifenden Veränderungen und enormen Herausforderungen konfrontiert. Insbesondere energieintensive Unternehmen stehen im internationalen Wettbewerb zunehmend unter Druck. Dessen Auswirkungen werden nicht zuletzt am Rückgang der Wirtschaftsleistung deutlich, die nach $-0,3\%$ im Jahr 2023 im Jahr 2024 mit $-0,2\%$ zum zweiten Mal in Folge sank (Statistisches Bundesamt, 2025).

Eine der größten Herausforderungen für deutsche Unternehmen sind die im Mittel deutlich gestiegenen und im internationalen Vergleich hohen Energiekosten, welche die Wettbewerbsfähigkeit erheblich beeinträchtigen (BDI, 2024). Sowohl große, energieintensive Industriebetriebe als auch kleine und mittelständische Unternehmen (KMU) aus dem produzierenden Gewerbe spüren den zunehmenden Druck von steigenden Energiekosten (KfW Bankengruppe, 2024). Die Entwicklung dieser Kosten hat viele Gründe, da neben den Beschaffungskosten auch die Kosten für Abgaben, Steuern und Netzentgelte gestiegen sind [mit Ausnahme der seit 1. Juli 2022 auf null abgesenkten Erneuerbare-Energien-Gesetz-Umlage (EEG-Umlage)]. Wesentlicher Treiber der Kosten bleibt jedoch die Beschaffung, was sich direkt an den Energiebörsen beobachten lässt. Die Entwicklung der durchschnittlichen Börsenstrompreise zeigt einen klaren Trend der Verteuerung, wobei auch in Zukunft durchschnittliche Preise auf vergleichsweise hohem Niveau zu erwarten sind (ENTSO-E, 2025). Diese Entwicklung wirkt sich zunächst unmittelbar auf Unternehmen aus, die ihren jährlichen Strombedarf (teilweise) über den Börseneinkauf decken. Aber auch Unternehmen, die nicht direkt an den Strombörsen agieren, sind indirekt von diesen Entwicklungen betroffen. Festpreismodelle für den Stromeinkauf sind ebenfalls mit entsprechenden Aufschlägen verbunden, da ihre Anbieter wiederum selbst an den Strombörsen agieren und sich sowohl mit einem steigenden Preisniveau als auch mit steigenden Risiken aufgrund zunehmender Preisvolatilität auseinandersetzen müssen (BDEW, 2023). Treiber der steigenden Strompreise sind dabei die seit Anfang 2021 stark angestiegenen Gaspreise (Deutscher Bundestag, 2024), die in Verbindung mit der Einführung des CO_2 -Preises auf Gas sowie insbesondere in Folge abgebrochener Handelsbeziehungen mit Russland aufgrund des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine 2022 entstanden sind. Dem üblichen Marktpreisbildungsmechanismus – im Stromsystem auch Merit-Order genannt – folgend, setzt der kostenintensivste zur Deckung der Nachfrage noch benötigte Energieträger bzw. Brennstoff den Strompreis, womit Gaskraftwerke schlussendlich zum Treiber der hohen Börsenstrompreise wurden.

Das gestiegene Gaspreisniveau beeinflusst die Energiekosten deutscher Unternehmen allerdings nicht ausschließlich über die Strompreise. Auch Erdgas ist weiterhin ein zentraler Energieträger für die deutsche Industrie (BDEW, 2025). Insbesondere mit dem für das Jahr 2027 geplanten Übergang der deutschen CO_2 -Bepreisung in den Europäischen Emissionshandel (EU-ETS 2) ist damit zu rechnen, dass sowohl die Brennstoffkosten für Erdgas als auch die Kosten für die mit dessen Verbrennung verbundenen CO_2 -Emissionen weiter steigen werden (Deutscher Bundestag, 2024). Zusammengefasst sehen sich Unternehmen daher mit einem doppelten Energiekostendruck sowohl im Mittel steigender Strom- als auch Erdgaspreise konfrontiert. Weitere (systemische) Kostenfaktoren – beispielsweise als Resultat steigender Netzengpassmanagementbedarfe – werden in *Kapitel A.4* detailliert erläutert.

1.2 Energieflexibilität als Faktor unternehmerischer Wirtschaftlichkeit

Unternehmen sind dem beschriebenen Energiekostendruck allerdings nicht ohne Handlungsoptionen ausgeliefert. Die fortschreitende Transformation des deutschen und europäischen Energiesystems und insbesondere der wachsende Anteil erneuerbarer Energieanlagen im Stromsystem bieten neben den skizzierten Herausforderungen für Energiesysteme vielfältige Chancen für effektive unternehmerische Gegenmaßnahmen. Die Grenzkosten der Stromproduktion von erneuerbaren Energieanlagen sind im Verhältnis zu denjenigen der konventionellen Energieträger gering (Kost, 2024). Die Produktionsmengen sind jedoch abhängig von der Uhrzeit sowie saisonalen Witterungsbedingungen. Deshalb haben mit dem stetigen Ausbau erneuerbarer Energien sowohl die Preisspanne als auch die Volatilität der Börsenstrompreise stark zugenommen (Förster et al., 2024). Während im Jahr 2019 noch 63% der Preise innerhalb von 10,00 Euro um den Mittelwert der Börsenstrompreise von 37,70 Euro lagen, waren es im Jahr 2024 nur noch 24 %, die in derselben Spanne um den Mittelwert von 78,50 Euro lagen. Diese Volatilität belastet nicht nur Unternehmen, die ihren Strombedarf zu Zeiten hoher Preise direkt über die Börse decken, sondern auch Unternehmen mit einem Strombezug über Festpreismodelle, da Stromanbieter die Preisschwankungen über entsprechende Risikoaufschläge einpreisen. Als Folge der zunehmenden Volatilität häufen sich zudem extreme Niederpreisszenarien, wodurch im Jahr 2024 bereits 457 Stunden mit negativen Strompreisen und über 1.000 Stunden mit Handelspreisen unter 20 Euro pro Megawattstunde aufgetreten sind. Die proaktive Reaktion auf Strompreisschwankungen und die Erschließung dieser wirtschaftlichen Potenziale an den Strommärkten sind für Unternehmen essenziell, um den beschriebenen Herausforderungen der Energiebeschaffung wirkungsvoll zu begegnen. Auf diese Weise können sie den Wirtschaftsstandort Deutschland stärken und dessen Zukunft nachhaltig sichern. Gleichzeitig werden mit einer effektiven Reaktion auch ökologische Potenziale gehoben, da geringe Preise an der Strombörse oft mit geringen Emissionen in der zugrundeliegenden Stromerzeugung verbunden sind (Förster et al., 2024). Zur Erschließung dieser ökonomischen und ökologischen Potenziale können verschiedene Maßnahmen umgesetzt werden, die sich jedoch unter einem Schlüsselwort zusammenfassen lassen: Energieflexibilität.

Branchenübergreifend geht eine kosteneffiziente Erschließung von Energieflexibilitäten für Unternehmen über die isolierte Flexibilisierung der Nachfrage einzelner Energieträger hinaus und schließt auch die Wahl des Energieträgers ein. Beispielsweise ist insbesondere zu Niedrigpreiszzeiten an den Strombörsen die Verbrennung von Erdgas zur Wärmeerzeugung ökonomisch und aufgrund der zu diesen Zeiten bestehenden Korrelation von Börsenstrompreisen und Emissionen der Stromerzeugung auch ökologisch nachteilig (Förster et al., 2024). Folglich können intelligente Bivalenzlösungen zur Teilsubstitution von Erdgas mit Strom in Abhängigkeit von aktuellen Energiepreisen eine zentrale Rolle einnehmen. Diese zunehmende (Teil-)Elektrifizierung ist nicht nur Flexibilisierungstreiber, sondern trägt gleichzeitig zu einem effektiven Risikomanagement gegenüber Preisrisiken und geopolitischen Abhängigkeiten bei (Krane und Idel, 2021) – Vorteile, die auch bei zukünftig höherer Verfügbarkeit grünen Wasserstoffs und dessen Teilsubstitution weiterhin Bestand haben.

Im Folgenden werden sowohl die Voraussetzungen als auch praktische Blaupausen zur unternehmerischen Umsetzung von Energieflexibilitätspotenzialen detailliert erläutert. Wie diese zudem die Anforderungen eines modernen und erneuerbaren Energiesystems erfüllen und dessen Transformation synergetisch unterstützen, wird in *Kapitel A.4* näher erläutert.

2 Energieflexibilitätspotenziale in Unternehmen

2.1 Der Begriff der Energieflexibilität und seiner Potenziale

Energieflexibilität beschreibt die Fähigkeit eines Systems, schnell und effizient auf Änderungen am Energiemarkt reagieren zu können, ohne dabei die Wertschöpfung des Systems – beispielsweise hinsichtlich der Produktqualität – negativ zu beeinflussen (VDI, 2020). Um Energieflexibilität nutzen zu können, sind sogenannte Energieflexibilitätsmaßnahmen notwendig. Damit sind bewusste Eingriffe in Prozesse gemeint, die sich über verschiedene zeitliche Horizonte erstrecken können und wofür unterschiedliche Voraussetzungen erfüllt sein müssen (VDI, 2020).

Im Detail differenziert Energieflexibilität zwischen fünf Potenzialbegriffen, die im Folgenden näher erläutert werden (Dufter et al., 2017).

- **Theoretisches Potenzial:** Das theoretische Potenzial ist eine durch die gesamte Anschlussleistung aller Energieträger einer Unternehmung definierte theoretische Größe und beschreibt die Leistungsgrenzen, die von einem vollständigen Lastverzicht bis zur maximalen Nutzung der Anschlusskapazitäten definiert werden.
- **Technisches Potenzial:** Das technische Potenzial ergibt sich aus den technisch umsetzbaren Möglichkeiten zur Flexibilisierung unter Einhaltung der Lieferverpflichtungen und der Produktqualität.
- **Wirtschaftliches Potenzial:** Das wirtschaftliche Potenzial umfasst den Teil des technischen Potenzials, der wirtschaftlich sinnvoll genutzt werden kann. Dies bedeutet, dass Kostenreduktion und Erlöse, die aus den Energieflexibilitätsmaßnahmen generiert wurden, die Summe der Investitions- und Betriebskosten übersteigen.
- **Praktisches Potenzial:** Neben dem wirtschaftlichen Potenzial kann das praktische Potenzial als Teil des technischen Potenzials ermittelt werden. Hierzu werden neben technischen Restriktionen auch unternehmensinterne, regulatorische und administrative Hemmnisse bei der Potenzialidentifikation berücksichtigt.
- **Realisierbares Potenzial:** Das realisierbare Potenzial beschreibt die Schnittmenge des wirtschaftlichen und des praktischen Potenzials und stellt folglich auch eine Teilmenge des technischen Potenzials dar. In diesem Sinne beschreibt das realisierbare Potenzial jene Energieflexibilitätsmaßnahmen, die technisch umsetzbar, von allen Stakeholdern akzeptiert und mit ökonomischen Vorteilen verbunden sind.

2.2 Vorgehen zur energetischen Flexibilisierung

Zur Erschließung von Energieflexibilität bzw. dem realisierbaren Potenzial kann auf einen standardisierten, sechsteiligen Iterationsprozess zurückgegriffen werden, der in *Abbildung 1* sowie in *Kapitel C.0* dargestellt wird und dessen Anwendbarkeit auch über Fabriken hinaus gegeben ist (VDI, 2021).

- In Schritt 1 – der **Potenzialanalyse** – werden Energieflexibilitätspotenziale unter Berücksichtigung technischer Rahmenbedingungen sowie der Wirtschaftlichkeit analysiert. Dies bedeutet, dass zunächst mögliche Anlagen und Prozesse identifiziert und hinsichtlich ihrer technischen Voraussetzungen und Eignung für eine energieflexible Betriebsweise geprüft werden. Im Anschluss erfolgt auf Basis der technischen Potenziale einer Anlagenflexibilisierung sowie deren Wirtschaftlichkeit eine Priorisierung der Energieflexibilitätsmaßnahmen in Vorbereitung auf Schritt 2.
- Schritt 2 – die **Konzeption und Planung** – führt zunächst eine detaillierte, datengetriebene Prüfung der technischen Eignung der identifizierten Anlagen durch. Zusätzlich benötigte Daten oder Messungen werden bei Bedarf beschafft bzw. durchgeführt. Mittels geeigneter Simulationen wird die Wirtschaftlichkeit relevanter Energieflexibilitätsmaßnahmen bewertet, womit Letztere priorisiert und in einen konkreten Umsetzungsplan überführt werden können.
- In Schritt 3 – der **Umsetzung und Implementierung** – werden die in Schritt 2 identifizierten Energieflexibilitätsmaßnahmen im operativen Betrieb umgesetzt. Hierzu werden sowohl die nötigen software- und hardwareseitigen Anpassungen und Erweiterungen vorgenommen als auch passende Kommunikationsschnittstellen etabliert. Sobald die Vorbereitungen abgeschlossen sind, wird die geplante Flexibilisierung in Testläufen validiert und hinsichtlich ihrer Prozesssicherheit überprüft.
- Mit dem Übergang zu Schritt 4 – der **operativen Flexibilitätsvermarktung** – werden die nach Schritt 3 freigegebenen Energieflexibilitätsmaßnahmen monetarisiert und vermarktet. Neben der Nutzung der Energieflexibilitäten zur innerbetrieblichen Optimierung kann im Rahmen der operativen Energieflexibilitätsvermarktung auch eine Vermarktung auf standardisierten Märkten, über Direktverträge mit Dritten oder durch ein Angebot von Systemdienstleistungen erfolgen.
- Schritt 5 – das **Controlling und Monitoring** – sollte in wesentlichen Teilen bereits parallel zur Vermarktung in Schritt 4 stattfinden. Diese Phase validiert fortlaufend die erbrachten Energieflexibilitäten und identifiziert ungewöhnliche Systemzustände und Verbesserungspotenziale, um daraus entsprechende Handlungsempfehlungen ableiten zu können.
- Schritt 6 – die **Betriebsoptimierung** – greift die Erkenntnisse aus Schritt 5 auf, um die eingeführten Energieflexibilitätsmaßnahmen zu optimieren. Darüber hinaus können neue theoretische Potenziale identifiziert werden, die in die Konzeption und Planung eines neuen Flexibilisierungszyklus einfließen.

Im Folgenden soll insbesondere auf die zur Potenzialanalyse sowie zur Konzeption und Planung essenzielle Identifikation des technischen und wirtschaftlichen Potenzials unter Berücksichtigung verschiedener Vermarktungsoptionen eingegangen werden.

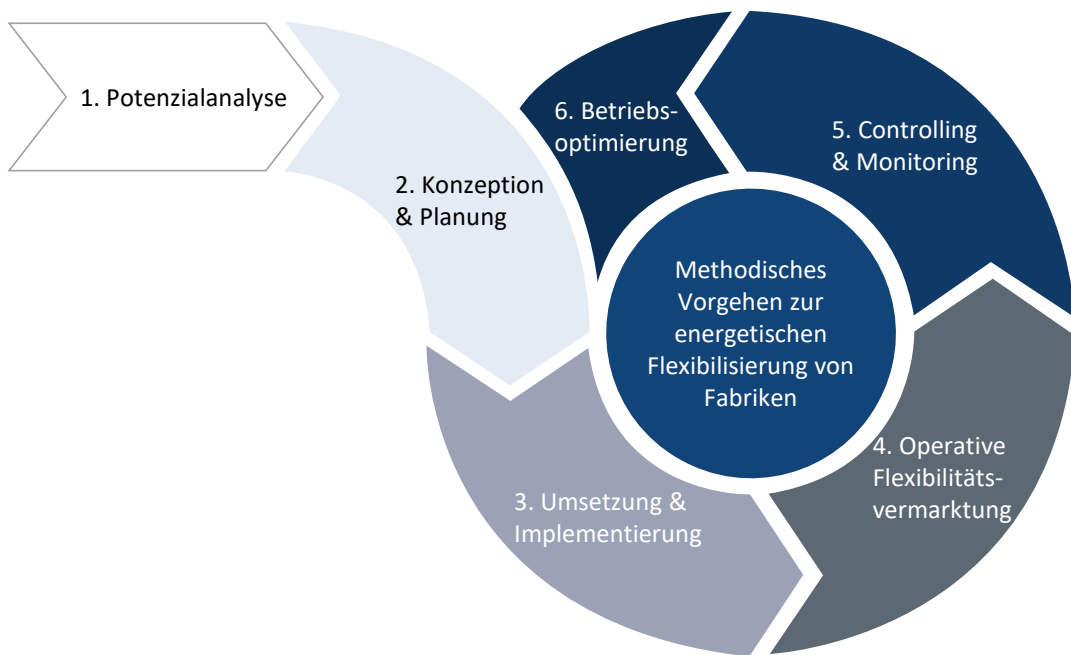


Abb. 1 Methodisches Vorgehen zur Energieflexibilitätsbefähigung von Fabriken (nach VDI, 2021)

2.3 Identifikation technischer Potenziale

Grundlegend auf dem Weg der energetischen Flexibilisierung ist die Identifikation des technischen Potenzials als Teil der Potenzialanalyse sowie Konzeption und Planung (*Abbildung 1*). Hierzu kann auf einen standardisierten fünfstufigen Prozess zurückgegriffen werden: Bestandsaufnahme, Voraussetzungen für energieflexible Betriebsweise, technische Potenzialabschätzung, Eignungsprüfung, und Priorisierung von Messungen (VDI, 2021). Während die ersten drei Stufen des Prozesses der Potenzialanalyse zuzurechnen sind, sind die Eignungsprüfung und die Priorisierung von Messungen bereits wesentlicher Bestandteil der Konzeption und Planung.

In der **Bestandsaufnahme** wird eine erste Spezifizierung des theoretischen Potenzials vorgenommen, indem alle Möglichkeiten zur Flexibilisierung aufgelistet werden. Somit wird explorativ eine möglichst breite Grundlage zur technischen Abschätzung des Energieflexibilitätspotenzials geschaffen. Hierbei wird grundsätzlich zwischen material- und energiestrombasierten Maßnahmen unterschieden. Physische

Materialflüsse finden sich primär in der Produktion, weshalb materialflussbasierte Energieflexibilitätsmaßnahmen wie die Speicherung von Halbstoffen in entsprechenden Speichersystemen vor allem im produzierenden Gewerbe und in der Industrie zum Einsatz kommen. Im Gegensatz hierzu sind energieflussbasierte Maßnahmen nicht auf Produktionsprozesse fokussiert, sondern besitzen ein breites branchen- und sektorenübergreifendes Anwendungsspektrum. Von besonderer Relevanz sind Energiespeicher und sogenannte energieflexible Querschnittstechnologien, die in verschiedenen Anwendungen eingesetzt werden können. Ein Energiespeicher ist ein System, das Energie in einer bestimmten Energieform aufnimmt, über einen definierten Zeitraum speichert und sie zu einem späteren Zeitpunkt über typische Flussgrößen wie Wärmestrom oder elektrischen Strom wieder abgibt. Querschnittstechnologien umfassen dabei sowohl thermische Prozesse zur Bereitstellung von Kälte und Wärme, etwa durch Wärmepumpen, als auch thermische und hydraulische Prozesse wie in Kompressoren und Pumpsystemen.

Aufgrund unterschiedlicher Planungszeiten und Verantwortlichkeiten bei der Umsetzung können Energieflexibilitätsmaßnahmen nach den drei Betriebsebenen klassifiziert werden: der Fertigungsebene, der Fertigungsleitebene und der Unternehmensleitebene. Während die Fertigungsebene Maßnahmen zur energetischen Flexibilisierung umfasst, deren Umsetzung sich im minütlichen bis stündlichen Rahmen und in Verbindung mit einzelnen Prozessen bewegt, werden auf der Fertigungs- und der Unternehmensleitebene Energieflexibilitätsmaßnahmen mit einem Planungshorizont von mehreren Tagen bzw. Wochen geplant. Eine Auflistung möglicher Maßnahmen inklusive Beispielen findet sich in der VDI-Richtlinie 5207, Blatt 1 (VDI, 2020).

Nach der Identifikation möglicher Energieflexibilitätsmaßnahmen muss sichergestellt werden, dass diese die **Voraussetzungen einer energieflexiblen Betriebsweise** erfüllen. Neben maßnahmenindividuellen Anforderungen ist es für eine grundsätzliche Energieflexibilitätsbefähigung notwendig, die Zielgrößen der betroffenen Prozesse zu kennen. Erst die Kenntnis über Toleranzen in der Bereitstellung bestimmter Produktmengen, energetischer Flussgrößen sowie Abhängigkeiten zwischen Prozessschritten erlaubt die Umsetzung von Energieflexibilitätsmaßnahmen.

Das Ziel der **technischen Potenzialabschätzung** liegt in der Quantifizierung des Energieflexibilitätspotenzials der zuvor identifizierten Maßnahmen unter Wahrung der technischen Umsetzbarkeit. Die technischen Rahmenparameter werden dabei von zwei Dimensionen beschrieben: Leistung und Zeit. In Bezug auf die Leistung kann eine Energieflexibilitätsmaßnahme entweder das Bedarfsprofil eines Energieträgers oder (bei gegenseitiger Teilsubstitution) das Bedarfsprofil mehrerer Energieträger gleichzeitig verändern. Insbesondere für die in *Kapitel A.1.2.4* beschriebene Bewertung von Vermarktungsoptionen spielt zudem die zeitliche Dimension der Leistungsanpassung eine entscheidende Rolle. Hierbei sind neben der Abrufhäufigkeit auch die Abruf-, Aktivierungs-, Deaktivierungs-, und Regenerationsdauer relevante Parameter. Auf Basis der aus den Parametern der beiden Dimensionen Leistung und Zeit errechenbaren flexibilisierbaren Energiemenge können Maßnahmen für die wirtschaftliche Potenzialidentifikation priorisiert werden.

Ergänzend zur Priorisierung von Energieflexibilitätsmaßnahmen auf Basis ihres technischen Potenzials können die Maßnahmen mit drei Kriterien in Bezug auf die **Eignung** zur Energieflexibilität bewertet werden. Grundsätzlich gilt hierbei, dass eine Anlage geeigneter für den energieflexiblen Betrieb ist, wenn sie frei steuerbar, kein direkter Teil von Kernprozessen und mit mehr Energie- und Materialspeicherkapazität ausgestattet ist (VDI, 2021).

Um die tatsächlichen Auswirkungen der priorisierten Energieflexibilitätsmaßnahmen inklusive deren Wirtschaftlichkeit detailliert bewerten zu können, sollten Testläufe zur exakten **Messung** des realen Verhaltens durchgeführt werden. Auf Basis der gewonnenen Daten kann zudem die Einhaltung von relevanten Rahmenbedingungen wie Emissionsgrenzwerten geprüft werden.

2.4 Identifikation wirtschaftlicher Potenziale und Möglichkeiten der Vermarktung

Grundlegend für die Umsetzung der im Rahmen der technischen Potenzialidentifikation ermittelten Energieflexibilitätsmaßnahmen ist deren wirtschaftliche Bewertung. Unternehmen erschließen das technische Potenzial erst dann, wenn sie eine anreizkompatible Vergütung für die Anpassung ihres Strombezugs erhalten. Entscheidend ist dabei, dass die durch die Umsetzung der Energieflexibilitätsmaßnahme erzielten Erlöse bzw. eingesparten Energiebezugskosten die hierfür erforderlichen Investitionen und erhöhten Betriebskosten wirtschaftlich rechtfertigen. In diesem Kontext wird zwischen einer innerbetrieblichen Optimierung **im Energiemanagement** und einer externen Vermarktung von Energieflexibilität unterschieden.

2.4.1 Optimierung im Rahmen des Energiemanagements

Die innerbetriebliche Optimierung im Rahmen des Energiemanagements gliedert sich gegenwärtig im Wesentlichen in die Eigenverbrauchsoptimierung und das Lastspitzenmanagement, wobei Letzteres infolge veränderter Rahmenbedingungen neu bewertet werden muss, wie im Folgenden näher erläutert wird (Deutsch et al., 2022; Sauer et al., 2016).

- **Eigenverbrauchsoptimierung** bedeutet, den lokal in unmittelbarer Umgebung zum Produktionssystem selbst erzeugten Strom, z. B. aus einer Photovoltaik-Anlage (PV-Anlage), möglichst vollständig unternehmensintern zu nutzen, anstatt diesen in das öffentliche Netz einzuspeisen. Dadurch lassen sich sowohl die Stromkosten als auch die Treibhausgasemissionen des Unternehmens senken und zugleich die Resilienz gegenüber energiepreisbedingten Marktrisiken stärken. Der Strombedarf kann hierbei zu einem größeren Teil von der eigenen Stromerzeugung gedeckt werden, wenn der Stromverbrauch mit der Stromerzeugung synchronisiert wird. Eine exemplarische Umsetzung einer solchen Eigenverbrauchsoptimierung wird im sogenannten Living Lab am Standort des Forschungsinstituts für Informationsmanagement (FIM) und des Institutsteils Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT (FIM/FIT) in Augsburg umgesetzt (siehe Kapitel 3.1).

- **Lastspitzenmanagement** zielt hingegen unter gegenwärtiger Regulatorik auf die strategische Vermeidung von Lastspitzen bzw. die deutliche Reduktion der Last während bestimmter Zeitfenster. Hintergrund ist, dass die aktuelle Netzentgeltssystematik Unternehmen ökonomisch dazu anreizt, ihre Strombeschaffung mit dem Ziel der Lastspitzenminimierung zu steuern bzw. im Rahmen der atypischen Netznutzung ihre Last während Hochlastzeitfenstern zu senken (siehe *Kapitel A.4*). Ein derartiger Ansatz war im früheren Energiesystem mit einem hohen Anteil an grundlastfähigen Kraftwerken zweckmäßig, ist jedoch im aktuellen Energiesystem mit einem hohen Anteil an volatiler erneuerbarer Stromerzeugung ökonomisch und ökologisch nicht mehr sinnvoll. Vielmehr sollten netz- und systemdienliche Lastspitzen – insbesondere in Zeiten hoher Einspeisemengen aus erneuerbaren Energiequellen – belohnt werden, soweit diese netzverträglich realisiert werden können (Kopernikus-Projekt SynErgie, 2024; 2025). Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat die bestehenden Fehlanreize und Ineffizienzen der gegenwärtigen Netzentgeltregulierung erkannt und einen Kurswechsel eingeleitet, um systemdienliches Verhalten künftig gezielt anzureizen (BNetzA, 2024; BNetzA, 2025). Folglich wird es für Unternehmen perspektivisch ökonomisch nicht mehr vorteilhaft sein, ein starres Lastspitzenmanagement zu betreiben, sondern im Gegenteil den eigenen Stromverbrauch an die netz- und kapazitätsverträgliche Verfügbarkeit erneuerbarer Energiequellen anzupassen (Buhl et al., 2025).

2.4.2 Vermarktung von Energieflexibilität

Die externe Vermarktung von Energieflexibilität zielt darauf ab, betriebliche Energieflexibilitätpotenziale ökonomisch zu erschließen, marktwirksam einzusetzen oder gezielt über alternative Vermarktungswege zu nutzen. Dies umfasst unter anderem die **Teilnahme an (außer)börslichen Großhandelsmärkten**, was sich vorwiegend für energieintensive Unternehmen und Energieversorgungsunternehmen eignet. Darüber hinaus kann Energieflexibilität sowohl im Rahmen der **Bereitstellung von Systemdienstleistungen** als auch über alternative **Vermarktungsoptionen außerhalb etablierter Märkte** vermarktet werden, die auch für KMU geeignet sind.

Die Gestaltung der Strombeschaffung bildet gemeinsam mit einem intelligenten Energiemanagementsystem die zentrale Grundlage für den wirtschaftlichen Einsatz von Energieflexibilitätsmaßnahmen. Insbesondere für energieintensive Unternehmen, bei denen der Stromverbrauch einen erheblichen Kostenfaktor darstellt, gewinnt ein ganzheitlich ausgerichtetes Energiebeschaffungsmanagement zunehmend an Bedeutung. In diesem Zusammenhang rückt auch die **Teilnahme am Stromgroßhandel** stärker in den Fokus. Dahinter steht die Absicht, durch den gezielten Einsatz von Energieflexibilitätsmaßnahmen die Energiebeschaffungskosten zu senken und von Marktchancen zu profitieren.

Grundsätzlich stehen Unternehmen zwei Möglichkeiten des Stromgroßhandels zur Verfügung: der **außerbörsliche Handel (Over-the-Counter, OTC)** und der organisierte **Börsenhandel**. Bei beiden Handelsmöglichkeiten können Kontrakte für den kurz-, mittel- und langfristigen Strombezug gehandelt werden. Der Börsenhandel in Deutschland umfasst dabei die sogenannten **Energy-Only-Märkte (EOM)**, also Energiemärkte, auf denen elektrische Energie und nicht bereitgestellte Kapazität vergütet wird. Der Börsenhandel kann dabei in zwei Handelsplätze untergliedert werden: den **Spotmarkt** und den **Terminmarkt** (Weigel et al., 2023).

Der Terminmarkt ermöglicht es Marktteilnehmenden, ihre Strombeschaffungsportfolios mittel- bis langfristig zu optimieren und sich finanziell gegen Preisschwankungen künftiger Liefergeschäfte abzusichern. Dabei werden Terminkontrakte wie Futures und Optionen auf Futures mit einer Fristigkeit von bis zu zehn Jahren gehandelt (EEX, 2024). Am Spotmarkt werden hingegen kurzfristig lieferbare Strommengen gehandelt. Der Handel erfolgt dabei entweder im **Day-Ahead-Handel** oder im **Intraday-Handel**. Der Day-Ahead-Handel bezeichnet den Stromhandel, bei dem physische Strommengen für jede Stunde (ab Oktober 2025 für jede Viertelstunde) des folgenden Tages gehandelt werden. Der Intraday-Handel bezeichnet hingegen den kontinuierlichen Stromhandel, bei dem (physische) Strommengen bis zu fünf Minuten vor der Lieferung gehandelt werden. Für Unternehmen, die in ihrer Strombeschaffung auf den EOM tätig sind, ist ein ganzheitlicher Ansatz zum Risikomanagement zur Wahrung der Wettbewerbsfähigkeit von zentraler Bedeutung. Wesentliche Instrumente sind dabei sowohl die Nutzung von Energieflexibilität zur kurzfristigen Reaktion auf Preisschwankungen als auch der Einsatz von Stromderivaten zur mittel- bis langfristigen Absicherung gegenüber steigenden Preisniveaus und zunehmender Volatilität an den Spotmärkten. Im Rahmen eines optimierten unternehmerischen Strombeschaffungsportfolios sollten daher sowohl Futures als auch der Bezug über den Day-Ahead-Markt integrativ berücksichtigt werden (Weigel et al., 2023).

Neben dem Handel auf den EOM stellen **Systemdienstleistungen** eine weitere Möglichkeit der Energieflexibilitätsvermarktung dar. Diese Maßnahmen sind unerlässlich für den Erhalt der Versorgungssicherheit sowie der Netzstabilität und werden in der Regel von den Netzbetreibern koordiniert und entsprechend vergütet. Den Netzbetreibern steht hierfür ein breites Spektrum an Systemdienstleistungen zur Verfügung, das sich in netzbezogene Maßnahmen (z. B. Netzschaltungen), marktbezogene Instrumente (z. B. Regelenergie, Redispatch, abschaltbare Lasten) sowie in zusätzliche Reservekapazitäten gliedert. Aus Unternehmensperspektive sind neben den Vermarktungsmöglichkeiten jedoch auch die damit verbundenen Hemmnisse bei der Bereitstellung von Systemdienstleistungen zu berücksichtigen. Am Beispiel der Regelleistung zeigt sich, dass zahlreiche technische Voraussetzungen erfüllt sein müssen, um überhaupt Marktzugang zu erhalten. Insbesondere die hohen Anforderungen an die Verfügbarkeit von Energieflexibilität stellen für viele Unternehmen eine erhebliche Hürde dar und erschweren die Bereitstellung von Systemdienstleistungen (ENTSO-E, 2021; Lucas et al., 2020).

KMU partizipieren selten direkt an den Großhandelsmärkten und sind häufig nicht in der Lage, die technischen Voraussetzungen für Systemdienstleistungen zu erfüllen. Um KMU dennoch die Möglichkeit zu bieten, ihre Energieflexibilität ebenfalls gezielt zu vermarkten, gibt es einige weitere (teilweise außermärkliche) Vermarktungsmöglichkeiten. So erlauben **dynamische Stromtarife** einem Unternehmen beispielsweise, seinen Stromverbrauch gezielt auf Basis von Prognosen und automatischer Anpassung an Preisschwankungen zu optimieren, um ökonomisch von der Bereitstellung von Energieflexibilität zu profitieren. Dynamische Stromtarife sind dabei eine Form von Stromlieferverträgen, bei denen die Preise für Strom in Echtzeit oder in regelmäßigen Intervallen angepasst werden und sich dabei am aktuellen Angebots- und Nachfrageverhältnis auf dem Strommarkt orientieren. (Creutzburg et al., 2023; Stute, 2025). Im Gegensatz bzw. in Ergänzung dazu bieten **Power Purchase Agreements (PPAs)** den Stromabnehmern Preisstabilität bei der Energieversorgung und eine Absicherung gegen Preisschwankungen auf Zeitskalen jenseits des etablierten Terminhandels. PPAs bezeichnen Direktverträge zwischen einem Stromerzeuger und einem Stromabnehmer und sind im

Gegensatz zu den standardisierten (außer-)börslichen Terminverträgen hochgradig individuell. Zusätzlich können über PPAs auch Herkunftsnachweise für Grünstrom geliefert werden, sodass der hierüber bezogene Strom als Gegenleistung für staatliche Beihilfen oder zur Erzeugung von klimaneutralen Gasen (Wasserstoff etc.) verwendet werden kann. PPAs bieten somit eine mittel- bis langfristige Lösung für Stromerzeuger, um ihre Projekte zu finanzieren, und räumen Stromabnehmern zugleich Stabilität und finanzielle Planbarkeit bei der Energieversorgung sowie die Gewährleistung einer grünen Stromversorgung ein (Förster et al., 2025; Rövekamp et al., 2021).

Weitere, unternehmensübergreifende Vermarktungsmöglichkeiten wie im Rahmen von **Quartieren** oder **Energieflexibilitätsaggregation** werden in den *Kapiteln* A.2.2.2 und A.2.2.3 beschrieben.

3 Beispiele für verschiedene Unternehmensperspektiven

Bezugnehmend auf *Kapitel 2.4* werden im Folgenden drei konkrete Vermarktungsoptionen anhand von Praxisbeispielen veranschaulicht. Dabei wird zunächst auf die innerbetriebliche Nutzung von Energieflexibilität im Kontext der Sektorenkopplung eingegangen. Anschließend wird die Vermarktung von Energieflexibilität an den Energy-Only-Märkten (EOM) näher beschrieben, bevor mit der Optimierung des Strombeschaffungsportfolios mit Fokus auf Power Purchase Agreements (PPAs) im Rahmen der energieflexiblen Wasserstoffelektrolyse geschlossen wird.

3.1 Innerbetriebliche Optimierung inkl. Sektorenkopplung

Der Mobilitätssektor stellt neben dem Energiesektor einen der größten Verursacher von Treibhausgasemissionen dar (Umweltbundesamt, 2024). Insbesondere im derzeit noch stark von fossilen Kraftstoffen geprägten Straßenverkehr bedarf es somit eines grundlegenden Wandels hin zu erneuerbaren Energien. Aufgrund ihres hohen energetischen Wirkungsgrads gegenüber Brennstoffzellenfahrzeugen oder synthetischen Kraftstoffen stellen batterieelektrische Fahrzeuge in einem Großteil der Anwendungsfälle die sowohl ökonomisch als auch ökologisch effizienteste Mobilitätsoption für einen klimaneutralen Straßenverkehr dar (Ralf et al., 2021). Allerdings kann die Elektromobilität ihr volles Potenzial zur Reduktion von Treibhausgasen nur bei konsequenter Integration und Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Energiequellen entfalten (Kämper et al. 2020). Gleichzeitig kann Energieflexibilität infolge eines intelligenten Lade- und Entlademanagements einen wichtigen Beitrag zur Systemstabilität und Integration volatiler erneuerbarer Energien leisten (Gunkel et al. 2020).

Elektrofahrzeuge verfügen aufgrund typischerweise langer, regelmäßiger Standzeiten über ein hohes Potenzial zur zeitlichen Flexibilisierung von Ladevorgängen (Li et al. 2025). Bereits im Rahmen eines intelligenten unidirektionalen Lademanagements, bei dem elektrische Energie ausschließlich in Richtung des Fahrzeugs übertragen wird, können Ladevorgänge durch gezieltes Verschieben, Pausieren oder Dynamisieren der Ladeleistung effektiv flexibilisiert werden. Diese wesentlichen Energieflexibilitätspotenziale (Chen et al. 2025) können bereits heute genutzt werden und ökonomischen sowie ökologischen Mehrwert stiften. Ein noch weitreichenderer Energieflexibilitätsraum eröffnet sich durch das bidirektionale Laden. Hierbei ist nicht nur der Bezug, sondern auch die Rück-

speisung elektrischer Energie aus den Batteriespeichern von Elektrofahrzeugen möglich, was für einzelne Fahrzeuge oder Gebäude heute bereits regulatorisch zulässig ist (VDE, 2024). So können hinter dem Netzanschlusspunkt verschiedene Strombezugsquellen (Stromnetz, bidirektionales Elektrofahrzeug, stationärer Batteriespeicher und weitere) gewechselt und kombiniert werden. Infolgedessen lässt sich die Last am Netzanschlusspunkt auch ohne Rückspeisung in das Netz unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten effektiv flexibilisieren. Im betrieblichen Kontext ist deshalb Elektromobilität nicht ausschließlich als zusätzlicher Elektrizitätsverbraucher zu betrachten, sondern vielmehr als strategische Energieflexibilitätsoption, die eine wichtige und nutzenstiftende Rolle im betrieblichen Energiemanagement einnehmen kann. Mobilitätsbezogene Energieflexibilitäten lassen sich im Sinne der VDI-Richtlinie 5207 (VDI, 2020) oftmals synergetisch mit prozess- oder produktionsbezogenen Energieflexibilitäten eines Unternehmens kombinieren.

Ein praktisches Beispiel für die erfolgreiche Bereitstellung, Nutzung und Vermarktung von Energieflexibilität innerhalb der Organisationsgrenzen stellt das »Living Lab für CO₂-Neutralität und Energieflexibilität« am Standort des Forschungsinstituts für Informationsmanagement (FIM) und des Institutsteils Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT (FIM/FIT) in Augsburg dar. Das Living Lab umfasst verschiedene Komponenten der Stromerzeugung und der Energiespeicherung sowie flexible und unflexible Verbraucher. So verfügt das System neben den Büroräumlichkeiten als Verbund unflexibler Kleinstverbraucher auch über eine PV-Anlage mit einer Erzeugungsleistung von 44 kWp sowie einen stationären Batteriespeicher mit einer Speicherkapazität von 15 kWh sowie einer maximalen Lade- und Entladeleistung in Höhe von 5 kW. Der Batteriespeicher lässt sich in seiner Funktionsweise vereinfacht als Puffer zwischen dem Stromsystem des Living Labs und dem lokalen Verteilnetz verstehen, um den Stromfluss am Netzanschlusspunkt zu minimieren. Die Büroräumlichkeiten – mit entsprechenden Beleuchtungs- und Klimatisierungsanlagen sowie informationstechnischer Infrastruktur – zeichnen sich durch einen durchgängigen Elektrizitätsverbrauch aus, dessen Lastprofil tages(zeit)spezifischen Schwankungen unterliegt und nicht aktiv gesteuert wird. Dementsprechend erfolgt keine explizite Lastmodulation, sodass sich der Lastverlauf ausschließlich aus dem Nutzungsverhalten der Mitarbeitenden ergibt. Während in den Nachtstunden eine konstante Leistungsaufnahme von etwa 2 kW vorliegt, steigt der Verbrauch innerhalb der Tagstunden je nach Bürobesetzung und Klimatisierungsbedarf auf bis zu 12 kW an. Ein weiterer – und für die Bereitstellung von Energieflexibilität zentraler – Bestandteil des Living Labs ist eine aktiv gesteuerte Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge. Diese umfasst sechs unidirektionale Wechselstrom-Ladesäulen sowie drei bidirektionale Gleichstrom-Ladesäulen mit jeweils einem Ladepunkt. Dabei steht die unidirektionale Ladeinfrastruktur für Ladevorgänge von Mitarbeitenden- und Dienstfahrzeugen zur Verfügung, während die bidirektionalen Ladesäulen von Anfang 2023 bis Ende 2024 explizit für das Laden und Entladen von drei bidirektional-ladefähigen Poolfahrzeugen des Typs BMW i3 bestimmt waren.¹

¹ Mit Ablauf des genannten Zeitraums wurde der bidirektionale Teil von Steuerung und Ladeinfrastruktur temporär deaktiviert, da die Verfügbarkeit der Vorserienfahrzeuge von BMW endete und bislang keine alternativen bidirektionalen Dienstwagen verfügbar sind.

Zur Steuerung der (Ent-)Ladevorgänge der bidirektionalen Poolfahrzeuge kommt ein mehrstufiges Steuerungskonzept zum Einsatz, dessen Zielfunktion in der Minimierung der Strombeschaffungskosten besteht. Zusätzlich erfolgt das Laden von Fahrzeugen an den unidirektionalen Wechselstrom-Ladepunkten auf Basis des verfügbaren Stromüberschusses. Hierbei wird die pro Ladevorgang geladene Energiemenge nicht vorgegeben, sondern hängt maßgeblich von der im jeweiligen Zeitraum verfügbaren Eigenerzeugung der PV-Anlage (abzüglich des Bedarfs unflexibler Verbraucher) ab. Folglich unterstützt das unidirektionale Laden an den Wechselstrom-Ladepunkten das Ziel der Eigenverbrauchsoptimierung.

Die implementierten Steuerungsmechanismen zeigen über einen Zeitraum von knapp eineinhalb Jahren hinweg signifikant positive Effekte auf den Eigenverbrauchsanteil sowie die Autarkie des Systems (Dautzenberg et al., 2025). So führte die Nutzung der bidirektionalen Poolfahrzeuge sowie des stationären Batteriespeichers im Jahresdurchschnitt zu einer Steigerung der Eigenverbrauchsquote von 44 % auf 70 %. Gleichzeitig wurde für den Autarkiegrad ein Anstieg auf 63 % gegenüber dem Referenzszenario ohne Speicherkapazität mit 46 % ermittelt. Für positive Strombezugskosten lassen sich daraus direkt entsprechende Kostenreduktionspotenziale ableiten. Eigenverbrauchsquote und Autarkiegrad variieren im Jahresverlauf deutlich in direkter Abhängigkeit von der Eigenerzeugung durch die PV-Anlage. Während die Eigenverbrauchsquote in den Herbst- und Wintermonaten höhere Werte erreicht und in den Frühjahrs- und Sommermonaten sinkt, weist der Autarkiegrad – bei monatlicher Betrachtung – eine tendenziell gegenläufige Entwicklung auf. Trotz dieser gegenläufigen Tendenzen stehen die beiden Mess- und Zielgrößen nicht in einem eindeutig konkurrierenden Verhältnis zueinander. Unter geeigneten Rahmenbedingungen – insbesondere bei ausreichender Erzeugung aus PV-Anlagen, der Verfügbarkeit bidirektional ladender Poolfahrzeuge sowie entsprechendem Ladebedarf an der unidirektionalen Ladeinfrastruktur – konnten auf Tagesebene sowohl für die Eigenverbrauchsquote als auch für den Autarkiegrad Werte von über 95 % realisiert werden.

Trotz eines bis 2025 statischen Stromtarifs konnten bestehende Energieflexibilitäten im Living Lab somit effektiv zur Optimierung von Eigenverbrauch und Autarkie innerbetrieblich eingesetzt werden. Damit verdeutlicht das Living Lab nicht nur das Potenzial der Elektromobilität als integralen Bestandteil eines zukunftsfähigen, flexiblen und klimaneutralen Energiesystems, sondern bekräftigt außerdem die Bedeutung von intelligenten Ladelösungen für Unternehmensflotten sowie Fahrzeuge von Mitarbeitenden und Besuchern am Arbeitsplatz. Grundsätzlich kann die Integration von Elektromobilität und entsprechender Ladeinfrastruktur in das betriebliche Energiemanagement den unternehmens-eigenen Energieflexibilitätsraum und mithin auch den Lösungsraum einer innerbetrieblichen Optimierung vergrößern, wodurch eine Verbesserung der Systemleistung möglich wird (Leippi et al. 2024).

3.2 Großhandel und Systemdienstleistungen: Energieflexibilitätsnutzung bei UPM

Ein anschauliches Beispiel für die Vermarktung von Energieflexibilität am Großhandelsmarkt sowie von Systemdienstleistungen liefert der Papierhersteller UPM. Das international tätige Unternehmen beschäftigt im Geschäftsbereich der grafischen Papierherstellung rund 5.000 Mitarbeitende und

produziert jährlich etwa 4,0 Millionen Tonnen grafische Papiere. Von insgesamt zehn Standorten in Europa und den USA befinden sich unter anderem die Papierfabriken UPM Augsburg, UPM Nordland Papier (in Dörpen) und UPM Schongau in Deutschland.

Der Papierherstellungsprozess lässt sich in drei Schritte untergliedern, die jeweils unterschiedliche Potenziale zur Energieflexibilisierung bieten (Halbrügge et al., 2019). Schritt eins ist die Fasererzeugung zur Gewinnung von Papierfasern aus Durchforstungsholz, Hackschnitzeln, Altpapier oder Zellstoff als Halbstoff in der Produktion. In Schritt zwei – der Papierherstellung – wird den Papiermaschinen ein Papierfaser-Wasser-Gemisch zugeführt, das Papiervlies dort entwässert und im Anschluss getrocknet. Im abschließenden Schritt drei findet die Nachbereitung des Papiers statt, womit dessen endgültige Qualitätsstufe erreicht wird. Der erste und der dritte Produktionsschritt verfügen insbesondere über zeitliche Energieflexibilitätspotenziale in der Produktionssteuerung, da sie über Speicherbütten bzw. Tambourläger zeitlich von der Papierherstellung mit kontinuierlich laufenden Papiermaschinen entkoppelt werden können. Auch im zweiten Produktionsschritt ist die Flexibilisierung durch die Anpassung von Produktionsplänen bei entsprechender Auftragslage grundsätzlich möglich. Weitaus größere und kontinuierlich vorhandene Energieflexibilitätspotenziale ergeben sich allerdings aus dem enormen Wärmebedarf zur Trocknung des Papiers und der Streichfarbe. Durch die gezielte Wahl verschiedener Technologien zur Wärmebereitstellung wird eine Bivalenzstrategie möglich, welche die Nutzung von entweder Erdgas oder Strom ermöglicht.

Die spezifische Erschließung der beschriebenen Energieflexibilitätspotenziale hängt stark ab von der Kombination der in der jeweiligen Fabrik erzeugten Papiersorten und allgemeinen Standortfaktoren wie den verfügbaren Produktionsressourcen, den Stromerzeugungs- und Energieumwandlungsanlagen sowie den Netzanschlusskapazitäten. Folglich kann eine Umsetzung von Energieflexibilitätsmaßnahmen beispielsweise in Teilen durch die Netzanschlusssituation limitiert sein und muss standortspezifisch konzipiert und implementiert werden. Deutlich wird dies im Beispiel UPM an einem Vergleich der beiden Standorte Dörpen und Schongau. Sowohl in Dörpen als auch in Schongau sind signifikante Energieflexibilitäts- bzw. Bivalenzpotenziale in der Wärmebereitstellung vorhanden. Hierfür stehen in Dörpen bzw. Schongau jeweils ein Gas-und-Dampf-Kraftwerk mit 80 MW bzw. 76 MW sowie in Dörpen zwei Elektrodendampfkessel mit 30 MW und 50 MW bzw. in Schongau einer mit 50 MW zur Verfügung. Zusätzlich sind in Schongau Energieflexibilitätspotenziale durch Halbstoffspeicher nach der Fasergewinnung mit einer 35-MW-Thermo-Mechanical-Pulp-Anlage vorhanden.

Bei der Einsatzplanung der beschriebenen Energieflexibilitätspotenziale optimiert UPM jedoch nicht nur nach innerbetrieblichen, standortbezogenen Faktoren, sondern deckt einen Großteil des täglichen Strombedarfs über einen standortübergreifenden Stromeinkauf auf den Stromhandelsmärkten ab. Im Folgenden werden daher insbesondere die Chancen zur Monetarisierung der Energieflexibilitäten von UPM auf den entsprechenden Marktplätzen betrachtet.

Zur gezielten Einsatzplanung und Steuerung vorhandener Energieflexibilitätsoptionen wurde bei UPM der cloudbasierte Optimierungsservice »Beyond Spot Cloud« entwickelt. An den Standorten erstellt »Beyond Spot Cloud« täglich automatisiert eine vorausschauende und kostenminimierende Energieplanung, führt auf dieser Basis die automatisierte Energiebeschaffung am Day-Ahead-Markt für den Folgetag aus und empfiehlt einen optimalen Produktionsplan. Aktuell werden diese

Empfehlungen manuell in die Produktionsplanung übernommen, sollen aber perspektivisch automatisiert berücksichtigt werden. Ergänzend zum empfohlenen Produktionsplan findet am tatsächlichen Produktionstag im 15-Minuten-Takt eine regelmäßige Nach- und Feinplanung der kurzfristigen Energiebedarfe statt. Auf diese können unter anderem veränderte Verbrauchssituationen im Vergleich zur vortäglichen Energieplanung adressiert werden, beispielsweise durch den ungeplanten Ausfall einer Anlage. Zur Vermeidung von Ausgleichsenergiezahlungen werden veränderte Strombedarfe über den Intraday-Markt ausgeglichen. Da hierfür in der Regel zusätzliches situationsspezifisches Domänenwissen erforderlich ist, um beispielsweise die Dauer eines Stillstands bewerten zu können, findet die Strombeschaffung am Intraday-Markt weiterhin manuell statt.

Die regelmäßige Nach- und Feinplanung am Produktionstag ist auch zur aktiven Vermarktung von Energieflexibilitäten geeignet. Auf Basis aktueller Marktdaten und entsprechender Preissignale kann unter Einhaltung der Produktionsziele eine kostenoptimale Verschiebung von Strombedarfen durchgeführt werden. Durch die bivalenten Anlagen erweitert sich das Optimierungspotenzial zudem auf die Wahl zwischen den Energieträgern Erdgas und Strom. Hier stellt UPM ein Beispiel der erfolgreichen Elektrifizierung und Flexibilisierung dar, indem die Standorte ebenfalls im 15-Minuten-Takt die kostenminimale Wahl des Energieträgers auf Basis aktueller Marktdaten vornehmen, und eventuelle Abweichungen von auf dem Day-Ahead-Markt beschafften Strommengen über den Intraday-Markt ausgleichen (siehe *Kapitel A.2*). Aufgrund der hohen Korrelation zwischen Börsenstrompreisen und den mit dem aktuellen Strommix assoziierten Emissionen trägt diese Steuerung zudem effektiv zur Defossilisierung industrieller Wärmebedarfe bei (Förster et al., 2024). Mit dieser marktlichen Steuerung konnten durch die Substitution von Gasbedarfen durch Strom die Kosten der entsprechenden Wärmemengen um ca. 50 % sowie die assoziierten Emissionen um über 60 % gesenkt werden.

Schließlich ist UPM in der Lage, die eigenen Energieflexibilitäten zur Bereitstellung kurzfristiger Systemdienstleistungen an den Regelenenergiemärkten anzubieten, wofür das Unternehmen die nötigen Präqualifikationen für die Primärregelung sowie die Sekundär- und Minutenreserve besitzt. Bereits zu Zeiten der Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) wurde aktiv mit allen Papiermaschinen Energieflexibilität bereitgestellt.

Zusammengefasst ist es UPM mittels der Energieflexibilitätsvermarktung im Großhandel sowie über Systemdienstleistungen möglich, die eigene Wettbewerbsfähigkeit in einem zunehmend volatilen Energiemarkt zu sichern (Abele et al., 2020; Bockhacker et al., 2024; Helin et al., 2017). Die fortschreitende Elektrifizierung und Flexibilisierung erlauben eine flexible Reaktion auf Marktsignale sowie die gegenseitige Substitution von Energieträgern. Das ermöglicht nicht nur ein effektives Risikomanagement gegenüber Preisrisiken auf den Strom- und Gasmärkten, sondern trägt wesentlich zu einem Abbau geopolitischer Abhängigkeiten der Gasversorgung bei (Förster et al., 2024).

3.3 Außerhalb der Märkte & Erzeugung zukünftiger Energieträger

Wie eine Vermarktung von Energieflexibilität außerhalb der Energiemärkte stattfinden kann, soll im Folgenden am Beispiel der energieflexiblen Wasserstoffelektrolyse veranschaulicht werden. Erneuerbarem Wasserstoff – also Wasserstoff, dessen Erzeugung mit einer geringen CO₂-Intensität verbunden

ist (EP und Rat der EU, 2018; EU-Kommission, 2023) – kommt in einem künftigen, defossilisierten Energiesystem eine tragende Rolle zu (Umweltbundesamt, 2021). Insbesondere Prozesse, die wie die Direktreduktion von Eisenerz stofflich auf Wasserstoff angewiesen sind, oder schwer zu elektrifizierende Bereiche wie der Langstrecken-Schwerlast- und Schiffsverkehr sind auf diesen Energieträger angewiesen. Der Aufbau dezentraler Elektrolysestandorte ist ein entscheidender Baustein, um den Hochlauf von Elektrolysekapazitäten und die Umstellung industrieller Prozesse auf Wasserstoff parallel zum Ausbau des Wasserstoffkernnetzes zu forcieren (Husarek et al., 2021). Auch mit dem Ausbau der Wasserstoff-Verteilinfrastruktur erhalten dezentrale Elektrolysekapazitäten ihre Bedeutung aufrecht, da sie Unternehmen ohne Anschluss an das Verteilnetz regional beliefern können (Husarek et al., 2021).

Für die Herstellung erneuerbaren Wasserstoffs im gewerblichen Umfang ist es aktuell aufgrund regulatorischer Vorgaben notwendig, auf die Technologie der Wasserstoffelektrolyse zurückzugreifen. Innerhalb eines Elektrolyseurs wird Wasser unter Strom Einsatz in seine elementaren Bestandteile getrennt, wobei als Produkte Wasserstoff und Sauerstoff entstehen. Um den erneuerbaren Charakter des Wasserstoffs bei der Erzeugung und Einfuhr in die Europäische Union sicherzustellen, hat die EU mit der delegierten Verordnung 2023/1184 umfangreiche Anforderungen an die Stromverwendung bei der Elektrolyse/Erzeugung erneuerbarer Kraftstoffe definiert. Besteht keine direkte Verbindung zu einer erneuerbaren Energieanlage und muss Strom über das öffentliche Netz bezogen werden, muss eine der folgenden vier Voraussetzungen erfüllt sein, um Wasserstoff als erneuerbar klassifizieren zu können:

- Zwei Möglichkeiten, die in den meisten europäischen Ländern allerdings aufgrund fehlender Voraussetzungen zeitnah nicht gewählt werden können, sind der Betrieb eines Elektrolyseurs in einer Stromgebotszone mit einem durchschnittlichen Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung von mindestens 90 % oder einer durchschnittlichen Emissionsintensität des Strommixes von höchstens 18 Gramm CO₂-Äquivalenten pro Megajoule.
- Eine dritte Möglichkeit ist die Verwendung von Strom aus erneuerbaren Energieanlagen, der andernfalls – zur Sicherung der Netzstabilität – hätte abgeregelt werden müssen. [Diesen Fall in einem Geschäftsmodell zu kalkulieren, ist allerdings nahezu unmöglich und in der Häufigkeit des Eintretens in der Regel auch zu selten, um als einzige Strombezugsquelle einen wirtschaftlichen Betrieb des Elektrolyseurs zu sichern. In den verbleibenden Netzsituationen müssen für den Strombezug eines Elektrolyseurs PPAs – also langfristige Stromdirektlieferverträge außerhalb des standardisierten Börsenhandels (Rövekamp et al., 2021) – mit erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen in der Stromgebotszone des Elektrolyseurs (räumliche Korrelation) über die gesamte in der Elektrolyse verwendete Strommenge abgeschlossen werden. Ab 2028 dürfen diese Anlagen zudem maximal 36 Monate vor dem Elektrolyseur ihren Betrieb aufgenommen haben (Zusätzlichkeit).]
- Zuletzt muss als vierte Voraussetzung beim Betrieb des Elektrolyseurs bzw. der Stromverwendung aus den PPAs die zeitliche Korrelation erfüllt sein. Das bedeutet, dass Strom nur im selben Monat – ab 2030 in derselben Stunde – der Wasserstoffherzeugung verbraucht werden darf, wenn der Wasserstoff als erneuerbar zertifiziert werden soll.

Da die Stromerzeugung von erneuerbaren Energieträgern einer natürlichen Volatilität unterliegt, werden spätestens mit der Verkürzung der zeitlichen Korrelation auf Stundenbasis hohe Anforderungen an die Energieflexibilität der Elektrolyse gestellt. Aktuell sind verschiedene Elektrolysetechnologien grundsätzlich marktreif. Für eine energieflexible Wasserstoffelektrolyse bietet sich insbesondere die Protonenaustauschmembran-Elektrolyse (PEM-Elektrolyse) an. Diese eignet sich aufgrund ihrer hohen Effizienz und operativen Energieflexibilität besonders für den energieflexiblen Betrieb, da ein PEM-Elektrolyseur in einem Auslastungsbereich zwischen 20 und 100 % mit nur geringen Effizienzverlusten moduliert werden kann (Förster et al., 2025).

Bei der Konzeption einer Anlage stehen Betreiber nun vor der grundsätzlichen Frage, wie ein System zur Elektrolyse erneuerbaren Wasserstoffs aufzubauen ist, um diesen zu den geringstmöglichen Gesamtkosten zu produzieren. Neben dem PEM-Elektrolyseur können auch Wasserstoffspeicher, die eine Lagerung des Wasserstoffs unter Druck vor Abtransport ermöglichen, sowie entsprechende Kompressoren zur Verdichtung integriert werden. Zum Ausgleich der volatilen Stromerzeugung der Anlagen aus den PPA-Verträgen ist zudem die Integration eines batterieelektrischen Speichersystems in der Regel ökonomisch vorteilhaft (Förster et al., 2025). Neben der Auslegung der technischen Komponenten steckt aber auch großes Optimierungspotenzial in der Portfoliozusammenstellung der PPA-Verträge in Abhängigkeit von der Wechselwirkung mit den Kapazitäten der Anlagenkomponenten (Casas Ferrús et al., 2024).

Die unterschiedlichen Erzeugungsprofile erneuerbarer Energieträger (im Wesentlichen Sonnen-, Wind- und Wasserkraft) stehen in einem komplexen Wechselspiel und sind – insbesondere bei Wind und Sonne – standortspezifisch. Gleichzeitig unterscheiden sich die Kosten pro Kilowattstunde signifikant bei den Energieträgern (KYOS, 2025). Während PPA-Verträge mit PV-Anlagen zwar vergleichsweise günstig sind, ist die Verfügbarkeit entsprechender Kapazitäten stark standort- und tageszeitspezifisch. Strom aus Windkraftanlagen ist in der Verfügbarkeit zwar unabhängiger von der Tageszeit, allerdings ebenfalls wetterabhängig und teurer. Zuletzt bietet Wasserkraft zwar eine recht konstante Stromquelle, ist aber mit den höchsten PPA-Kosten verbunden.

Zusammengefasst ist die Abwägung zwischen Stromverfügbarkeit, Strombezugskosten und jährlichem Produktionsziel in Abhängigkeit von der Anlagenauslegung eine komplexe Problemstellung, die nur mittels mathematischer Optimierungssoftware gut gelöst werden kann (Abdin und Mérida, 2019).

Untersuchungen für einen beispielhaften 10-MW-Elektrolyseur haben ergeben, dass selbst bei einem annähernden Dauerbetrieb des Elektrolyseurs das Stromportfolio für die geringsten Wasserstoff-Gestehungskosten (Gesamtkosten pro Elektrolyse eines Kilogramms Wasserstoff) nicht ausschließlich aus Wasserkraft-PPAs besteht. Darüber hinaus zeigte sich, dass ein Betrieb des Elektrolyseurs mit lediglich rund der Hälfte der technisch möglichen Volllaststunden die Wasserstoff-Gestehungskosten um etwa 4 % senken kann. Ermöglicht wird diese Senkung durch die Energieflexibilität des PEM-Elektrolyseurs in Kombination mit der geringeren Auslastung, wodurch die Integration eines weitaus volatileren, aber günstigeren PPA-Portfolios möglich wird. Über die Integration eines batterie-

elektrischen Speichersystems mit 10 MWh können die Wasserstoffgestehungskosten – dank der zusätzlichen Kapazitäten zur Pufferung volatilerer, aber günstigerer Erzeugungskapazitäten – um weitere 4 % gesenkt werden (Förster et al., 2025).

Als Fazit lässt sich festhalten, dass die energieflexible Wasserstoffelektrolyse nicht nur effektiv zur Integration erneuerbarer Erzeugungskapazitäten beitragen kann, sondern eine verstärkte Einbindung volatilerer, aber kostengünstigerer Erzeugungskapazitäten bei geeigneter Optimierung des PPA-Portfolios auch die Wasserstoffgestehungskosten senken kann. Aufgrund der kurzen Reaktionszeiten der PEM-Elektrolyse ist zudem eine Teilnahme an der Sekundärreserve des Regelenergiemarkts möglich, wodurch mittels der vorhandenen Energieflexibilität zusätzliche Erlöse generiert werden können und ein Beitrag zur Systemstabilität geleistet werden kann.

4 Literatur

ABDIN, Z. und W. MÉRIDA, 2019. Hybrid energy systems for off-grid power supply and hydrogen production based on renewable energy: A techno-economic analysis [online]. *Energy Conversion and Management* 196, 1068–1079. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.enconman.2019.06.068

ABELE, M, E. UNTERBERGER, T. FRIEDL, S. CARDA, S. ROTH, A. HOHMANN und G. REINHART, 2020. Simulation-based evaluation of an energy oriented production planning system [online]. *Procedia CIRP* 88, 246–251. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.procir.2020.05.044

BACHMANN, A., L. BANK, C. BARK, D. BAUER, B. BLÖCHL, M. BRUGGER, H.U. BUHL, B. DIETZ u.a., 2021. Energieflexibel in die Zukunft – Wie Fabriken zum Gelingen der Energiewende beitragen können [online]. Verfügbar unter: doi:10.24406/fit-n-638765

BDEW – BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT, 2025. Basisdaten und Einflussfaktoren auf die Entwicklung des Wärmeverbrauchs in Deutschland. [Zugriff am: 29.07.2025]. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/2025_07_18_Statusreport_Waerme_final_1.pdf

BDEW – BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT, 2023. Fakten und Argumente: Energiebeschaffungsmodelle und deren Wirkung auf Endkundenbelieferung. [Zugriff am: 05.06.2025]. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/Awh_20230314_Fakten_und_Argumente_Energiepreise_Börse_Endkundenmarkt_GySyvYK.pdf

BDI – BUNDESVERBAND DER DEUTSCHEN INDUSTRIE, 2024. Industrie steht in Deutschland vor großen Herausforderungen [online]. Verfügbar unter: <https://bdi.eu/artikel/news/industrie-steht-in-deutschland-vor-grossen-herausforderungen>

BNETZA – Bundesnetzagentur, 2024. Eckpunktepapier zur Fortentwicklung der Industrienetzentgelte im Elektrizitätsbereich [Zugriff am 11.11.2025]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK4-GZ/2024/BK4-24-0027/BK4-24-0027_Eckpunktepapier_24072024.pdf

BNETZA – Bundesnetzagentur, 2025. Diskussionspapier. Rahmenfestlegung Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) [Zugriff am: 11.11.2025]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-01-1x3_AgNes/Downloads/Diskussionspapier_AgNes.pdf

BOCKHACKER, T., R. FÖRSTER, G. KERPEZHIJEV und H.U. BUHL, 2024. Stolperstein der Energiewende: Die Stromnetzentgeltverordnung in Deutschland – Erkenntnisse einer Fallstudie aus der Papierindustrie [online]. Zeitschrift für Energiewirtschaft 48(2). Verfügbar unter: doi:10.1007/s12398-024-1264-6

BUHL, H.U., D. EBLE, M. PICHLMEIER, T. BOCKHACKER und M. SCHNEIDER, 2025. Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik und Reform industrieller Netzentgelte [online]. Zeitschrift für Energiewirtschaft 49(S1), 40–71. Verfügbar unter: doi:10.1007/s12398-025-1314-8

CASAS FERRÚS, M.N., O. RUHNAU und R. MADLENER, 2024. Portfolio effects in green hydrogen production under temporal matching requirements [online]. Energy Strategy Reviews 56, 101580. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.esr.2024.101580

CHEN, Q., X. LIU und T. ZHANG, 2025. Quantifying the flexibility potential of electric vehicles in buildings and determining the investment strategy for charging infrastructure [online]. eTransportation 24, 100403. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.etrans.2025.100403

CREUTZBURG, P., N. MAAS, K. STEINBACHER und C. NABE, 2023: Wissenschaftliches Inputpapier für die AG Flexibilität der PKNS: Dynamische Tarife aus Stromsystemperspektive [Zugriff am: 11.11.2025]. Verfügbar unter: https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/klimaschutz/inputpapier_flex-ag2_dynamische-tarife-stromsystemperspektive-25-10-2023.pdf

DAUTZENBERG, A., J. RÖMMERLT, S. RUSCHE und S. WENNINGER, 2025. E-Mobilität, Nachhaltigkeit und Digitalisierung im Einklang – Erkenntnisse und Best-Practices aus einem Living Lab [online]. HMD Praxis der Wirtschaftsinformatik 62, 976–992. Verfügbar unter: doi:10.1365/s40702-025-01177-5

DEUTSCH, N., J. NEUHAUS, K. ISELBORN, J. ARNOLD, C. DÄBNITZ, F. KNAUP, M. BERNING, P. PORTEL u. a., 2022. Studie zur Wirkung von Energiemanagementsystem [Zugriff am: 16.07.2025]. Verfügbar unter: https://www.bfee-online.de/SharedDocs/Downloads/BfEE/DE/Energiedienstleistungen/studie_wirkung_enm_systeme_2022.html

DEUTSCHER BUNDESTAG – WISSENSCHAFTLICHER DIENST, 2024. Daten zur Entwicklung der Gaspreise und Gasmengen in Deutschland (Nr. WD 5-3000-017/24). [Zugriff am: 11.12.2025]. <https://www.bundestag.de/resource/blob/992672/WD-5-017-24-pdf.pdf>

DEUTSCHER BUNDESTAG – WISSENSCHAFTLICHER DIENST, 2024. Mögliche Auswirkungen des geplanten EU-ETS 2 auf den CO2-Preis (Nr. WD 5-3000-105/24). [Zugriff am: 11.12.2025]. <https://www.bundestag.de/resource/blob/1025892/9e8726d3d401071e1f1c70267f040bf3/WD-5-105-24-pdf.pdf>

DUFTER, C., A. GUMINSKI, C. ORTHOFER, S. VON ROON und A. GRUBER, 2017. Lastflexibilisierung in der Industrie – Metastudienanalyse zur Identifikation relevanter Aspekte bei der Potenzialermittlung. Wien: 10. Internationale Energiewirtschaftstagung IEWT 2017

EEX – EUROPEAN ENERGY EXCHANGE, 2025: Power. [Zugriff am: 07.06.2025]. Verfügbar unter: <https://www.eex.com/en/markets/power>

ENTSO-E – EUROPEAN NETWORK OF TRANSMISSION SYSTEM OPERATORS FOR ELECTRICITY, 2021. Market Report. [Zugriff am: 08.06.2025]. Verfügbar unter: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/nc-tasks/ENTSO_E_Market_report_2021_2e499deda8.pdf

ENTSO-E – EUROPEAN NETWORK OF TRANSMISSION SYSTEM OPERATORS FOR ELECTRICITY, 2025. ENTSO-E Transparency Platform [Zugriff am: 03.06.2025]. Verfügbar unter: <https://transparency.entsoe.eu/>

EP UND RAT DER EU – DAS EUROPÄISCHES PARLAMENT UND DER RAT DER EUROPÄISCHEN UNION, 2018. RICHTLINIE (EU) 2018/2001 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. [Zugriff am: 11.12.2025]. Verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX%3A32018L2001>

EU-KOMMISSION – DIE EUROPÄISCHE KOMMISSION, 2023. DELEGIERTE VERORDNUNG (EU) 2023/1184 DER KOMMISSION vom 10. Februar 2023 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates durch die Festlegung einer Unionsmethode mit detaillierten Vorschriften für die Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr [Zugriff am: 11.12.2025]. Verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:32023R1184>

FÖRSTER, R., N. EISER, M. KAISER und H.U. BUHL, 2025. Leveraging synergies for energy-flexible operated electrolysis: A techno-economic analysis of power purchase agreement procurement with battery energy storage systems for renewable hydrogen production [online]. Applied Energy 393, 126029. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.apenergy.2025.126029

FÖRSTER, R., S. HARDING und H.U. BUHL, 2024. Unleashing the economic and ecological potential of energy flexibility: Attractiveness of real-time electricity tariffs in energy crises [online]. Energy Policy 185, 113975. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.enpol.2023.113975

GUNKEL, P. A., C. BERGAENTZLÉ, I. GRAESTED JENSEN und F. SCHELLER ZAKERI, 2010. From passive to active: Flexibility from electric vehicles in the context of transmission system development [online]. Applied Energy 277, 115526. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.apenergy.2020.115526

HALBRÜGGE, S., M. SCHÖPF, P. SCHOTT und S. CARDA, 2019. Papierindustrie. In: SAUER, A., E. ABELE und H. U. BUHL, Hrsg., 2019. Energieflexibilität in der deutschen Industrie. Band 1: Synchronisierte und energieadaptive Produktionstechnik zur flexiblen Ausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende Energieversorgung. Kopernikus-Projekt SynErgie. Stuttgart: Fraunhofer Verlag. ISBN 9783839614792

HELIN, K., A. KÄKI, B. ZAKERI, R. LAHDELMA und S. SYRI, 2017. Economic potential of industrial demand side management in pulp and paper industry [online]. Energy 141, 1681–1694. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.energy.2017.11.075

HUSAREK, D., J. SCHMUGGE und S. NIESSEN, 2021. Hydrogen supply chain scenarios for the decarbonisation of a German multi-modal energy system [online]. International Journal of Hydrogen Energy 46(76), 38008–38025. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.ijhydene.2021.09.041

KÄMPER, C., H. HELMS und K. BIEMANN, 2020. Wie klimafreundlich sind Elektroautos? Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg [Zugriff am: 29.07.2025]. Verfügbar unter: https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Verkehr/emob_klimabilanz_bf.pdf

KfW BANKENGRUPPE, 2024. KfW-Mittelstandspanel 2024. [Zugriff am: 03.06.2025]. Verfügbar unter: <https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/Konzernthemen/Research/PDF-Dokumente-KfW-Mittelstandspanel/KfW-Mittelstandspanel-2024.pdf>

KOPERNIKUS-PROJEKT SYNERGIE, 2024. Stellungnahme zur Konsultation des Eckpunktepapiers zur Fortentwicklung der Industrienetzentgelte im Elektrizitätsbereich. [Zugriff am: 08.06.2025]. Verfügbar unter: https://synergie-projekt.de/wp-content/uploads/2024/09/Stellungnahme_SynErgie_BNetzA_Eckpunktepapier.pdf

KOPERNIKUS-PROJEKT SYNERGIE, 2025. Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik und Reform industrieller Netzentgelte. [Zugriff am: 08.06.2025]. Verfügbar unter: https://synergie-projekt.de/wp-content/uploads/2025/01/Weiterentwicklung-der-Netzentgelte_final.pdf

KOST, C., P. MÜLLER, J. SEPÚLVEDA SCWEIGER, V. FLURI und J. THOMSEN, 2024. Studie: Stromgestehungskosten erneuerbare Energien. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE [Zugriff am: 09.06.2025]. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html>

KRANE, J. und R. IDEL, 2021. More transitions, less risk: How renewable energy reduces risks from mining, trade and political dependence [online]. *Energy Research & Social Science* 82, 102311. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.erss.2021.102311

KYOS, 2025. Energy analytics. PPA Insights – Feb 2025 [Zugriff am: Februar 2025]. <https://www.kyos.com/ppa-insights-european-solar-and-wind-power-prices/>

LEIPPI, A., M. FLESCHUTZ, K. DAVIS, A.-L. KLINGER und M. D. MURPHY, 2024. Optimizing electric vehicle fleet integration in industrial demand response: Maximizing vehicle-to-grid benefits while compensating vehicle owners for battery degradation [online]. *Applied Energy* 374, 123995. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.apenergy.2024.123995

LI, X., Z. WANG, L. ZHANG, Z. HUANG, F. GUO, A. SIVAKUMAR und D. U. SAUER, 2025. Electric vehicle charging flexibility assessment for load shifting based on real-world charging pattern identification [online]. *eTransportation* 23, 100367. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.etrans.2024.100367

LUCAS, A., K. PEGIOS, E. KOTSAKIS und D. CLARKE, 2020. Price Forecasting for the Balancing Energy Market Using Machine-Learning Regression [online]. *Energies* 13(20), 5420. Verfügbar unter: doi:10.3390/en13205420

RALF, P., M.B. JAEGER, N. LAHDO, M. KESIC und D. HEUSSER, 2021. Antriebsportfolio der Zukunft. Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (VDE). [Zugriff am: 05.06.2025]. Verfügbar unter: <https://www.vde.com/resource/blob/2068096/ba8b3274bcf9480b85f9bfd1d69bee80/studie-antriebsportfolio-der-zukunft-data.pdf>

RÖVEKAMP, P., M. SCHÖPF, F. WAGON, M. WEIBELZAHN und G. FRIDGEN, 2021. Renewable electricity business models in a post feed-in tariff era [online]. *Energy* 216, 119228. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.energy.2020.119228

SAUER, A., S. WECKMANN und F. ZIMMERMANN, 2016. Softwarelösungen für das Energiemanagement von morgen [online]. Verfügbar unter: doi:10.24406/PUBLICA-FHG-297859

STATISTISCHES BUNDESAMT, 2025. Langfristige Wirtschaftsentwicklung in Deutschland. Statistisches Bundesamt [Zugriff am: 17.04.2025]. Verfügbar unter: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Volkswirtschaftliche-Gesamtrechnungen-Inlandsprodukt/BIP-Langfristig.html>

STUTE, J., 2025. Techno-socio-economic analysis of the impact of dynamic electricity price components on households and low-voltage grids in Germany [online]. Verfügbar unter: <https://publica.fraunhofer.de/handle/publica/487849>

UMWELTBUNDESAMT, 2021. Wasserstoff – Schlüssel im künftigen Energiesystem [Zugriff am: 04.06.2025]. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/klimaschutz-energiepolitik-in-deutschland/wasserstoff-schluesel-im-kuenftigen-energiesystem>

UMWELTBUNDESAMT, 2024. Emissionsübersichten KSG-Sektoren 1990–2023 [Zugriff am: 05.06.2025]. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/dokument/emissionsuebersichten-ksg-sektoren-1990-2023>

VDE – VERBAND DER ELEKTROTECHNIK ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK, 2024. Bidirektionales Laden. VDE FNN [Zugriff am: 05.06.2025]. Verfügbar unter: <https://www.vde.com/resource/blob/2303260/4430c923f56d66ba8f5b41ca5db2a480/bidirektionales-laden-download-data.pdf>

VDI – VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE E. V., 2020. VDI 5207 Blatt 1: 2020-07 Energieflexible Fabrik – Grundlagen [Zugriff am: 18.04.2025]. Verfügbar unter: <https://www.vdi.de/richtlinien/details/vdi-5207-blatt-1-energieflexible-fabrik-grundlagen>

VDI – VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE E. V., 2021. VDI 5207 Blatt 2: 2020-07 Energieflexible Fabrik – Identifikation und technische Bewertung [Zugriff am: 24.04.2025]. Verfügbar unter: <https://www.vdi.de/richtlinien/details/vdi-5207-blatt-2-energieflexible-fabrik-identifikation-und-technische-bewertung>

WEIGEL, M., R. FÖRSTER, F. WAGON, 2023. Risikomanagement in der Strombeschaffung unter Nutzung industrieller Energieflexibilität [online]. Zeitschrift für Energiewirtschaft 47(4), 26–45. Verfügbar unter: [doi:10.1007/s12398-023-0936-y](https://doi.org/10.1007/s12398-023-0936-y)





A.2

Unternehmensübergreifende Perspektive

Management Summary

Energieflexibilitätsmaßnahmen werden oftmals nur auf Ebene einzelner Unternehmen betrachtet. Da unternehmensinterne Energieflexibilitäten begrenzt sind, können durch unternehmensübergreifende Ansätze zusätzliche Energieflexibilitätspotenziale erschlossen werden.

Im ersten Teil des vorliegenden Kapitels werden lokale, unternehmensübergreifende Kooperationen im Rahmen von Quartieren betrachtet. Derartige Kooperationen ermöglichen es Unternehmen, strom-, wärme- und kälteseitige Energieflexibilitätspotenziale durch gemeinsame Infrastrukturen und koordiniertes Lastmanagement effizient zu erschließen (dena, 2022). Eine flexible Stromversorgung basiert dabei auf dezentraler Erzeugung, dem Einsatz von Energiespeichern sowie der übergreifenden Steuerung von Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten. Auch die Wärmeversorgung spielt durch leitungsgebundene Systeme, erneuerbare Wärmequellen und Technologien wie Power-to-Heat eine zentrale Rolle (Andersen et al., 2022). Abschließend wird am Beispiel von zwei Quartieren, dem »Stadtbach-Industriequartier Augsburg« und dem »FlexQuartier Ungerhausen« aufgezeigt, wie durch eine unternehmensübergreifende Strategie Synergiepotenziale bei der Schaffung und Nutzung von Energieflexibilitäten realisiert werden können.

Neben der unternehmensübergreifenden Betrachtung auf Quartiersebene widmet sich der zweite Teil des Kapitels einer gesamtindustriellen Analyse von technischen Energieflexibilitätspotenzialen in Deutschland. Mit dem Ausbau erneuerbarer Energien und der fortschreitenden Elektrifizierung industrieller Prozesse gewinnt die industrielle Energieflexibilität zunehmend an Relevanz für eine erfolgreiche Energiewende. Bereits heute zeichnen sich in der deutschen Industrie perspektivisch umfangreiche Energieflexibilitätspotenziale ab: Für Energieflexibilitätsmaßnahmen mit einer Abrufdauer von mindestens 15 Minuten ergibt sich im Fall des Lastverzichts ein Energieflexibilitätspotenzial von 12,2 GW, im Fall der Lasterhöhung 12,0 GW.

Autorenverzeichnis

Buhl, Hans Ulrich
hans-ulrich.buhl@fim-rc.de
Forschungsinstitut für Informationsmanagement (FIM)
und Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT
(FIM/FIT)
Alter Postweg 101
86159 Augsburg

Eble, Dominik
domnik.eble@fim-rc.de
Forschungsinstitut für Informationsmanagement (FIM)
und Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT
(FIM/FIT)
Alter Postweg 101
86159 Augsburg

Förster, Robert
robert.foerster@fim-rc.de
Forschungsinstitut für Informationsmanagement (FIM)
und Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT
(FIM/FIT)
Alter Postweg 101
86159 Augsburg

Preis, Valentin
vpreis@ffe.de
Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.
Am Blütenanger 71
80995 München

Probost, Fabian
fabian.probost@fim-rc.de
Forschungsinstitut für Informationsmanagement (FIM)
und Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT
(FIM/FIT)
Alter Postweg 101
86159 Augsburg

Rusche, Simon
simon.rusche@fim-rc.de
Forschungsinstitut für Informationsmanagement (FIM)
und Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT
(FIM/FIT)
Alter Postweg 101
86159 Augsburg

Veitengruber, Frank
fveitengruber@ffe.de
Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.
Am Blütenanger 71
80995 München

1 Einführung

In *Kapitel A.1* wurden die Energieflexibilitätpotenziale innerhalb einzelner Unternehmen betrachtet. Darauf aufbauend wird der Fokus nun erweitert, um eine unternehmensübergreifende Perspektive einzunehmen. Der Begriff unternehmensübergreifend wird in diesem Kapitel in zwei Dimensionen differenziert: zum einen im lokalen, unternehmensübergreifenden Kontext, in dem mehrere Unternehmen innerhalb eines Quartiers kooperieren und sich Energieflexibilitätpotenziale ergänzen können (*siehe Kapitel A.2.2*); zum anderen im Sinne einer gesamtindustriellen Perspektive, welche die Gesamtheit der deutschen Industrieunternehmen sowie eine übergreifende, aggregierte Betrachtung ihrer Energieflexibilitätpotenziale umfasst (*siehe Kapitel A.2.3*).

2 Unternehmensübergreifende Zusammenarbeit in Quartieren

Die Energiewende erfordert nicht nur technologische Innovationen, sondern auch neue Formen der Zusammenarbeit, etwa in Form gemeinsamer Energieinfrastruktur, abgestimmter Lastmanagementstrategien oder geteilter Investitionen in Speicher- und Steuerungstechnologien. Da unternehmensinterne Energieflexibilitäten oft begrenzt sind, können durch unternehmensübergreifende Zusammenarbeit in Quartierskonzepten einzelne Energieflexibilitätpotenziale sinnvoll ergänzt und –übergreifend gesteuert – effizienter genutzt werden. (VDI, 2021)

2.1 Quartier

Der Begriff »Quartier« wird insbesondere im Kontext moderner Stadtentwicklung und nachhaltiger Infrastrukturlösungen verwendet, wobei integrierte Konzepte zur gemeinschaftlichen Stromerzeugung und -nutzung eine zentrale Rolle spielen. Vor diesem Hintergrund lässt sich ein Quartier als ein Verbund von Gebäuden verstehen, die in einem räumlichen und baustrukturellen Zusammenhang stehen, über eine gemeinsame energetische Infrastruktur verfügen und den gegenseitigen Austausch von Energie ermöglichen (Schölzel et al., 2023).

Abhängig von der primären Nutzung und energetischen Ausgestaltung lassen sich drei verschiedene Quartierstypen unterscheiden.

- Wohnquartiere zeichnen sich durch eine überwiegende Wohnnutzung aus und fokussieren auf die Optimierung der Energieversorgung und -nutzung für Haushalte (dena, 2022). Hier kommen verstärkt dezentrale Erzeugungsanlagen wie Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) sowie gemeinschaftliche Speicherlösungen zum Einsatz, um eine nachhaltige und effiziente Energieversorgung sicherzustellen (dena, 2022).
- Industriequartiere hingegen sind primär für gewerbliche Zwecke ausgelegt und zeichnen sich meist durch eine hohe Energienachfrage aus (dena, 2022). Ein Anteil des Energiebedarfs wird häufig durch Eigenproduktion gedeckt, etwa durch den Einsatz von PV-Anlagen und/oder

Blockheizkraftwerken (BHKW). Ergänzend kommen Lastmanagementstrategien zum Einsatz, um Stromverbrauch und Stromerzeugung zu synchronisieren und Effizienzpotenziale auszuschöpfen.

- Mischquartiere kombinieren Industrie- und Wohnflächen und nutzen Synergien zwischen diesen Nutzungen, um den Energiebedarf effizient zu decken. Ein Beispiel hierfür ist die Einspeisung überschüssiger Energie aus gewerblichen Betrieben in das Versorgungssystem von Wohngebäuden. Durch diese integrative Nutzung verschiedener Energieressourcen entstehen wirtschaftliche und ökologische Vorteile, die zur nachhaltigen Entwicklung urbaner Strukturen beitragen (dena, 2022).

Die Energieversorgung in einem Quartier umfasst sowohl die Bereitstellung von Strom als auch die Deckung des Wärme- und Kältebedarfs, wobei der Schwerpunkt zunehmend auf nachhaltige und effiziente Lösungen gelegt wird. Die Stromversorgung basiert häufig auf einer Kombination aus zentralem Netzbezug über das allgemeine Stromnetz und dezentraler Stromerzeugung vor Ort (VDE, 2007). Auch die Versorgungen mit Kälte und Wärme spielen eine zentrale Rolle und werden je nach Quartiersstruktur durch unterschiedliche Systeme sichergestellt. Fernwärmenetze sorgen für eine zentrale Versorgung mit Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplung oder industrieller Abwärme, während dezentrale Lösungen wie Wärmepumpen oder Solarthermieanlagen direkt in den Gebäuden genutzt werden.

Im weiteren Verlauf des Kapitels wird die Flexibilisierung der Strom-, Wärme- und Kälteversorgung in Industriequartieren näher betrachtet. Es werden konkrete Ansätze und Technologien vorgestellt, die eine Flexibilisierung der Strom-, Wärme- und Kälteversorgung in Quartieren ermöglichen und das Potenzial zur weiteren Verbesserung der Energieeffizienz von Versorgungstechnologien auf Quartiersebene ausschöpfen.

2.2 Energieflexible Stromversorgung im Quartier

Die Energiewende stellt Industrieunternehmen vor die Herausforderung, ihre Stromversorgung flexibler und nachhaltiger zu gestalten, um den Anforderungen einer zunehmend dezentralen und erneuerbaren Stromversorgung gerecht zu werden. Ein aussichtsreicher Ansatz ist die energieflexible Stromversorgung auf Quartiersebene. Das Ziel besteht darin, die Erzeugung und Nutzung von Strom im Quartier so zu organisieren, dass eine möglichst hohe Nutzung erneuerbarer Energien ermöglicht wird, u. a. durch eine effiziente Laststeuerung. Eine flexible Stromversorgung im Quartier basiert dabei auf mehreren Komponenten. Die dezentrale Stromerzeugung durch PV-Anlagen und/oder BHKWs sorgt dafür, dass Strom direkt vor Ort produziert wird. Durch eine intelligente Steuerung von flexiblen Erzeugern wie stromgeführten BHKWs kann der erzeugte Strom bedarfsgerecht im Quartier bereitgestellt werden. Darüber hinaus ermöglichen Speichersysteme wie Batteriespeicher oder thermische Speicher eine flexible Nutzung der erzeugten Energie. Überschüssige Energie kann gespeichert und bei hohem Bedarf wieder zur Verfügung gestellt werden, wodurch Lastspitzen reduziert und die Eigenverbrauchsquote gesteigert wird.

Ein weiteres Schlüsselement in Quartieren ist die übergreifende Steuerung von Energieflexibilität. Durch die Bündelung und zentrale Steuerung von einzelnen Energieflexibilitätsoptionen verschiedener Akteure im Quartier (z.B. Speichersysteme) können größere Energieflexibilitäten gezielt auf den Strommärkten angeboten oder zur Netzstabilisierung an den Regelenergiemärkten eingesetzt werden. Da der Zugang zu Regelenergiemärkten erst ab bestimmten Leistungen möglich ist, die für einzelne Unternehmen und Quartiere oft nicht wirtschaftlich sind, übernehmen sogenannte Aggregatoren die Rolle eines Intermediärs. Dieser koordiniert und vermarktet Lastverschiebungen, Speicherkapazitäten oder Erzeugungskapazitäten verschiedener Unternehmen. Die Bündelung einzelner Energieflexibilitätsoptionen kann dabei das erschließbare Marktpotenzial erhöhen und eine bessere Monetarisierung ermöglichen. So ist beispielsweise für die Teilnahme am Regelenergiemarkt eine Mindestleistung der Anlagen von 1 MW Primärregelleistung bzw. 5 MW Sekundärregelleistung und Minutenreserve nachzuweisen. Durch die Aggregation von mehreren kleineren Anlagen ist es möglich, die beschriebenen Schwellwerte zu erreichen.

Eine energieflexible Quartierslösung bietet somit zahlreiche Vorteile für Industrieunternehmen. Neben wirtschaftlichen Einsparungen durch verbesserte Eigenstromnutzung unterstützt sie zugleich eine umweltverträglichere Energieversorgung durch den verstärkten Einsatz erneuerbarer Energien.

2.3 Energieflexible Wärmeversorgung im Quartier

2.3.1 Die Wärmewende als nationale Herausforderung

Ein zentraler Bestandteil der deutschen Klimaschutzstrategie ist die Umgestaltung der Wärmeversorgung, die sogenannte Wärmewende. Die Bereitstellung von Wärme – insbesondere Raumwärme, Prozesswärme und Warmwasser – sowie Kälte machte im Jahr 2022 rund 50 % des gesamten Endenergieverbrauchs in Deutschland aus (AEN, 2021; AEN, 2023). Derzeit ist die Wärmeversorgung in Deutschland noch stark von fossilen Energieträgern geprägt, sodass hierbei fast 40 % der gesamten CO₂-Emissionen entstehen (BDEW, 2021). Auch wenn die Kältebereitstellung aktuell einen vergleichsweise geringen Anteil des Endenergieverbrauchs ausmacht, steigen die Anforderungen an klimafreundliche Kältebereitstellung perspektivisch an und sollten mitgedacht werden. Während die Transformation des Stromsektors (»Stromwende«) breit diskutiert wird, steht die Wärmewende als notwendige Voraussetzung zur Erreichung der Klimaziele bisher deutlich weniger im Fokus der öffentlichen Debatte. Im Vergleich zum Stromsektor entwickelt sich die Nutzung erneuerbarer Energien in der Wärmeversorgung deutlich langsamer und beträgt derzeit lediglich etwa 15 % (BDEW, 2021). Eine erfolgreiche Wärmewende setzt eine ganzheitliche Strategie zur verstärkten Integration erneuerbarer Energien voraus. In diesem Zusammenhang gewinnen auch Konzepte der effizienten Sektorenkopplung zunehmend an Bedeutung.

Ein wichtiger Bestandteil der Wärmewende ist der Einsatz erneuerbarer Brennstoffe wie Biomasse und Biogas sowie erneuerbarer und defossilisierter Gase. Auch die Elektrifizierung der Wärmeversorgung und die Nutzung unvermeidbarer Abwärme, insbesondere aus industriellen Prozessen, gewinnen zunehmend an Bedeutung. Im Gegensatz zu Strom kann Wärme jedoch nicht mit hohen Geschwindigkeiten und geringen Übertragungsverlusten über lange Distanzen transportiert werden

(Deutsche Umwelthilfe, 2022). Standortfaktoren wie die geologische Eignung für Geothermie oder das Vorhandensein industrieller Abwärmequellen variieren stark. Daher sind dezentrale Versorgungsansätze erforderlich, um eine nachhaltige und effiziente Wärmeversorgung zu gewährleisten.

Um einen klaren Transformationspfad aufzuzeigen und gleichzeitig regionalen und lokalen Gegebenheiten Rechnung zu tragen, wurde am 1. Januar 2024 das »Gesetz für die Wärmeplanung und zur Defossilisierung der Wärmenetze« (Wärmeplanungsgesetz (WPG)) beschlossen. Dieses Gesetz verpflichtet die Bundesländer zur flächendeckenden Erstellung von Wärmeplänen mit dem Ziel einer treibhausgasneutralen Wärmeversorgung bis spätestens 2045. Insbesondere den Kommunen kommt hierbei eine maßgebliche Verantwortung zu, da sie die spezifischen Gegebenheiten vor Ort berücksichtigen und geeignete Maßnahmen zur Umsetzung einer nachhaltigen Wärmeversorgung entwickeln müssen.

2.3.2 Leitungsgebundene Wärmeversorgung

Das Konzept der leitungsgebundenen Wärmeversorgung – in einzelnen Städten und Quartieren bereits ergänzt durch leitungsgebundene Kälteversorgung – umfasst die Versorgung von Gebäuden oder Quartieren mit thermischer Energie, die räumlich entkoppelt erzeugt und über ein Rohrleitungssystem (Wärme- bzw. Kältenetz) in Form von temperiertem Wasser oder Dampf zu Verbrauchern transportiert wird. Die leitungsgebundene Wärmeversorgung stellt ein wesentliches Instrument zur Defossilisierung des Wärmesektors dar und kann somit einen maßgeblichen Beitrag zum Gelingen der Wärmewende in Deutschland leisten. Der gesetzliche Rahmen, insbesondere § 49 des WPG, gibt dabei klare Zielvorgaben: Ab dem 1. Januar 2030 müssen mindestens 30% der Wärme in leitungsgebundenen Systemen aus erneuerbaren Energien oder unvermeidbarer Abwärme stammen, ab 2040 sogar mindestens 80%. Die gesetzlichen Vorgaben des WPG schaffen somit einen starken Anreiz, erneuerbare Wärmequellen und Abwärme systematisch in bestehende und neue Wärmenetze zu integrieren.

Ein wesentlicher Vorteil der leitungsgebundenen Wärmeversorgung liegt in ihrer Fähigkeit, verschiedene erneuerbare Wärmequellen sowie unvermeidbare Abwärme in die Wärmeversorgung zu integrieren und diese der allgemeinen Wärmenachfrage zugänglich zu machen. Auf diese Weise können fossile Brennstoffe sukzessive ersetzt und Treibhausgasemissionen wirksam reduziert werden, um langfristig zur Sicherstellung einer nachhaltigen Wärmeversorgung beizutragen. Während fossile Energieträger in hohem Maße transportabel sowie für die dezentrale Wärmeerzeugung verfügbar und einsetzbar sind, stehen der Nutzung erneuerbarer Wärmequellen häufig lokationsspezifische Herausforderungen gegenüber (Umweltbundesamt, 2024): Erstens handelt es sich bei erneuerbaren Wärmequellen wie unvermeidbarer Abwärme aus industriellen Prozessen oder (tiefer) Geothermie in der Regel um standortgebundene Ressourcen, deren Verfügbarkeit stark von lokalen geologischen, infrastrukturellen und industriellen Gegebenheiten abhängt (Umweltbundesamt, 2024); und zweitens weisen Wärmeerzeugungstechnologien wie Solarthermie einen erhöhten Platzbedarf auf, der insbesondere innerhalb von dicht besiedelten Gebieten mit anderen Flächennutzungsweisen in Konkurrenz steht (Umweltbundesamt, 2024).

In ihrer Funktion als Übertragungsinfrastruktur können Wärmenetze entscheidend dazu beitragen, Wärmezeugung und -verbrauch räumlich zu entkoppeln und auf diese Weise die notwendige Erschließung (standortgebundener) erneuerbarer Wärmequellen zu fördern. Darüber hinaus kann die Integration von (Groß-)Wärmespeichern die Zwischenspeicherung überschüssiger Wärme aus erneuerbaren Quellen ermöglichen (etwa unvermeidbare Abwärme oder Wärme aus (temporär) emissionsarmem Strom) und (in gewissem Umfang) eine zeitliche Entkopplung von Wärmezeugung und -bedarf unterstützen. Mithilfe dieser – aus der (teilweisen) räumlichen und zeitlichen Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch resultierenden – Energieflexibilität können Wärmenetze die beschriebenen Herausforderungen der Standortabhängigkeiten und volatilen Erzeugungsprofile geeignet adressieren.

Gerade im Quartierskontext können Wärmenetze außerdem helfen, standortgebundene Potenziale effizient zu erschließen und quartiersweit verfügbar zu machen, etwa unvermeidbare Abwärme aus industriellen oder gewerblichen Prozessen. Dabei gewinnen unternehmensübergreifende Lösungen und entsprechende kooperative Infrastrukturen an Bedeutung, in denen verschiedene Unternehmen gemeinschaftlich zur Wärmewende beitragen, beispielsweise durch die Bereitstellung von Abwärme, gemeinsame Speicherlösungen oder abgestimmte und übergreifend gesteuerte Energieflexibilitätsmaßnahmen.

2.3.3 Strombasierte Wärmeversorgung

Neben ihrer Bedeutung für eine effektive Wärmewende können leitungsgebundene Wärmesysteme durch die Bereitstellung wichtiger (nachfrageseitiger) Energieflexibilität auch für das Stromsystem relevant sein. Einerseits gewinnt angesichts der wachsenden Abhängigkeit von wetterabhängigen erneuerbaren Energien die Fähigkeit zur flexiblen Nutzung von Strom zunehmend an Bedeutung; andererseits bietet das stetige Wachstum des Anteils erneuerbarer Energien am Strommix sowie der Anzahl an Stunden, in denen der Strombedarf nahezu vollständig aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt wird, wesentliche Potenziale für die Defossilisierung der Wärmezeugung. Der Einsatz strombasierter Wärmezeugungstechnologien (Power-to-Heat) wie Großwärmepumpen oder Elektrodenkesseln in Wärmenetzen ermöglicht die effiziente Umwandlung von (überschüssigem) erneuerbarem Strom in Wärme (Andersen et al., 2022).

Im Stromsystem kann ein strommarktorientierter Betrieb von Wärmezeugungsanlagen durch die Nutzung von regional erzeugtem, erneuerbarem Strom den Bedarf an kostenintensiven Redispatch-Maßnahmen senken oder durch die Teilnahme am Regelenergiemarkt zur Netzstabilität beitragen (Andersen et al., 2022). Geringe Lastmodulationszeiten, hohe Nennleistungen sowie hochaufgelöste Leistungsstufen machen insbesondere Elektrodenkessel zu hochflexiblen und somit wertvollen Komponenten für das Stromsystem, die zur Unterstützung des Netzbetreibers bei der Netzstabilisierung eingesetzt werden können. Während gängige Großwärmepumpen eine Energieflexibilitätsvermarktung über Intraday-Markt und Minutenreserve realisieren können (Agora Energiewende, 2023), zeigen verschiedene Projekte in Dänemark bereits, dass sogar eine Teilnahme an Primär- und Sekundärregelungsmärkten technisch möglich ist (MAN Energy Solutions, 2023; Lindahl et al., 2023). Vor dem Hintergrund einer strombasierten Wärmezeugung stellt allerdings die negative

zeitliche Korrelation von Wärmebedarf und Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom, insbesondere aus Solarenergie, eine wesentliche Herausforderung für das Wärmesystem dar. Eine leitungsgebundene Wärmeversorgung in Kombination mit (Groß-)Wärmespeichern und erzeugungsseitiger Energieflexibilität kann erneuerbare Wärme – beispielsweise aus »grünem« (Netz-)Stromzwischen speichern – in Perioden hoher Wärmenachfrage wieder einspeisen und verfügbar machen.

Über die direkte Nutzung von Strom zur Wärmezeugung hinaus bietet auch die Umwandlung von lokal überschüssigem Strom aus erneuerbaren Energiequellen in gasförmige Energieträger – speziell die Herstellung von Wasserstoff durch Elektrolyse – zusätzliche Energieflexibilitätspotenziale für den Strom- und den Wärmesektor. In leitungsgebundenen Wärmeversorgungssystemen kann grüner Wasserstoff zukünftig durch die Verwendung in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und Brennstoffzellen sowie die Nutzung von Abwärme des Elektrolyseprozesses eine Rolle spielen (Meyer et al., 2021). Im Vergleich zu anderen Branchen und Anwendungsfällen (beispielsweise der chemischen Industrie) ist die Substituierbarkeit von Wasserstoff in der Wärmeversorgung allerdings verhältnismäßig hoch. Dementsprechend wird Wasserstoff im Allgemeinen voraussichtlich eine eher nebengeordnete Rolle für die Wärmeversorgung in Deutschland spielen (Meyer et al., 2021). Gleichzeitig können, insbesondere im Fall begrenzter Übertragungskapazitäten, lokale Wasserstofflösungen entscheidend zu einer erneuerbaren Wärmeversorgung beitragen. Grüner Wasserstoff kann somit ein Bindeglied zwischen Strom-, Gas- und Wärmesektor darstellen und die Energieflexibilitätsoptionen im Rahmen einer ganzheitlich gedachten Wärmewende ergänzen.

Die vorangegangenen Ausführungen verdeutlichen, dass unternehmensübergreifende Zusammenarbeit in Quartieren wesentlich zum Gelingen der Energiewende beitragen kann. Diese wichtigen Transformationsprozesse erfordern nicht nur technologische Innovationen, sondern auch neue Formen der Zusammenarbeit, etwa in Form gemeinsamer Energieinfrastrukturen, abgestimmter Lastmanagementstrategien, integrierter Wärme- und Kältekonzepte sowie geteilter Investitionen in Speicher- und Steuerungstechnologien. Quartiere bieten dafür ideale Rahmenbedingungen, da sie durch ihre räumliche Nähe, die Vergleichbarkeit der Rahmenbedingungen und vielfältige Nutzungstypen ein hohes Maß an Synergien ermöglichen. Energieflexible Energieversorgungskonzepte auf Quartiersebene können nicht nur Effizienzgewinne schaffen und eine Integration erneuerbarer Energien fördern, sondern erlauben auch die übergreifende Steuerung einzelner Energieflexibilitätspotenziale zur Vermarktung am Strommarkt oder zur Netzstabilisierung. Die folgenden praxisnahen Beispiele zeigen, wie unternehmensübergreifende Kooperationen konkret ausgestaltet werden können und welchen Mehrwert sie für Unternehmen, Quartiere und das Energiesystem insgesamt bieten.

2.4 Praxisbeispiel: Stadtbach-Industriequartier

Das »Stadtbach-Industriequartier« ist eines der bedeutendsten Industriequartiere der Energieflexiblen Modellregion Augsburg. Das Quartier zeichnet sich insbesondere durch seine zentrale Lage im Stadtgebiet in unmittelbarer Nähe zur Augsburger Innenstadt aus. Teil des Industriequartiers sind global aktive Industrieunternehmen wie Everllence (ehemals MAN Energy Solutions), UPM Augsburg oder MT Aerospace. Aufgrund der hohen Energie- und CO₂-Intensität der ansässigen Unternehmen und

ihrer Produktionsstätten ist das »Stadtbach-Industriequartier« für die Energieflexible Modellregion Augsburg von besonderer Bedeutung. So spielen energiewirtschaftliche Fragestellungen sowie die Vision einer klimaneutralen Energieversorgung für dieses Quartier und die langfristige Wettbewerbsfähigkeit der ansässigen Unternehmen eine wichtige Rolle.

Aktuell lassen sich die gehobenen Energieflexibilitätspotenziale im »Stadtbach-Industriequartier« vorrangig bei UPM Augsburg verorten. Der enorme Strom- und Wärmebedarf des Papierherstellungsprozesses war Ausgangspunkt für eine zunehmende Flexibilisierung der Energienutzung und -bereitstellung, sodass UPM Augsburg heute als Vorreiter einer energieflexiblen Produktions- und Prozesssteuerung in der Industrie zählt. In diesem Zuge wurden verschiedene Energieflexibilitätspotenziale sowohl in der Halbstoff- als auch der Papierherstellung identifiziert und gehoben. Die Zwischenspeicherung des Halbstoffs in Büttensilos sowie die daraus folgende zeitliche Entkopplung von Halbstoff- und Papierproduktion ermöglicht eine zeitliche Flexibilisierung der Halbstoffproduktion und des damit einhergehenden Elektrizitätsverbrauchs (siehe *Kapitel A.1*). Die (begrenzte) Substituierbarkeit von Primär- und Sekundärfasern stellt aufgrund der unterschiedlichen spezifischen Energiebedarfe eine weitere Energieflexibilität dar. Neben der auslastungs- und kundenabhängigen Flexibilisierbarkeit von Anlauf- und Betriebsphasen der Papiermaschine hat UPM Augsburg ein System zur bivalenten Wärmeversorgung umgesetzt. Der hohe Wärmebedarf für die Papiertrocknung wird in Zeiten günstiger Intraday-Strompreise von einem Elektrodendampfkessel anstelle mehrerer Gaskessel bereitgestellt. Schon heute wird im 15-Minuten-Takt eine Optimierung der Wärmebereitstellung anhand aktueller Marktdaten vorgenommen. Zentrales Entscheidungskriterium für eine kostenminimale Steuerung ist der Vergleich der Grenzkosten der Wärmebereitstellung durch Gaskessel einerseits und durch den Elektrodendampfkessel andererseits. Bei untertäglich konstanten Gaskosten sind die volatilen Strompreise an Day-Ahead- und Intraday-Märkten ausschlaggebend für den Einsatz des Elektrodendampfkessels. Neben der marktpreisorientierten Fahrweise kann der Elektrodendampfkessel aufgrund seiner geringen Lastmodulationszeiten auch gezielt im Rahmen des Netzengpass-Managements eingesetzt und vermarktet werden, wodurch zusätzliche Erlöspotenziale erschlossen werden können.

Über diese bereits bestehenden und genutzten Energieflexibilitätsoptionen hinaus werden in Zusammenarbeit zwischen den Projektpartnern im »Stadtbach-Industriequartier« verschiedene zukünftige Maßnahmen zur Elektrifizierung, Flexibilisierung und Emissionsreduktion der Wärmeversorgung entwickelt, geplant und umgesetzt. Die zugrunde liegende Idee für solche Maßnahmen ist die Kombination und Integration unterschiedlicher Wärmequellen und -bereitstellungstechnologien. Einer der zentralen Ansatzpunkte ergibt sich aus einem gewandelten Verständnis der Rollen beteiligter Akteure: Die bislang klar abgegrenzten Rollen von Energieanbietern und -nachfragern beginnen sich auch im Wärmesektor zunehmend aufzulösen. Industrieunternehmen können nicht nur Wärmeverbraucher, sondern durch die Bereitstellung unvermeidbarer Abwärme auch Anbieter und Einspeiser von Fernwärme sein. Gleichzeitig werden Versorgungsunternehmen wie die swa (Stadtwerke Augsburg) zu Nachfragern von Wärme aus dezentralen Quellen. Im »Stadtbach-Industriequartier« wird eine quartiersübergreifende Integration von beteiligten Akteuren und Wärmeströmen angestrebt. In diesem Zuge soll unvermeidbare Abwärme der Industrieunternehmen in das Fernwärmenetz eingespeist werden können, während Fernwärme als weitere Wärmequelle neben eigenerzeugter Wärme

aus Verbrennungs- oder Power-to-Heat-Anlagen erschlossen werden kann. Diese Bi- und Multivalenz in der Wärmeversorgung eröffnet sowohl den Unternehmen als auch Fernwärmeversorgern neue Energieflexibilitätpotenziale mit wesentlicher Wirkkraft auf das Stromsystem.

Weitere Energieflexibilität soll durch den Aufbau und die Integration eines Großwärmespeichers im Quartiersgebiet erzielt werden. Ein solcher Großwärmespeicher kann aufseiten der swa nicht nur die Kappung von Lastspitzen und infolgedessen die Reduktion der vorgehaltenen Kraftwerkskapazität unterstützen, sondern in gewissem Umfang auch zur saisonalen Entkopplung von Wärmeangebot und -nachfrage beitragen. Im besonderen Fall des »Stadtbach-Industriequartiers« befinden sich Abwärme-Aufkommen (Everllence), erheblicher Wärmebedarf für die Papiertrocknung (UPM Augsburg) sowie der potenzielle Standort des geplanten Wärmespeichers (swa) in unmittelbarer räumlicher Nähe zueinander. Es ist das Ziel der Akteure, diese Ausgangssituation zur Hebung von Effizienz- und Energieflexibilitätpotenzialen im Quartier und im ganzen Stadtgebiet zu nutzen. *Abbildung 1* zeigt die geplante Konzeption der Energieflüsse zwischen den Akteuren im »Stadtbach-Industriequartier«.

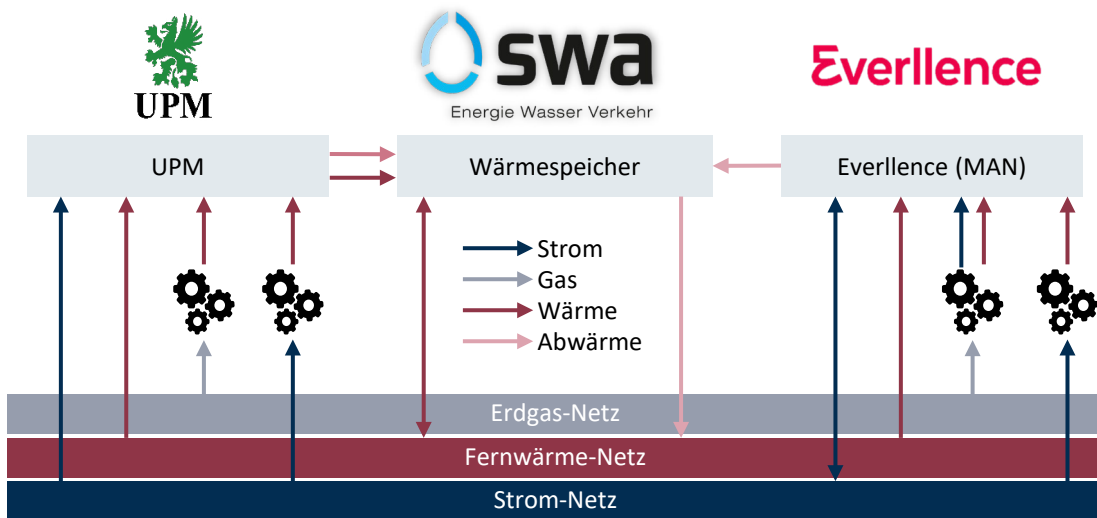


Abb. 1 Konzeption der Energieflüsse zwischen den Akteuren im »Stadtbach-Industriequartier«

Grundsätzlich kann im »Stadtbach-Industriequartier« (zukünftig) Energieflexibilität im Rahmen einer multivalenten Wärmebereitstellung sowohl wärme- als auch stromseitig vermarktet werden. Ausschlaggebend für die Erschließung weiterer Energieflexibilitäten sind die zunehmende Elektrifizierung der Wärmeerzeugung durch die Integration von Power-to-Heat-Technologien (Elektrodenkessel und Wärmepumpen), der Aufbau eines Großwärmespeichers sowie die Eingliederung verschiedener unvermeidbarer Abwärmequellen, die als treibhausgasneutral klassifiziert werden.

2.5 Praxisbeispiel: FlexQuartier Ungerhausen

Ein weiteres Quartier zur unternehmensübergreifenden Energieflexibilitätsnutzung ist das »FlexQuartier Ungerhausen« in der Gemeinde Ungerhausen im Unterallgäu. Es umfasst aktuell drei kooperierende Unternehmen: die »Green Factory« der Alois Müller GmbH, das Produktionsunternehmen CB-tec und ein Logistikdepot von DPD. Im Hinblick auf Energielösungen und Energiemanagement ist die Alois Müller GmbH der zentrale Akteur im Quartier und zudem geförderter Industriepartner im Kopernikus-Projekt SynErgie. Die »Green Factory« von Alois Müller deckt rund 90 % ihres elektrischen Energiebedarfs durch regenerative Eigenerzeugung. Durch eine Großwärmepumpe und den Zubau weiterer PV-Anlagen wird in naher Zukunft auch der thermische Energiebedarf zu großen Teilen über Eigenerzeugung gedeckt. Darüber hinaus versorgt Alois Müller über ein bestehendes Wärmenetz die benachbarten Unternehmen im Quartier mit Wärme.

Im Zuge eines Energieflexibilitätsaudits wurden die Energiedaten aller Erzeuger, Verbraucher und Speicher innerhalb der »Green Factory« sowie die Wärmeflüsse zu den benachbarten Unternehmen analysiert und Maßnahmen abgeleitet. Von den Maßnahmen, für die ein hohes Potenzial identifiziert wurde, wurden erste bereits erfolgreich umgesetzt. Dabei handelt es sich um die Vermarktung einer Power-to-Heat-Anlage am Regelenenergiemarkt, die Integration eines intelligent gesteuerten Ladeparks für Elektrofahrzeuge, variable Verbraucher in der Produktion, Wärmerückgewinnungsanlagen sowie die Ergänzung eines Batteriespeichers.

Von der »Green Factory« aus erfolgt über ein bestehendes Wärmenetz die Wärmeversorgung der weiteren Akteure im Quartier. Das Wärmenetz wird aus einem 100.000-l-Warmwasserspeicher beliefert, welcher energieflexibel beheizt wird. Der Speicher kann über ein BHKW, eine Pellet-Heizung, einen Gas-Spitzenlastkessel sowie über drei Power-to-Heat-Heizelemente beheizt werden. Diese Anlagen werden in Abhängigkeit von der Temperatur im Warmwasserspeicher flexibel ein- und ausgeschaltet, sodass vorrangig kostengünstige und umweltfreundliche Anlagen arbeiten und der Gas-Spitzenlastkessel nur in Situationen mit sehr hohem Wärmebedarf zugeschaltet wird.

In diesem System sind insbesondere die Power-to-Heat-Heizelemente hervorzuheben, welche eine Energieflexibilität für das öffentliche Stromnetz darstellen. Konkret wurde eine Power-to-Heat-Anlage mit drei 200-kW-Heizelementen im Warmwasserspeicher implementiert. Die Vermarktung der Energieflexibilität und damit die Monetarisierung der Power-to-Heat-Anlage erfolgt über den Sekundärregelleistungsmarkt. Dieser Markt bietet die Möglichkeit, die Anlage gezielt in Zeiten eines hohen Stromangebots zuzuschalten und somit zur Netzstabilisierung beizutragen. Die Anlage verfügt über eine Leistung von 600 kW, die allerdings allein nicht ausreicht, um am Regelenenergiemarkt teilzunehmen. Deswegen wird sie von einem Aggregator betrieben, der ihre Energieflexibilität gemeinsam mit anderen Anlagen koordiniert und optimal vermarktet. Die Vergütung erfolgt auf Basis eines zweistufigen Modells, das sowohl einen Leistungspreis für die Bereitstellung der Regelleistung als auch einen Arbeitspreis für die tatsächlich abgerufene Energie umfasst. Durch diese Marktteilnahme kann nicht nur eine wirtschaftliche Optimierung der Anlagennutzung erreicht, sondern auch ein Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien und zur Stabilisierung des Stromnetzes geleistet werden.

Zusätzlich zur energieflexiblen Wärmeversorgung im »FlexQuartier Ungerhausen« ist die Erweiterung des bestehenden Batteriespeichersystems vorgesehen, das derzeit vor allem zur Kappung von Lastspitzen eingesetzt wird. Mit dem Ausbau und der Einbindung in ein übergeordnetes Energieflexibilitätsmanagementsystem kann der Batteriespeicher künftig vorrangig zur Erhöhung des Eigenverbrauchs, zur Nutzung variabler Strompreise sowie zur Begrenzung von Lastspitzen genutzt werden. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, freibleibende Leistung und Kapazität gewinnbringend zu vermarkten, beispielsweise auf dem Spotmarkt oder im Regelleistungsmarkt (FfE, 2022). So trägt das erweiterte Batteriespeichersystem nicht nur zur lokalen Optimierung des Elektrizitätsverbrauchs bei, sondern eröffnet auch zusätzliche wirtschaftliche Potenziale durch die marktseitige Nutzung von Energieflexibilität.

3 Unternehmensübergreifende Energieflexibilitätspotenziale und -perspektiven in der deutschen Industrie

3.1 Industrielle Energieflexibilität in Deutschland

Für die effiziente Integration volatiler erneuerbarer Energien kommt der industriellen Energieflexibilität eine zentrale Rolle zu (Buhl et al., 2025). Wie in *Kapitel A.1* gezeigt, sind aus technischer Perspektive bereits heute zahlreiche Optionen zur Bereitstellung und Nutzung industrieller Energieflexibilität bekannt und umsetzbar (Sauer et al., 2022). Dennoch bleibt die tatsächliche Umsetzung in der Praxis meist aufgrund von Regulatorik, fehlenden ökonomischen Anreizen und mithin der Wirtschaftlichkeit begrenzt (Sauer et al., 2022).

Basierend auf den Erkenntnissen aus *Kapitel A.1* sowie *Kapitel A.2.2* wird deutlich, wie industrielle Energieflexibilitätspotenziale entweder unternehmensspezifisch oder unternehmensübergreifend identifiziert und erschlossen werden können. Für eine gesamtsystemische Bewertung ist jedoch entscheidend, wie groß das aggregierte Energieflexibilitätspotenzial in Deutschland tatsächlich ist. Aufgrund der Komplexität der Erhebung fehlen bislang weitgehend belastbare Erkenntnisse zum realisierbaren Potenzial in Deutschland. In den letzten Jahren werden aber branchenübergreifend immer mehr unternehmensbezogene Daten zu Energieflexibilitätspotenzialen in der deutschen Industrie erhoben und auf Gesamtdeutschland hochgerechnet.

Im Folgenden wird zunächst die Methodik zur Erhebung beschrieben, und anschließend werden die aktuellen Erkenntnisse zum industriellen Energieflexibilitätspotenzial in Deutschland dargestellt.

3.2 Aggregation der industriellen Energieflexibilitätspotenziale in Deutschland

Aufbauend auf den Analysen zu acht Wirtschaftszweigen der Grundstoffindustrie aus der ersten Förderphase des Projekts führen sowohl die frühzeitig beteiligten als auch neu hinzugekommene Unternehmen in den Förderphasen II und III im eigenen Betrieb fortlaufend detaillierte Untersuchungen möglicher Energieflexibilitätsmaßnahmen durch (Ausfelder et al., 2022).

- Im ersten Schritt werden mithilfe eines standardisierten Fragebogens diese Maßnahmen in den jeweiligen Unternehmen identifiziert und quantifiziert. Der Fragebogen erfasst dabei einheitlich und systematisch die erforderlichen Kennzahlen zur Beschreibung der industriellen Energieflexibilität. Der Fokus liegt dabei auf dem technischen Potenzial unter der Nebenbedingung, dass weder Lieferverpflichtungen noch die Produktqualität verletzt werden. Unabhängig von wirtschaftlichen oder regulatorischen Rahmenbedingungen wird somit auf Anlagenebene untersucht, inwieweit die Leistung im Rahmen der technologischen Möglichkeiten variiert werden kann.
- In einem zweiten Schritt erfolgt eine Aggregation der identifizierten Maßnahmen auf Werks-ebene. Darin werden mögliche Kombinationen der identifizierten Energieflexibilitätsmaßnahmen analysiert, um zu überprüfen, ob diese gemeinsam umsetzbar sind oder einander ausschließen.
- Im dritten Schritt wird das werkspezifische Energieflexibilitätspotenzial dem entsprechenden Wirtschaftszweig zugeordnet und auf die zweite Ebene der Wirtschaftszweigklassifikation (WZ-2) hochgerechnet. Da es für die Hochrechnung keine allgemeingültige Methode gibt, die alle individuellen Rahmenbedingungen eines Wirtschaftszweigs abbildet, haben die Wissenschaftspartner gemeinsam mit den Umsetzungspartnern aus der Praxis eine eigene, spezifische Methode entwickelt (Sauer et al., 2019). Zur Hochrechnung können beispielsweise Parameter wie der Elektrizitätsverbrauch pro Wirtschaftszweig in MWh/a oder der Marktanteil im Wirtschaftszweig in Prozent verwendet werden. Eine genaue Beschreibung der Methodik wurde bereits in Sauer et al. (2019) dokumentiert.

3.3 Potenziale und Perspektiven industrieller Energieflexibilität

Im Folgenden werden die Energieflexibilitätspotenziale entsprechend ihrer Leistung und Abrufdauer dargestellt. Die Abrufdauer bezeichnet die Zeitspanne von der vollständig erreichten Laständerung bis zum Beginn der Deaktivierung der Energieflexibilitätsmaßnahme (VDI, 2020). Grundlegend wird in der Analyse zwischen Energieflexibilitätspotenzialen und zukünftigen Energieflexibilitätsperspektiven unterschieden. Dabei umfassen Potenziale alle Energieflexibilitätsoptionen, die bereits heute mit den derzeit verfügbaren Anlagen möglich sind (VDI, 2020). Zur tatsächlichen Umsetzung einer energieflexiblen Fahrweise könnte unter Umständen eine soft- oder hardwareseitige Nachrüstung erforderlich sein. Energieflexibilitätsperspektiven hingegen können erst zukünftig durch technische Prozessänderungen und gezielte Investitionen – etwa durch den Umbau von Anlagen – erschlossen werden. Diese Energieflexibilität ist deshalb bislang nicht direkt technisch nutzbar.

In den folgenden Abbildungen wird das Energieflexibilitätspotenzial stufenweise dargestellt: Zunächst werden die Energieflexibilitätspotenziale aufgezeigt. Darauf aufbauend folgen die Energieflexibilitätsperspektiven ohne Bivalenztechnologien. In einem dritten Schritt werden die zusätzlichen Perspektiven durch den Einsatz von Bivalenztechnologien betrachtet. Diese werden separat ausgewiesen, da sie das größte Energieflexibilitätspotenzial darstellen und unabhängig von der Abrufdauer sind.

Bei der Untersuchung wurden mehr als 20 industrielle Produktionsprozesse und Querschnittstechnologien aus elf unterschiedlichen Branchen betrachtet. Die in *Abbildung 2* dargestellten Werte zeigen die aktuell technisch umsetzbaren Energieflexibilitätspotenziale der deutschen Industrie in Abhängigkeit von der jeweiligen Abrufdauer. In *Abbildung 3* ist dargestellt, wie sich das Potenzial zur Lasterhöhung bzw. Lastreduktion auf die untersuchten Branchen verteilt. *Abbildung 4* zeigt die zukünftigen Energieflexibilitätsperspektiven, wiederum in Abhängigkeit von der jeweiligen Abrufdauer.

Wie aus *Abbildung 2* hervorgeht, können aus technischer Sicht bei einer Abrufdauer von bis zu 15 Minuten Energieflexibilitätspotenziale in Höhe von 2,2 GW (Lastreduktion) bzw. 1,6 GW (Lasterhöhung) bereitgestellt werden. Lastreduktion bezeichnet das Herunterfahren von Elektrizitätsverbrauchern bzw. die Reduzierung von Elektrizitätsverbrauch, wodurch die aus dem Netz bezogene Leistung sinkt. Lasterhöhung hingegen beschreibt das Hochfahren von Elektrizitätsverbrauchern bzw. die Erhöhung von Elektrizitätsverbrauch, wodurch die Leistungsaufnahme aus dem Netz steigt. Im Hinblick auf die jährlich flexibilisierbare Energiemenge zeigen sich bei einer Abrufdauer von 15 Minuten Energieflexibilitätspotenziale von 2,4 TWh/a für Lastreduktion bzw. 2,1 TWh/a für Lasterhöhung (Dufter et al., 2017). Diese Energiemengen ergeben sich aus den ausgewiesenen Leistungen unter Berücksichtigung der technologiespezifischen Abrufdauern und Abrufhäufigkeiten über einen Zeitraum von einem Jahr. Die Parameter sind sowohl technologie- als auch maßnahmenspezifisch und hängen u. a. von einzuhaltenden Produktionsparametern, der Prozessreihenfolge sowie Schichtzeiten ab. Je nach Maßnahme und Technologie variiert die mögliche Abrufhäufigkeit zwischen mehrmals täglich und weniger als einmal pro Woche.

Aus *Abbildung 2* wird darüber hinaus deutlich, dass mit zunehmender Abrufdauer die flexibilisierbare Leistung und Energie insgesamt abnehmen. Da im Rahmen der Betrachtung eine verbraucherseitige Energieflexibilitätsbereitstellung angestrebt wird, bei der weder Produktionsausfälle noch Qualitätseinbußen auftreten sollen, unterliegen insbesondere Produktionsprozesse häufig zeitlichen Restriktionen. Größere Lastanteile lassen sich daher meist nur im Minutenbereich und zu bestimmten Zeitpunkten flexibilisieren (Sauer et al., 2022).

Abbildung 3 zeigt die heute bereits nutzbaren Energieflexibilitätspotenziale je Branche für eine Lasterhöhung und einen Lastverzicht mit einer Abrufdauer von maximal 15 Minuten. Ein Großteil der Energieflexibilitätspotenziale ist demnach insbesondere in der Herstellung von Nahrungsmitteln, Metallerzeugnissen und chemischen Erzeugnissen sowie im Maschinenbau verortet. Rund 79 % des Potenzials zur Lasterhöhung und 73 % des Potenzials zur Lastreduktion entfallen dabei auf industrielle Schlüsselproduktionsprozesse. Der verbleibende Anteil entfällt auf Querschnittstechnologien, also wirtschaftszweigübergreifend einsetzbare Technologien wie thermische Anlagen zur energieflexiblen Kälte- und Wärmebereitstellung.

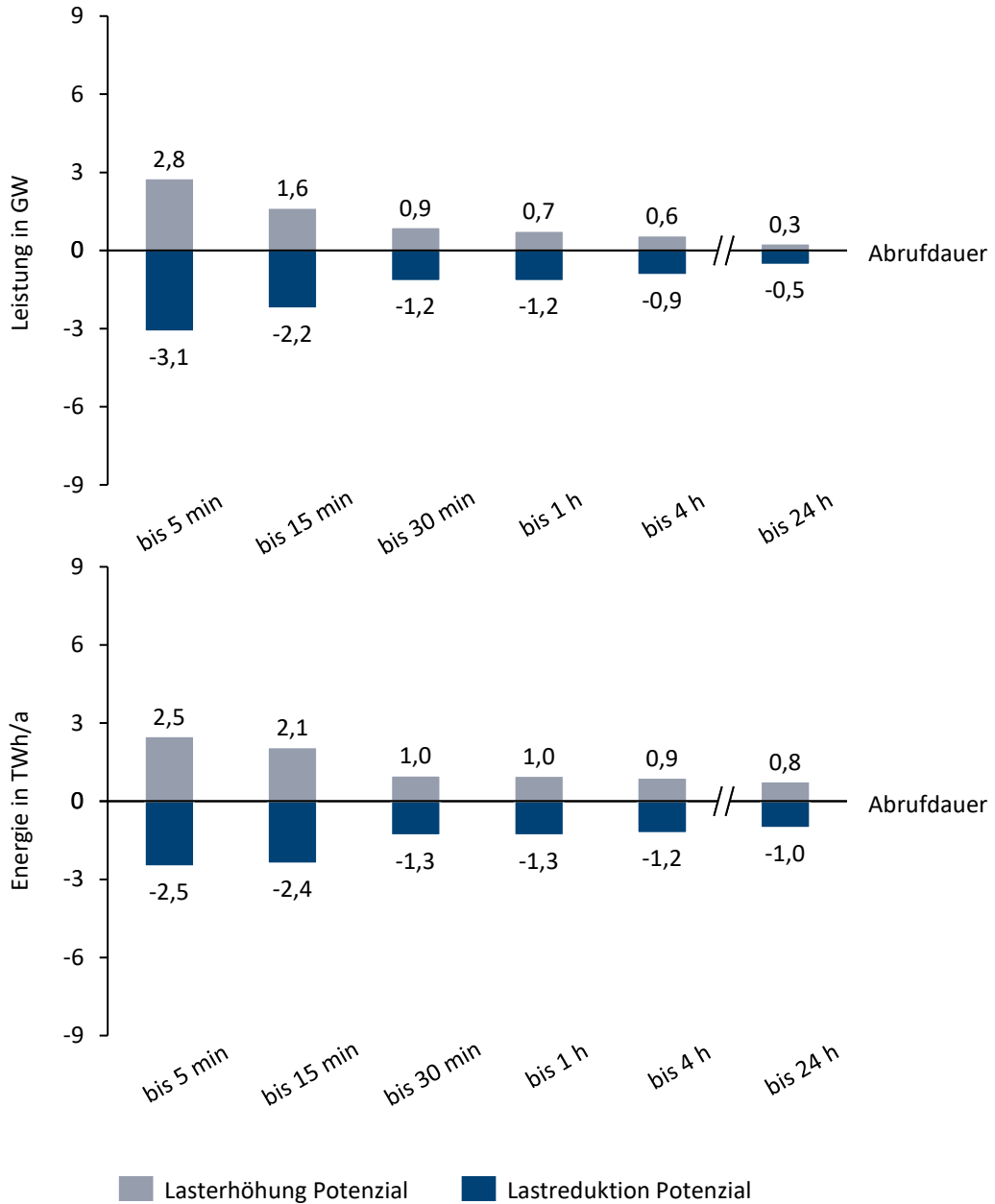


Abb. 2 Flexibilisierbare Leistung und jährlich flexibilisierbare Energiemenge des Energieflexibilitätspotenzials nach Abrufdauer in der deutschen Industrie

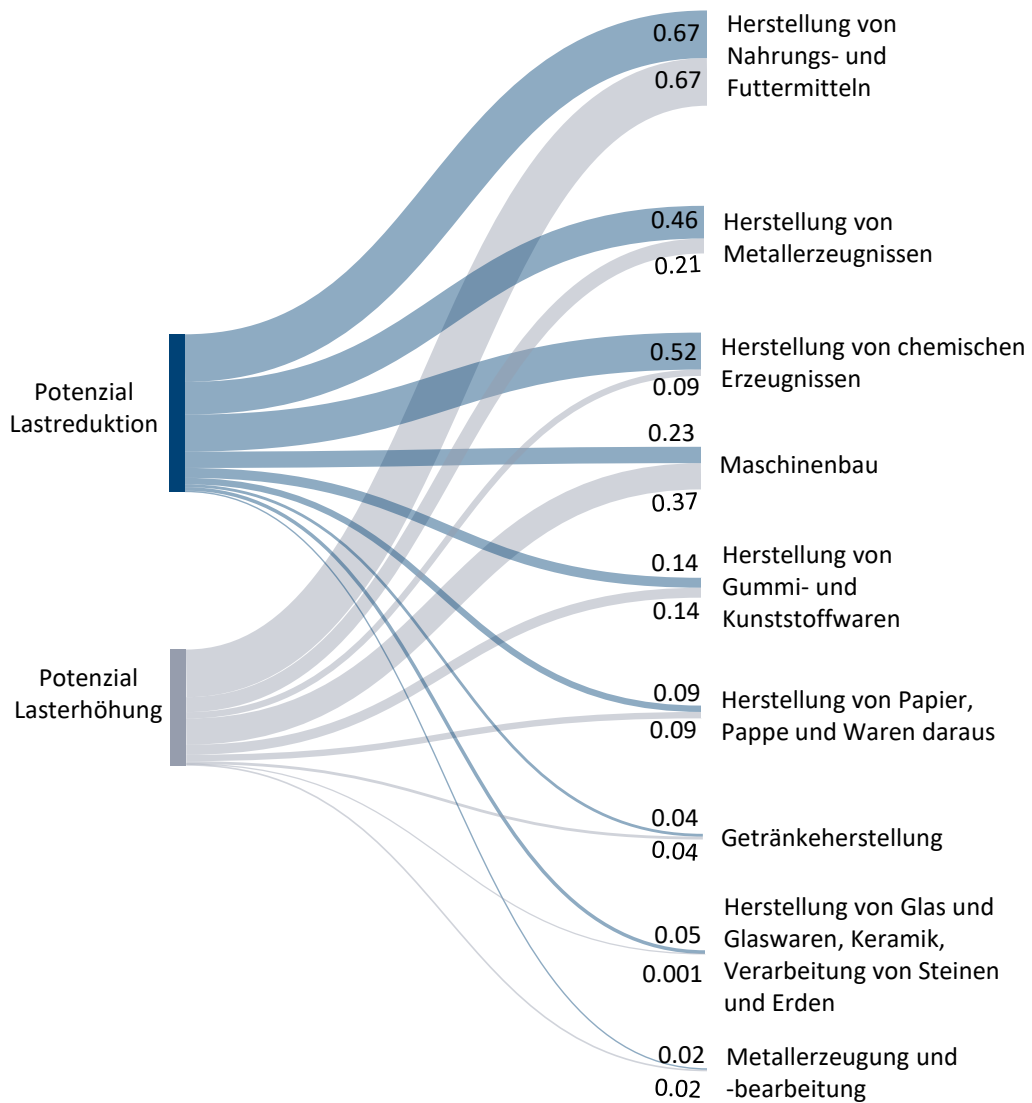


Abb. 3 Energieflexibilitätspotenziale differenziert nach Branchen

Neben den bereits heute realisierbaren Energieflexibilitätsoptionen zeigt *Abbildung 4* auch die zukünftigen Energieflexibilitätsperspektiven, aufgeschlüsselt nach Abrufdauer. Unter Einbeziehung der Perspektive ergibt sich bei einer Abrufdauer von 15 Minuten aus technischer Sicht eine flexibilisierbare Leistung von 2,8 GW im Fall der Lasterhöhung und von 4,2 GW bei Lastreduktion. Daraus ergeben sich jährlich flexibilisierbare Energiemengen von 3,8 TWh/a für die Lasterhöhung bzw. 5,4 TWh/a für die Lastreduktion. Die höhere Energieflexibilität bei der Lastreduktion im Vergleich zur Lasterhöhung ist tendenziell darauf zurückzuführen, dass das Absenken von Leistungen in industriellen Prozessen technisch meist einfacher und schneller realisierbar ist als das kurzfristige Hochfahren über die Nennlast hinaus.

Auch in den Energieflexibilitätsperspektiven ohne Berücksichtigung bivalenter Systeme zeigt sich ein ähnliches Bild wie bei den Energieflexibilitätspotenzialen. Bei einer Abrufdauer von 15 Minuten entfallen rund 64 % der Energieflexibilitätsperspektiven zur Lasterhöhung und etwa 73 % zur Lastreduktion auf industrielle Schlüsselproduktionsprozesse – insbesondere energieintensive thermische und elektrochemische Verfahren in der Metall- und Chemieindustrie. Der verbleibende Anteil ist auf Querschnittstechnologien wie die Wärme- und Kälteversorgung zurückzuführen.

Die ausgewiesenen Energieflexibilitätspotenziale und -perspektiven werden zukünftig immer wichtiger, um die steigende Volatilität der Residuallast (Netzlast abzüglich der Einspeisemengen aus volatilen erneuerbaren Energiequellen) auszugleichen. Während der kontinuierliche Ausgleich der schwankenden Residuallast heute insbesondere über flexible Kraftwerke wie Gas- und Pumpspeicherkraftwerke erfolgt, bedarf es zukünftig neben steuerbaren Kraftwerkskapazitäten und Speichern vor allem auch einer flexibilisierten (industriellen) Stromnachfrage, um je nach Einspeisemenge aus erneuerbaren Energiequellen die Residuallast möglichst gering zu halten.

Eine besonders wichtige Technologie mit zeitlich nahezu unbegrenzter Energieflexibilität stellen die identifizierten flexibilisierbaren Leistungen aus Bivalenztechnologien dar (Köse und Sauer, 2019). Ein bivalent ausgelegter Prozess kann zwischen zwei Energieträgern wechseln und dadurch flexibel auf Schwankungen von Strom-, Gas- oder Ölpreisen reagieren. Bei der bivalenten Prozessdampferzeugung werden beispielsweise elektrische Dampferzeuger mit gasbetriebenen Kesseln kombiniert, um wechselnde Energiepreise kostenoptimal auszunutzen. Im Unterschied zu den meisten anderen Energieflexibilitätstechnologien kann diese Form der Bivalenz über sehr lange Zeiträume hinweg eingesetzt werden. So lässt sich der Stromeinsatz potenziell in längeren Dunkelflauten nahezu vollständig reduzieren, während er an sonnigen und windreichen Tagen – bei niedrigen Strompreisen und ausreichender Netzverträglichkeit – flexibel bis zum maximalen Wert erhöht werden kann. In der Datenerhebung wird das Energieflexibilitätsvermögen dieser Technologie unabhängig von der Abrufdauer ausgewiesen und innerhalb der Perspektiven als eigenständiger Anteil dargestellt.

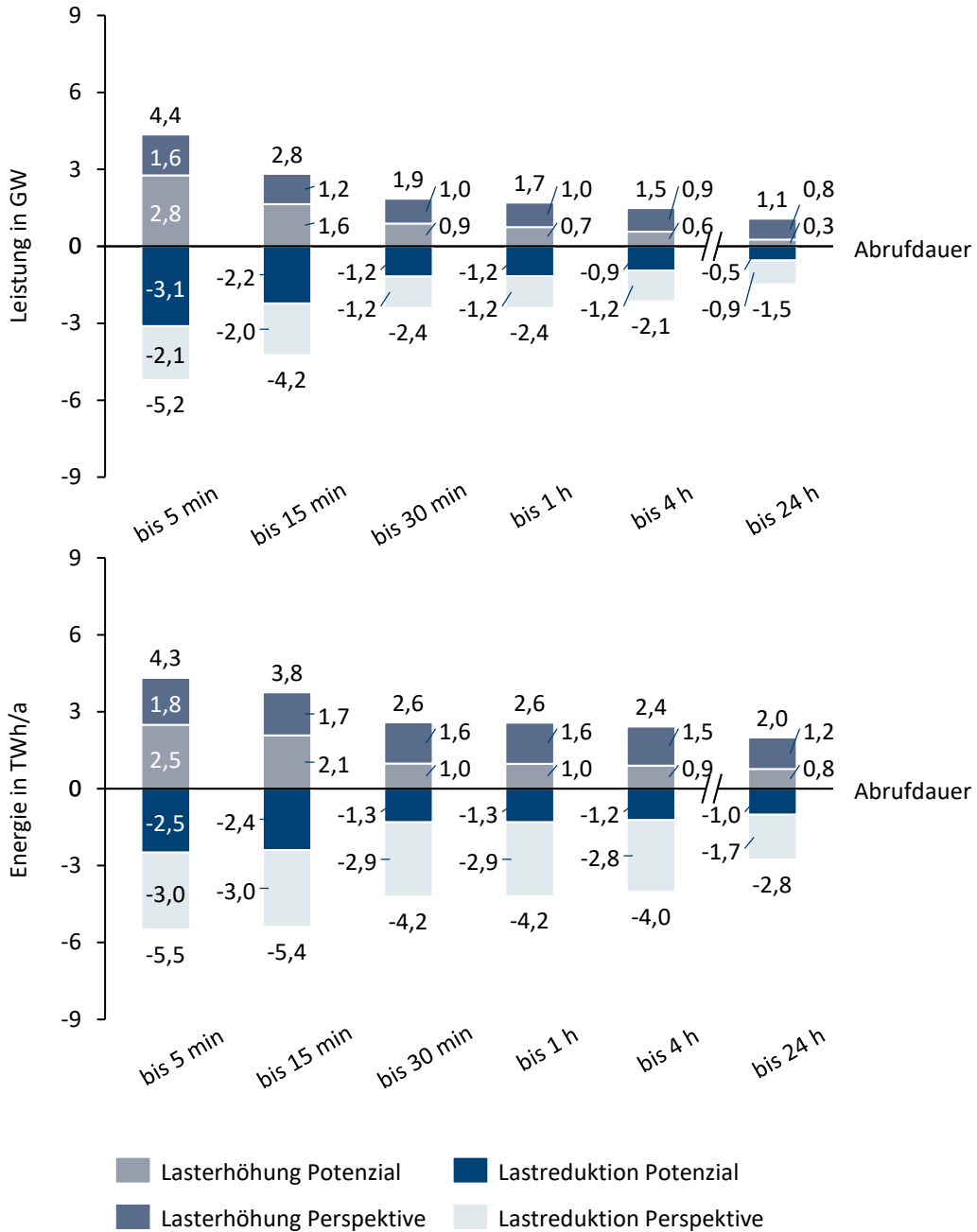


Abb. 4 Flexibilisierbare Leistung und jährlich flexibilisierbare Energiemenge des Energieflexibilitätspotenzials und der -perspektive nach Abrufdauer in der deutschen Industrie

Abbildung 5 zeigt die gesamte flexibilisierbare Leistung nach Abrufdauer unter Einbezug der perspektivischen Bivalenztechnologien. In der Perspektive ergeben sich aus Bivalenztechnologien identifizierte flexibilisierbare Leistungen von 9,2 GW bei Lasterhöhung und 7,9 GW bei Lastverzicht. Damit ergibt sich für eine Abrufdauer von 15 Minuten eine insgesamt flexibilisierbare Leistung von 12,0 GW im Fall der Lasterhöhung bzw. 12,2 GW im Fall der Lastreduktion. Dabei lassen sich 86% der flexibilisierbaren Leistung im Fall der Lasterhöhung und 92% im Fall der Lastreduzierung den Querschnittstechnologien zuordnen. Der größte Anteil wird hierbei durch bivalente Prozessdampf- und Wärmebereitstellung realisiert (Kopernikus-Projekt SynErgie, 2024).

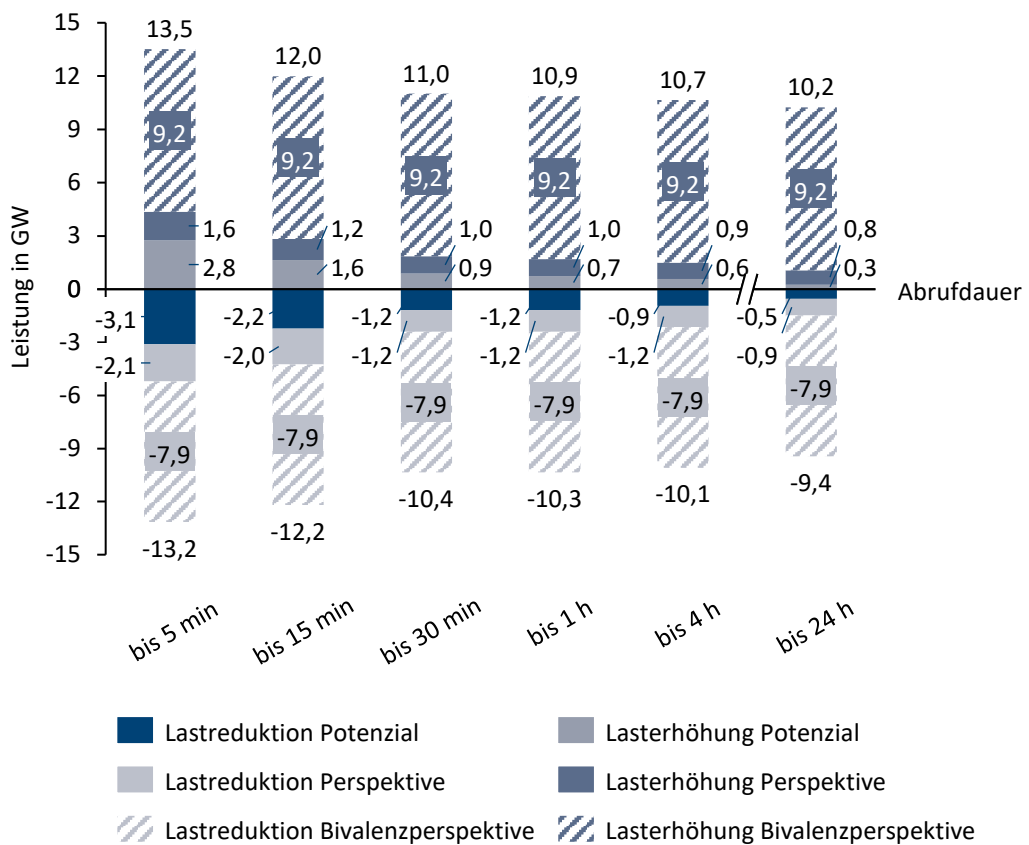


Abb. 5 Gesamte flexibilisierbare Leistung nach Abrufdauer unter Einbezug der perspektivischen Bivalenztechnologien

Die Ergebnisse zeigen, dass in der deutschen Industrie bereits heute große Energieflexibilitätspotenziale bestehen und zukünftig durch technische Umrüstungen und Prozessanpassungen noch deutlich größere Energieflexibilitätsoptionen erschlossen werden können. Die Umsetzung der Energieflexibilitätsperspektiven erfordert gezielte Investitionen, die jedoch nur dann getätigt werden, wenn entsprechende Anpassungen der regulatorischen Rahmenbedingungen eine wirtschaftliche Nutzung ermöglichen.

4 Literatur

AEN – AGENTUR FÜR ERNEUERBARE ENERGIEN e.V., 2021. Endenergieverbrauch nach Anwendungsbereichen 2018 [Zugriff am: 09.07.2025]. Verfügbar unter: <https://www.unendlich-viel-energie.de/grafiken/endenergieverbrauch-nach-anwendungsbereichen-2018>

AEN – AGENTUR FÜR ERNEUERBARE ENERGIEN e.V., 2023. Endenergieverbrauch nach Strom, Wärme und Verkehr [Zugriff am: 09.07.2025]. Verfügbar unter: <https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/grafiken/endenergieverbrauch-strom-waerme-verkehr>

AGORA ENERGIEWENDE, FRAUNHOFER IEG, 2023. Roll-out von Großwärmepumpen in Deutschland. Strategien für den Markthochlauf in Wärmenetzen und Industrie [Zugriff am: 19.11.2025]. Verfügbar unter: <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/roll-out-von-grosswaermepumpen-in-deutschland>

ANDERSEN, P. V. K., L. L. CHRISTENSEN, K. GRAM-HANSEN, S. GEORG, A. HORSBØL und A. MARSZAL-POMIANOWSKA, 2022. Sociotechnical imaginaries of resident roles: Insights from future workshops with Danish district heating professionals [online]. *Energy Research & Social Science* 87, 102466. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.erss.2021.102466

AUSFELDER, F., A. SEITZ und S. VON ROON, 2018. Flexibilitätsoptionen in der Grundstoffindustrie: Methodik, Potenziale, Hemmnisse. 1. Auflage. Frankfurt am Main: DECHEMA [Zugriff am: 19.11.2025]. Verfügbar unter: <https://www.vdz-online.de/wissensportal/publikationen/flexibilitaetsoptionen-in-der-grundstoffindustrie-methodik-potenziale-hemmnisse>

BDEW – BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT, 2021. Wärmewende [Zugriff am: 09.07.2025]. Verfügbar unter: <https://www.bdew.de/presse/pressemappen/waermewende/>

BUHL, H.U., D. EBLE, M. PICHLMEIER, T. BOCKHACKER und M. SCHNEIDER, 2025. Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik und Reform industrieller Netzentgelte [online]. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 49(S1), 40–71. Verfügbar unter: doi:10.1007/s12398-025-1314-8

DENA – DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR, 2022. Modellierung sektorintegrierter Energieversorgung im Quartier – Untersuchung der Vorteile der Optimierung von Energiesystemen auf Quartiersebene gegenüber der Optimierung auf Gebäudeebene [Zugriff am: 18.11.2025]. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2022/STUDIE_Modellierung_sektorintegrierter_Energieversorgung_im_Quartier.pdf

DUFTER, C., A. GUMINSKI, C. ORTHOFER, S. VON ROON, A. GRUBER, 2017. Lastflexibilisierung in der Industrie – Metastudienanalyse zur Identifikation relevanter Aspekte bei der Potenzialermittlung. Wien: 10. Internationale Energiewirtschaftstagung IEWT 2017

DUH – DEUTSCHE UMWELTHILFE e.V., 2022. Netzverluste in Wärmenetzen [Zugriff am: 18.11.2025]. Verfügbar unter: https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Pressemitteilungen/Energie/Fernw%C3%A4rme/220923_Hintergrundpapier_Netzverluste-W%C3%A4rmenetze_final.pdf

FfE – Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2022. Was ist der Regelarbeitsmarkt (RAM)? [Zugriff am: 05.08.2025]. Verfügbar unter: <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/was-ist-der-regelarbeitsmarkt-ram/>

KOPERNIKUS-PROJEKT SYNERGIE, 2024. Stellungnahme im Rahmen der Konsultation des Optionenpapiers zum Strommarktdesign der Zukunft [Zugriff am: 18.11.2025]. Verfügbar unter: https://synergie-projekt.de/wp-content/uploads/2024/09/Stellungnahme_SynErgie_BMWK_Optionspapier-2.pdf

KÖSE, E., A. SAUER, 2019. Impacts of Energy Flexibility on Energy Efficiency of Hybrid and Bivalent Facilities [online]. Procedia Manufacturing 39, 1297–1306. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.promfg.2020.01.339

LINDAHL, M., S. V. PEDERSEN, W. MEESENBURG u. a., 2023. IEA Heat Pumping Technologies Annex 57 – Flexibility by Implementation of Heat Pumps in Multi-Vector Energy System and Thermal Networks [Zugriff am: 09.07.2025]. Verfügbar unter: <https://heatpumpingtechnologies.org/annex57/wp-content/uploads/sites/69/2024/03/task-4-reportfinal-2.pdf>

MAN ENERGY SOLUTIONS, 2023. Esbjerg heat pump reference case [Zugriff am: 15.07.2025]. Verfügbar unter: https://www.man-es.com/docs/default-source/document-sync/esbjerg-heat-pump-reference-case-eng.pdf?sfvrsn=45a29f76_3

MEYER, R., S. HERKEL, C. KOST, 2021. Die Rolle von Wasserstoff im Gebäudesektor: Vergleich technischer Möglichkeiten und Kosten defossilisierter Optionen der Wärmeerzeugung [Zugriff am: 18.11.2025]. Verfügbar unter: https://ariadneprojekt.de/media/2021/09/Ariadne-Analyse_WasserstoffGebaeudesektor_September2021-1.pdf

SAUER, A., E. ABELE und H. U. BUHL, Hrsg., 2019. Energieflexibilität in der deutschen Industrie. Band 1: Synchronisierte und energieadaptive Produktionstechnik zur flexiblen Ausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende Energieversorgung. Kopernikus-Projekt SynErgie. Stuttgart: Fraunhofer Verlag. ISBN 9783839614792. Verfügbar unter: doi:10.24406/publica-r-299955

SAUER, A., H. U. BUHL, A. MITSOS und M. WEIGOLD, Hrsg., 2022. Energieflexibilität in der deutschen Industrie. Band 2: Markt- und Stromsystem, Managementsysteme und Technologien energieflexibler Fabriken. Kopernikus-Projekt SynErgie. Stuttgart: Fraunhofer Verlag. ISBN 9783839617786. Verfügbar unter: doi:10.24406/publica-258

SCHÖLZEL, J. D., M. ZUSCHLAG und T. BECKHÖLTER, 2023. Definition des Begriffs Quartier – Positionspapier [Zugriff am: 18.11.2025]. Verfügbar unter: <https://publications.rwth-aachen.de/record/953075/files/953075.pdf>

UMWELTBUNDESAMT, 2024. Akzeptanz der leitungsgebundenen Wärmeversorgung: Status quo in Deutschland und internationale Erfahrungen [Zugriff am: 18.11.2025]. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/14_2024_cc_akzeptanz_waermeversorgung_bf.pdf

VDE – VERBAND DER ELEKTROTECHNIK e.V., 2007. Dezentrale Energieversorgung 2020 [Zugriff am: 18.11.2025]. Verfügbar unter: <https://www.vde.com/resource/blob/792808/db366b86af491989fcd2c6ba6c6f21ad/etg-studie-dezentrale-energieversorgung2020-komplette-studie-data.pdf>

VDI – VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE, 2020. VDI 5207 Blatt 1:2020-07: Energieflexible Fabrik – Grundlagen. [Zugriff am: 18.04.2025]. Verfügbar unter: <https://www.vdi.de/richtlinien/details/vdi-5207-blatt-1-energieflexible-fabrik-grundlagen>

VDI – VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE e.V., 2021. Energieflexibel in die Zukunft – Wie Fabriken zum Gelingen der Energiewende beitragen können. VDI-Handlungsempfehlung [Zugriff am: 18.04.2025]. Verfügbar unter: doi:10.24406/FIT-N-638765





A.3

Regionale Perspektive

Management Summary

Die zunehmende dezentrale und volatile Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen stellt das Stromsystem – insbesondere auf der Verteilnetzebene – vor enorme Herausforderungen. Lokale Netzengpässe und begrenzte Netzkapazitäten verdeutlichen den Handlungsbedarf, um fluktuierende Einspeisemengen aus erneuerbaren Energiequellen besser integrieren zu können. Der Energieflexibilität auf regionaler Ebene kommt dabei eine zentrale Bedeutung zu. Vor diesem Hintergrund sind lokale Signale im Stromsystem unerlässlich, um gezielte Anreize für Investitionen in Energieflexibilitätsoptionen sowie für ein netz- und systemdienliches Dispatch- und Verbrauchsverhalten auf regionaler Ebene zu schaffen.

Im vorliegenden Kapitel werden zunächst die Rahmenbedingungen für die regionale Umsetzung von Energieflexibilität erläutert. Darauf aufbauend wird das Konzept lokaler Energieflexibilitätsmärkte vorgestellt und deren Potenzial aufgezeigt, dezentrale Energieflexibilitätsressourcen zu aktivieren und durch lokale Preissignale wirtschaftliche Anreize für ein netz- und systemdienliches Verhalten auf regionaler Ebene zu schaffen. Lokale Energieflexibilitätsmärkte können dabei nicht nur zu einer effizienteren Netzsteuerung beitragen, sondern auch die Resilienz des Stromsystems stärken. Das Kapitel zeigt dabei auf, dass eine erfolgreiche regionale Umsetzung von Energieflexibilität angepasste regulatorische Rahmenbedingungen, geeignete marktliche Anreize sowie eine enge Zusammenarbeit der beteiligten Akteure erfordert.

Abschließend wird die Energieflexible Modellregion Augsburg vorgestellt, in der die im Kopernikus-Projekt SynErgie entwickelten Lösungen praktisch erprobt, validiert und auf ihre Übertragbarkeit in andere Regionen untersucht werden. Dabei zeigt sich, dass regulatorisches Lernen im Energiekontext zunehmend an Bedeutung gewinnt, um bestehende Ineffizienzen im gegenwärtigen Strommarktdesign und der aktuellen Regulierung gezielt zu identifizieren und im Rahmen von Reallaboren praxistaugliche Lösungsansätze zu erproben.

Autorenverzeichnis

Buhl, Hans Ulrich
hans-ulrich.buhl@fim-rc.de
Forschungsinstitut für Informationsmanagement (FIM)
und Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT
(FIM/FIT)
Alter Postweg 101
86159 Augsburg

Eble, Dominik
dominik.eble@fim-rc.de
Forschungsinstitut für Informationsmanagement (FIM)
und Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT
(FIM/FIT)
Alter Postweg 101
86159 Augsburg

Heinrich, Theresa Magdalena Sophie
theresa.heinrich@fim-rc.de
Forschungsinstitut für Informationsmanagement (FIM)
und Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT
(FIM/FIT)
Alter Postweg 101
86159 Augsburg

Kreiml, Simon
simon.kreiml@fim-rc.de
Forschungsinstitut für Informationsmanagement (FIM)
und Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT
(FIM/FIT)
Alter Postweg 101
86159 Augsburg

Pichlmeier, Markus
markus.pichlmeier@fim-rc.de
Forschungsinstitut für Informationsmanagement (FIM)
und Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT
(FIM/FIT)
Alter Postweg 101
86159 Augsburg

1 Einführung

Der wachsende Anteil dezentraler und volatiler Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen stellt das deutsche Stromsystem vor zunehmende Herausforderungen bei der Synchronisation von Stromangebot und -nachfrage (Bundesnetzagentur, 2025). Diese Entwicklungen erfordern insbesondere auf **Verteilnetzebene** Anpassungen im Engpassmanagement und Netzbetrieb, um zunehmenden lokalen Netzengpässen entgegenzuwirken.

Vor diesem Hintergrund stellt Energieflexibilität eine vielversprechende Möglichkeit dar, erneuerbare Energien regional effektiv in das Stromsystem zu integrieren. Dafür sind Verbrauchsanreize im Allgemeinen und besonders **lokale Signale** im Stromsystem erforderlich, um auf regionaler Ebene gezielte Investitionsanreize für Energieflexibilitätsoptionen sowie netz- und systemdienliche Dispatch- und Verbrauchsanreize zu schaffen.

Auch im Kontext der **Resilienz des Stromsystems** gewinnt eine regionale Perspektive zunehmend an Bedeutung, um die systematische Stärkung der Widerstandsfähigkeit des Versorgungssystems gegenüber Störungen und Krisen zu gewährleisten. Das bisher auf Effizienz und nicht auf Resilienz ausgerichtete Stromsystem birgt das Risiko, dass sich Störungen in der Stromversorgung kaskadierend ausbreiten und überregional Auswirkungen haben können. Ein dezentral aufgebautes Stromsystem mit im Bedarfsfall energieautarken Quartieren und gegebenenfalls sogar energieautarken Regionen reduziert diese Anfälligkeit und erhöht die Robustheit der Versorgung.

Im vorliegenden Kapitel werden die Potenziale und Herausforderungen zur Integration von erneuerbaren Energien auf regionaler Ebene analysiert und mögliche Ansätze zur Etablierung lokaler Signale diskutiert, um darauf aufbauend gezielte Anpassungen im Strommarktdesign abzuleiten. Abschließend werden Best-Practice-Beispiele aus der Energieflexiblen Modellregion Augsburg vorgestellt.

1.1 Rahmenbedingungen bei der regionalen Umsetzung von Energieflexibilität

In der energiewirtschaftlichen Fachliteratur und Praxis wird häufig hervorgehoben, dass die **Energie-wende vor allem im Verteilnetz** stattfindet (Bertolini und Blasi, 2021; Pearson et al., 2022). Noch bis vor wenigen Jahren wurde der Strom fast ausschließlich in zentralen Großkraftwerken erzeugt und über ein hierarchisch aufgebautes Stromnetz verteilt. Auch im Jahr 2025 werden voraussichtlich etwa 40 % der öffentlichen Nettostromerzeugung in Deutschland in zentralen Kraftwerken generiert (Fraunhofer ISE, 2025).

Die Stromverteilung erfolgt dabei von der Höchstspannungsebene der Übertragungsnetzbetreiber über Hoch- und Mittelspannungsleitungen bis hin zur Niederspannungsebene der Verteilnetzbetreiber. Der Elektrizitätsverbrauch auf der Hochspannungsebene wird durch stromintensive Industrieanlagen und Großstädte geprägt. Auf der Mittelspannungsebene dominieren Industrie- und Handelsunternehmen sowie kleinere Städte. Auf der Niederspannungsebene wird der Strom an private Haushalte und kleinere Gewerbebetriebe verteilt.

Durch die Energiewende verändert sich der Aufbau des Stromsystems. Erneuerbare Energien wie Photovoltaik(PV)- und Windkraftanlagen speisen Strom nicht mehr zentral, sondern dezentral in das Stromnetz ein. Die Einspeisung dieser dezentralen Anlagen erfolgt meist direkt auf der Verteilnetzebene (MaStR, 2025). Gleichzeitig führt die fortschreitende Elektrifizierung in den Sektoren Mobilität und Wärme zu einem kontinuierlichen Anstieg der Stromnachfrage auf regionaler Ebene. Insbesondere die Anzahl elektrisch betriebener Fahrzeuge sowie die Verbreitung von thermischen Speichern nehmen stetig zu (European Commission 2023, 2025).

Durch diese Veränderungen wird das Verteilnetz nicht mehr nur zur reinen Stromverteilung genutzt, sondern es wird zur zentralen Plattform für Erzeugung, Verteilung und Verbrauch von Strom. In diesem Kontext wird zwischen unidirektionalem und bidirektionalem Stromfluss unterschieden, um die unterschiedlichen Fließrichtungen von Strom innerhalb des Netzes zu differenzieren. Unidirektionaler Stromfluss bedeutet, dass der Strom in nur eine Richtung fließt, typischerweise von der Energiequelle (wie einem zentralen Kraftwerk) zum Endverbraucher. Bidirektional bedeutet, dass der Stromfluss in beide Richtungen stattfindet. Beispiele dafür sind die dezentrale Einspeisung durch PV-Anlagen oder Technologien wie die bidirektionale Elektromobilität, bei der Fahrzeuge Strom ins Netz zurückspeisen können. Die bidirektionale Nutzung des Netzes bringt hierbei neue Herausforderungen mit sich.

Insgesamt müssen die Stromnetze auf allen Spannungsebenen an die schwankende Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen angepasst, intelligenter gesteuert und bedarfsgerecht ausgebaut werden (Bertolini und Blasi, 2021; Pearson et al., 2022). Der zunehmende Anteil dezentraler erneuerbarer Energieanlagen führt insbesondere in Zeiten starker Sonneneinstrahlung oder intensiver Windverhältnisse zu lokalen Einspeisespitzen. Diese Einspeisespitzen übersteigen oft die bisherigen Energiemengen und Lastspitzen, für die das Verteilnetz ursprünglich ausgelegt ist. Gleichzeitig ist die Stromnachfrage zu diesen Zeiten oft nicht in vergleichbarem Umfang vorhanden. Die Zunahme dezentraler Stromerzeugung im Verteilnetz führt daher zu einer steigenden Anzahl **lokaler Netzengpässe**, die durch Maßnahmen wie **netzorientiertes Einspeisemanagement**, **Energieflexibilitätsnutzung**, **regionale Strommärkte** oder gezielten **Netzausbau** behoben werden können (BMW, 2014). Im Folgenden werden die einzelnen Handlungsoptionen beleuchtet.

1.1.1 Netzengpassmanagement

Netzorientiertes Einspeisemanagement bezeichnet die gezielte Reduzierung und Abregelung der Einspeiseleistung von Anlagen, um eine Überlastung der Stromnetze zu vermeiden. Treten dennoch physische Netzengpässe auf, leiten die Netzbetreiber kurzfristige Engpassmanagementmaßnahmen wie Redispatch, Lastmanagement oder die Abregelung erneuerbarer Energieanlagen ein, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Die Notwendigkeit von Maßnahmen für das Engpassmanagement wird angesichts der seit Jahren zunehmenden Eingriffe, Ausgleichsvolumina sowie der teils enormen, brennstoffbedingten Kosten deutlich.

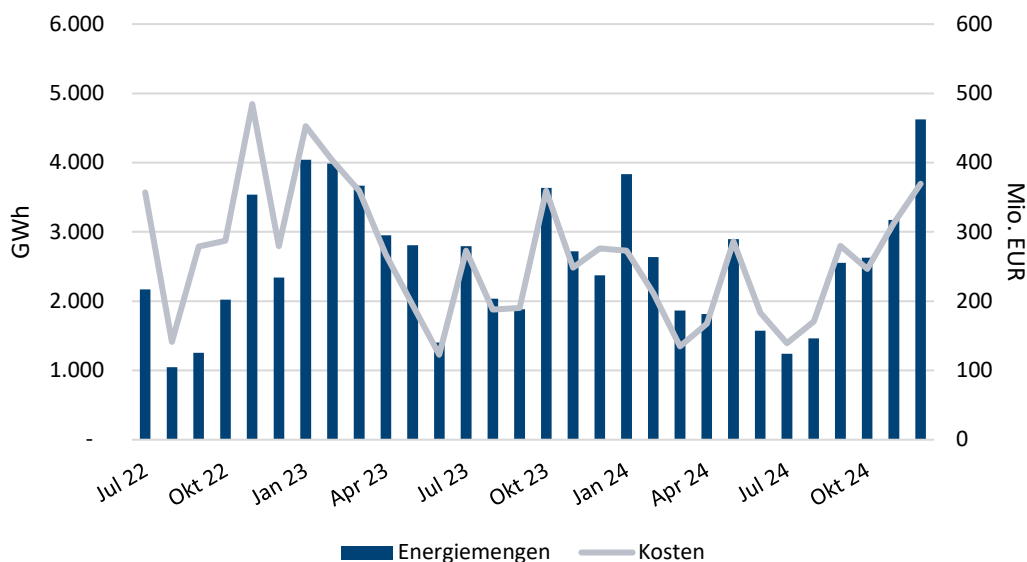


Abb. 1 Entwicklung der Maßnahmenvolumen und Kosten für Netzengpassmanagement 2022–2024
(Quelle: SMARD 2024)

In *Abbildung 1* wird die Entwicklung des Volumens und der Gesamtkosten des Engpassmanagements in Deutschland von Mitte 2022 bis Ende 2024 dargestellt (SMARD, 2025). Durch den voranschreitenden Ausbau erneuerbarer Energien bei gleichzeitig stockendem Netzausbau wird der Bedarf an Engpassmanagement in den kommenden Jahren zunehmen. Eine Studie der Europäischen Union aus dem Jahr 2024 prognostiziert, dass die Volumina der Engpassmanagement-Maßnahmen in allen untersuchten Netzausbau-Szenarien bis 2040 massiv ansteigen werden. Selbst im Szenario eines extremen Netzausbaus, das eine Erweiterung der gesamten Leitungslänge in Europa um mehr als ein Drittel vorsieht, steigt das Volumen nahezu auf das Sechsfache an (Thomassen et al., 2024).

Besonders stark zeigt sich die Notwendigkeit des Engpassmanagements im Norden und Nordosten Deutschlands, wie aus Daten der Bundesnetzagentur (BNetzA) hervorgeht (SMARD, 2024). Im Mai und Juni 2024 führten überdurchschnittlich viele Sonnenstunden und starke Windverhältnisse zu einer hohen Stromproduktion aus Solar- und Windenergieanlagen. Zudem wurden etwa 10 GW neue PV- und 2,5 GW Windkraftanlagen-Leistung an das Netz angeschlossen. Die hohe Erzeugung führte zeitweise zu Lastspitzen, die das Stromnetz mangels Nachfrage und/oder Netzkapazität nicht vollständig aufnehmen konnte. Trotz dieser Belastung für das Gesamtsystem wird der Ausbau der erneuerbaren Energien im Norden und Nordosten Deutschlands weiter vorangetrieben. Die in Deutschland installierte Leistung aus erneuerbaren Energien stieg im Jahr 2024 um 20 GW auf insgesamt 190 GW. Das entspricht einem Anstieg von 12 % gegenüber dem Vorjahr (BNetzA, 2025). Im zweiten Quartal 2024 mussten 5 % der Windstromerzeugung und 2 % der PV-Leistung abgeregelt werden. Insgesamt entsprach dies 3 % der gesamten erneuerbaren Stromerzeugung. 97 % der

erneuerbaren Energien wurden ins Netz eingespeist und von den Endverbrauchern genutzt (SMARD, 2024). Um die Abregelung zukünftig zu begrenzen und das vollständige Potenzial der erneuerbaren Energien zu heben, wurden in den letzten Jahren verschiedene regulatorische Rahmenbedingungen reformiert, darunter § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) sowie das sich im Jahr 2025 in der Testphase befindliche Konzept »Nutzen statt Abregeln« nach § 13k EnWG.

- **§ 14a EnWG** schafft die rechtliche Grundlage, Netzüberlastungen zu vermeiden und die Netzstabilität zu sichern. Seit dem 1. Januar 2024 in Betrieb genommene Erzeugungsanlagen mit einer Anschlussleistung über 4,2 kW im Niederspannungsnetz sind zur Teilnahme an der netzdienlichen Steuerung gemäß § 14a EnWG verpflichtet. Diese Regelung betrifft insbesondere steuerbare Verbrauchseinrichtungen wie Elektrofahrzeuge, Wallboxen, Wärmepumpen und Batteriespeicher.
Als Notfallinstrument erlaubt § 14a EnWG den Netzbetreibern, den Leistungsbezug solcher steuerbarer Verbrauchseinrichtungen bei Bedarf zeitweise auf 4,2 kW zu begrenzen, um einer Überlastung der Netze vorzubeugen. Im Gegenzug profitieren die Anlagenbetreiber von einer Reduzierung der Netzentgelte für die steuerbaren Einrichtungen. Diese Entlastung kann in drei Varianten gewährt werden: pauschale Reduzierung (Modul 1), prozentuale Reduzierung (Modul 2) oder zeitvariable Netzentgelte (Modul 3), wobei lediglich Letzteres wirtschaftliche Anreize zur gezielten netz- und systemdienlichen Lastverschiebung bietet. Allerdings findet derzeit eine netzorientierte Steuerung über zeitvariable Netzentgelte im Rahmen des § 14a EnWG ausschließlich auf der Niederspannungsebene und für Kunden mit Standard-Lastprofil statt. Kunden mit registrierender Leistungsmessung und höheren Spannungsebenen, an denen vor allem das produzierende Gewerbe und die Industrie angeschlossen sind, bleiben derzeit außerhalb des Anwendungsbereichs von § 14a EnWG (BNetzA, 2023). Das Kopernikus-Projekt SynErgie spricht sich im Rahmen der Stellungnahme zur zweiten Konsultation des § 14a EnWG dafür aus, zeitvariable Netzentgelte mittelfristig auch auf Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM) und die Mittelspannungsebene auszuweiten, um dort Anreize für ein verstärkt netzdienliches Verhalten zu schaffen (Kopernikus-Projekt SynErgie, 2023).
- Das Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung **§ 13k EnWG** verfolgt das Ziel, die Abregelung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen zu reduzieren und gleichzeitig die Netzstabilität zu gewährleisten. Es stellt eine Alternative zur Abregelung dar, indem zuschaltbare Lasten wie Elektrolyseure und Power-to-Heat-Anlagen aktiviert werden, wenn dies aufgrund strombedingter Engpässe erforderlich ist. Seit dem 1. Oktober 2024 wird das Konzept des § 13k EnWG in Nord- und Nordostdeutschland im Rahmen einer zweijährigen Erprobungsphase evaluiert und weiterentwickelt. Derzeit ist der Teilnehmerkreis sehr selektiv ausgewählt. Es ist denkbar, dass § 13k EnWG künftig auch in PV-überspeisten Regionen (wie in Süddeutschland) zum Einsatz kommen kann (BNetzA, 2024).

1.1.2 Energieflexibilitätsnutzung

Die Energieflexibilitätsnutzung bezeichnet den gezielten Einsatz von steuerbaren Lasten, beispielsweise Wärmepumpen, Batteriespeichern oder industriellen Verbrauchern, zur Anpassung an die fluktuierende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen. Ziel ist es, die Stromnetze zu ent-

lasten und die Integration von erneuerbarem Strom zu verbessern. Damit Energieflexibilitätsoptionen überhaupt im erforderlichen Umfang genutzt werden, sind geeignete wirtschaftliche Anreize und marktliche Rahmenbedingungen erforderlich. So können beispielsweise – zusätzlich zu den genannten Maßnahmen – **regionale Strommärkte** gezielte lokale Anreize für ein netz- und systemdienliches Verhalten auf regionaler Ebene schaffen. Marktbasierte Redispatch-Modelle und lokale Flexibilitätsmärkte (LFM) können dabei eine wichtige Rolle im zukünftigen Strommarktdesign einnehmen. Das Konzept von LFM, das eine Spezialform der regionalen Strommärkte darstellt, wird in *Kapitel A.3.1.2* detailliert erläutert.

Neben den dargestellten Maßnahmen sind zur Bewältigung kurzfristiger Lastspitzen ein kontinuierlicher Ausbau und eine Modernisierung der Netzinfrastruktur unerlässlich. Der **Netzausbau** umfasst dabei den Ausbau sowie die Verbesserung von Stromleitungen und Umspannwerken, einschließlich moderner Steuerungs- und Regelungssysteme. Der Ausbau der Stromnetze ist für die Integration erneuerbarer Energien zentral, jedoch aufgrund hoher Kosten, komplexer Genehmigungsverfahren und langer Bauphasen eine teure Maßnahme; er verläuft entsprechend schleppend. Laut der Analyse »Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2023« von Agora Energiewende ist geplant, das Stromübertragungsnetz in Deutschland bis zum Jahr 2045 von 37.000 (Stand 2025) auf 71.000 Leitungskilometer an Land und auf See auszubauen. Für dieses Vorhaben sind Investitionen in Höhe von etwa 310 Mrd. Euro erforderlich. Der zunehmende Ausbau der Netzinfrastruktur ist für eine erfolgreiche Energiewende in Deutschland unerlässlich. Es ist jedoch zu betonen, dass der Netzausbau durch die in diesem Absatz genannten Maßnahmen kosten- und ressourcenschonend ergänzt werden kann.

Historisch bedingt ist die Verteilnetzebene des Stromsystems nicht auf eine intensive Steuerung und bidirektionale Stromflüsse ausgelegt, sodass die notwendige Sensorik für ein präzises Monitoring und eine effektive Steuerung häufig fehlen. Die zunehmende Zahl an Konsumenten, die nicht nur Strom verbrauchen, sondern auch selbst erzeugen, verdeutlicht die Herausforderungen, mit denen Netzbetreiber auf der Verteilnetzebene gegenwärtig und zukünftig in Nordeuropa konfrontiert sind (Inderberg et al., 2018). Aus diesem Grund gewinnt **die Digitalisierung der Stromnetze**, etwa durch Smart Grids und intelligente Energiemanagementsysteme, zunehmend an Bedeutung. Der Smart Meter Rollout wird vorangetrieben, doch durch anhaltende Verzögerungen konnte eine flächendeckende automatisierte Steuerung im Verteilnetz bislang nicht realisiert werden. Smart Meter ermöglichen es privaten Haushalten, dynamische und variable Tarife zu adaptieren, und bieten Anreize, den eigenen Stromverbrauch – insbesondere den von steuerbaren Verbrauchern wie Wärmepumpen, Wallboxen oder Energiespeichern – nach den aktuellen (Börsen-)Strompreisen zu optimieren (BMW, 2025).

1.2 Lokale Flexibilitätsmärkte

Lokale Flexibilitätsmärkte (LFM) sind virtuelle Marktplätze, die es Anbietern von Energieflexibilitäten (z. B. Unternehmen, Netzbetreibern oder Aggregatoren) ermöglichen, ihre Energieflexibilitätspotenziale an Flexibilitätsnachfrager (z. B. Verteilnetzbetreiber) zu vermarkten (Michaelis et al., 2025). Damit können Flexibilitätsanbieter ihren Lastverzicht, ihre Lasterhöhung oder ihre Lastverschiebung durch

die Vermarktung von Flexibilitätsangeboten gewinnbringend einsetzen (Jin et al., 2020). Es gibt verschiedene Konzepte von LFM und der Integration in das bestehende Strommarktdesign (Jin et al., 2020; Michaelis et al., 2025). LFM sind dabei ein ergänzendes Instrument zur Strombörse (Abbildung 2) und ermöglichen Marktakteuren (z. B. Netzbetreibern), kurzfristig verfügbare Kapazitäten, etwa von Batterien oder steuerbaren Verbrauchern, zu aktivieren oder zu kaufen. So lässt sich die Versorgungssicherheit auch bei volatiler Stromerzeugung erhöhen und der kostspielige Netzausbau zugleich reduzieren.

LFM eröffnen vielversprechende Möglichkeiten, das bestehende Strommarktdesign zu ergänzen (siehe Kapitel A.4). Durch gezielte Preissignale auf Verteilnetzebene lassen sich Einspeisung und Verbrauch unmittelbar aufeinander abstimmen, wodurch die lokale Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen besser genutzt und lokale Netzengpässe reduziert werden können. Gleichzeitig verringert der Ausgleich von Einspeisung und Verbrauch auf regionaler Ebene den Bedarf an überregionalem Stromtransport und kann kostspielige Redispatch-Maßnahmen reduzieren.

Ein dezentral organisiertes Koordinationsmodell, wie LFM es darstellen, steigert zudem die Resilienz des Gesamtsystems (Veldhuis et al., 2018). Angesichts aktueller geopolitischer Krisen gewinnt die systematische Stärkung der Widerstandsfähigkeit des Versorgungssystems gegenüber Störungen an Bedeutung, zumal sich Störungen in der Stromversorgung im aktuellen Stromsystem kaskadenartig ausbreiten und überregional Auswirkungen haben können. LFM können die Anfälligkeit des Stromsystems reduzieren, indem sie durch regionale Bündelung von Energieflexibilität den Inselbetrieb einzelner Netzsegmente bei Störungen unterstützen. Zugleich stärken sie die Robustheit der regionalen Versorgung, indem schnelle Reaktionen von Verbrauchern und Erzeugern auf Last- und Erzeugungsschwankungen gefördert werden. Eine zentrale Voraussetzung dafür ist eine verbesserte Kommunikation zwischen den Marktakteuren. Diese Kommunikation kann über dynamische Preisreize erfolgen, die zeitlich und lokal variieren und so gezielt flexible Reaktionen von Verbrauchern und Produzenten anstoßen (Hao et al., 2024).

Trotz dieser Chancen finden LFM bislang nur eine geringe Beachtung. Im Folgenden werden deshalb die zentralen Hemmnisse und offenen Fragestellungen von LFM näher beleuchtet.

1.2.1 Marktmacht und strategisches Bieterverhalten

Erzeuger und Nachfrager an netztechnisch besonders vorteilhaften Knotenpunkten könnten Marktmacht aufbauen und diese durch das Zurückhalten von Kapazitäten oder überhöhte Gebote missbräuchlich ausnutzen. Netzsimulationen bestätigen, dass diese Marktmacht systemisch Anreize für strategisches Bieterverhalten wie das Increase-Decrease-Gaming schaffen kann (Hirth et al., 2019). Beim Increase-Decrease-Gaming antizipieren Erzeuger in Netzengpassregionen höhere Erlöse im Redispatch und bieten daher zu erhöhten Preisen auf dem Spotmarkt, während in Überschussgebieten bewusst unter dem zonalen Marktpreis geboten wird, um Differenzerlöse über den Redispatch zu realisieren. Dieses Verhalten auf LFM kann bestehende Netzengpässe verstärken und die Redispatch-Kosten erhöhen.

Um solchen strategischen Verzerrungen entgegenzuwirken, werden verschiedene Instrumente diskutiert und auf LFM implementiert. Dazu zählen hybride Flexibilitätsmodelle, die kurzfristige und langfristige Beschaffung kombinieren, sowie eine Diversifikation der Beschaffungswege, um den Wettbewerb zwischen Marktteilnehmern zu erhöhen. Darüber hinaus können klare Marktregeln mit Sanktionen gegen Gaming und verbindliche Verifikationsverfahren zur Prüfung ihrer Einhaltung beitragen. Auf diese Weise lässt sich die Integrität von LFM sichern und die Netzintegration erneuerbarer Energien langfristig stabilisieren (EPEX, 2024). *Kapitel A.4* bietet eine vertiefende Auseinandersetzung mit dem Status quo von LFM in Europa und der übergeordneten Etablierung lokal differenzierter Strommarktdesigns mit LFM zur Setzung lokaler Preissignale. Entsprechende Marktmodelle sind in mehreren EU-Mitgliedstaaten (zum Beispiel in den Niederlanden und Großbritannien) bereits etabliert und können als Vorbild für Deutschland dienen (siehe *Kapitel A.4*).

1.2.2 Energieflexibilitätshandel auf dem lokalen Flexibilitätsmarkt

Um den effizienten Handel mit Energieflexibilität auf LFM zu ermöglichen, sind geeignete informationstechnische Lösungen erforderlich. Eine solche Lösung stellt die vom Kopernikus-Projekt SynErgie entwickelte **Energiesynchronisationsplattform (ESP)** dar (siehe *Kapitel B.2*). Die ESP wurde in der Förderphase II entwickelt und im Rahmen eines konzeptionellen Testbetriebs in der Energieflexiblen Modellregion Augsburg erprobt. Sie bildet den vollständigen Prozess des informationstechnisch automatisierten Energieflexibilitätshandels von der Maschine bis zum Energiemarkt ab. Als Gesamtkonzept ermöglicht die Energiesynchronisationsplattform die automatisierte Nutzung industrieller Energieflexibilität im Energiesystem.

Die Plattform besteht aus **drei wesentlichen Komponenten**: der Marktplattform, der Unternehmensplattform und dem Serviceanbieter. Mithilfe der Marktplattform können Flexibilitätsanbieter einen für ihre Teilnahme geeigneten LFM identifizieren und in Austausch mit dem entsprechenden Serviceanbieter treten. Das Angebot und die Nachfrage des Flexibilitätsanbieters werden über den Serviceanbieter vermittelt und bilateral mit diesem abgewickelt. Die Unternehmensplattform optimiert den unternehmensindividuellen Energieeinsatz eines Flexibilitätsanbieters und kommuniziert zur Vermarktung von Energieflexibilitäten mit dem geeigneten Serviceanbieter. Durch die lokalen Teilnehmer setzen LFM effektive Anreize dafür, dass u. a. (energieintensive) Unternehmen ihre Energieflexibilität netz- und systemdienlich einsetzen. Mithilfe der Energiesynchronisationsplattform kann der gesamte Flexibilitätshandel Ende-zu-Ende abgebildet und effizient integriert werden: von der Implementierung einer Unternehmensplattform über die Registrierung auf der Marktplattform und die Identifikation geeigneter Serviceanbieter bis hin zur Reservierung, Aktivierung, Verifizierung und finanziellen Abwicklung des Handels mit Energieflexibilitäten über den Serviceanbieter.

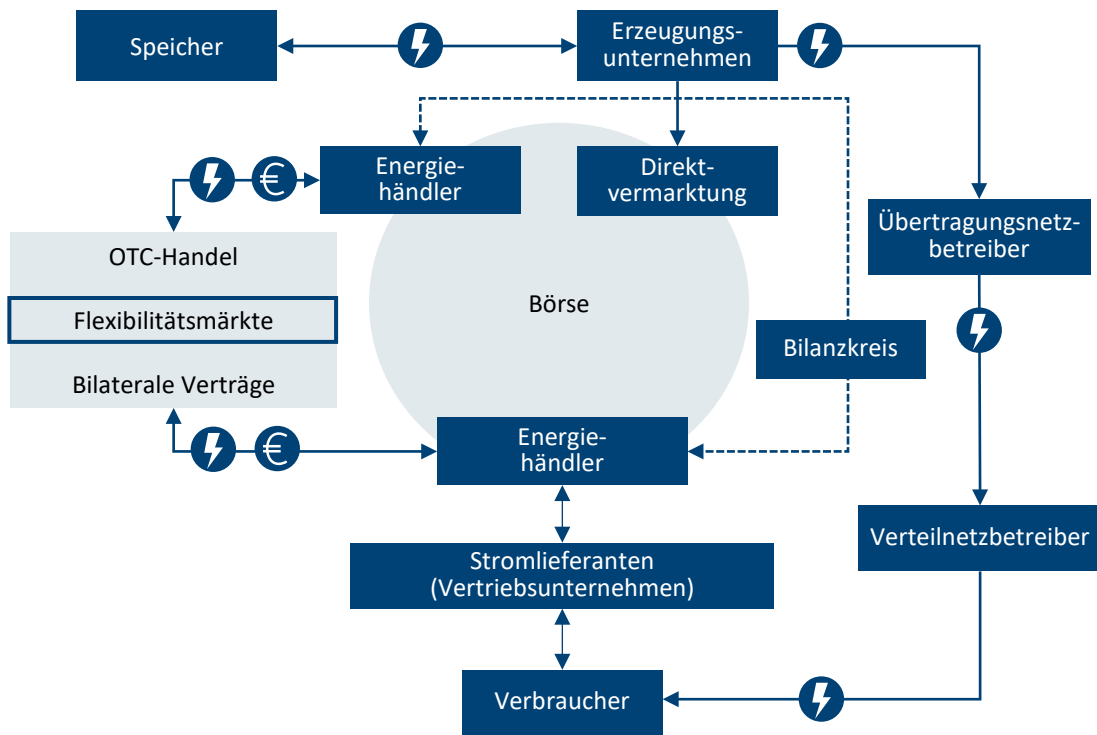


Abb. 2 Einordnung der lokalen Flexibilitätsmärkte in einen schematischen Aufbau des deutschen Strommarkts (Energycity, 2024)

2 Energieflexible Modellregion Augsburg

2.1 Einführung in die Energieflexible Modellregion Augsburg

Die **Energieflexible** Modellregion Augsburg befindet sich im Regierungsbezirk Schwaben im Südwesten Bayerns und umfasst insgesamt 13 Landkreise mit der Stadt Augsburg als regionalem Zentrum. Politik, Netzbetreiber, Industrie und Gesellschaft sind eng miteinander vernetzt und arbeiten koordiniert auf gemeinsame Ziele hin.

Die Region zeichnet sich durch eine stark fluktuierende Stromerzeugung und einen hohen industriellen Stromverbrauch aus, der etwa ein Drittel des industriellen Stromverbrauchs in Deutschland repräsentiert (Kopernikus-Projekt SynErgie, 2024). Aus diesem Grund weist die Energieflexible Modellregion Augsburg eine sehr gute Übertragbarkeit auf andere Regionen in Deutschland auf, die industrielle Schwerpunkte des Landes bilden und damit für Deutschland und Europa von zentraler Bedeutung sind.

In der Energieflexiblen Modellregion Augsburg demonstriert das Kopernikus-Projekt SynErgie bereits seit 2016 die Potenziale einer intelligenten Vernetzung bestehender industrieller Energieflexibilitäten und arbeitet systematisch an deren Ausbau. Im Rahmen des Projekts sind in der Region derzeit 26 Partnerunternehmen, elf Forschungseinrichtungen sowie 16 übertragbare Demonstrationsvorhaben aktiv. Bei der Umsetzung dieser Vorhaben werden die Integration aller relevanten Stakeholder und die systemische Analyse eng miteinander verzahnt.

Insbesondere das »Stadtbach-Industriequartier« – das bedeutendste Industrieareal der Region – fungiert als innovative Blaupause für die Potenziale intelligenter Steuerung industrieller Energieflexibilitäten. Die unternehmensübergreifende Vernetzung trägt dazu bei, Strom- und Wärmebedarfe sowohl kosteneffizient als auch zunehmend durch erneuerbare Energien zu decken.

Das übergeordnete Ziel ist es, die Energieflexible Modellregion Augsburg zur Innovationsregion weiterzuentwickeln, um regulatorisches Lernen im Kontext der Energiewende zu ermöglichen. Der daraus entstehende Wissenstransfer zwischen Forschung und Anwendung leistet einen wichtigen Beitrag zur wissenschaftlichen Erkenntnis und zur praktischen Umsetzung der Energiewende.

2.2 Demonstrationen in der Energieflexiblen Modellregion Augsburg

Das folgende Unterkapitel gibt einen Überblick über zentrale Vorhaben der Energieflexiblen Modellregion Augsburg.

- Eines der bedeutendsten Vorhaben stellt das Stadtbach-Industriequartier dar, das als innovative Blaupause für die Potenziale intelligenter Steuerung industrieller Energieflexibilitäten fungiert. Im Fokus stehen dabei auch Möglichkeiten zur Nutzung industrieller Abwärme, um Potenziale für Energieflexibilität zu erschließen und die Klimaneutralitätsziele der Stadtwerke Augsburg zu unterstützen (siehe *Kapitel A.2*).
- Zusätzlich betrachtet die Energieflexible Modellregion Augsburg das Energieflexibilitätspotenzial durch Intralogistik und Unternehmensfahrzeuge bei den Partnern Steinbacher Consult, Holzer Motorsport und UPM (siehe *Kapitel A.1*).
- Ein weiteres zentrales Vorhaben betrifft das Werk Asbach-Bäumenheim von AGCO GmbH Fendt. Ziel dieses Projekts ist es, die energieflexiblen Anlagen und Prozesse des Standorts über die SynErgie-Unternehmensplattform abzubilden und so exemplarisch die Herausforderungen nicht energieintensiver Unternehmen im konzeptionellen Testbetrieb der Energieflexiblen Modellregion Augsburg aufzuzeigen. Grundlage bilden vier Anwendungsfälle: Schichtzeitverschiebung, Lademanagement, Teilwaschanlage und bivalente kathodische Tauchlackierung. In einer detaillierten Analyse bewertet das Projekt deren energieflexible Betriebsweise, die kommunikationstechnische Anbindung sowie mögliche Vermarktungsoptionen der identifizierten Energieflexibilitätspotenziale.

- In der Futtermittel Trocknung Lamerdingen liegt der Fokus auf der Analyse der Produktionsprozesse im Hinblick auf eine mögliche Vermarktung von Energieflexibilität. Hierbei spielen sowohl die multikriterielle Planung der Trocknung als auch die Weiterentwicklung eines energieflexiblen Betriebs in der Landmaschinenproduktion eine zentrale Rolle.

Die Projektvorhaben setzen durch die enge Verzahnung von Forschung, Praxis und verschiedenen Anwendungsfeldern entscheidende Impulse und liefern essenzielle Praxiserkenntnisse für die Umsetzung einer nachhaltigen, flexiblen und innovativen Energiewende.

2.3 Ein Reallabor mit Experimentierklauseln in der Energieflexiblen Modellregion Augsburg

Das **regulatorische Lernen im Energiekontext** gewinnt zunehmend an Bedeutung, da vor allem das bestehende Strommarktdesign und die gegenwärtige Regulierung zu unvermeidbaren Ineffizienzen führen und die Energieflexibilitätsbereitstellung hemmen. Änderungen am bestehenden Energiesystem und an geltenden Regulierungen stellen eine komplexe Herausforderung dar. Reallabore bieten in diesem Kontext einen geeigneten Rahmen, um innerhalb eines räumlich begrenzten Gebiets innovative Lösungsansätze – etwa zum Abbau regulatorischer Fehlanreize – zu entwickeln und unter realen Bedingungen zu erproben.

Ein Reallabor ist ein zeitlich, räumlich oder sachlich begrenzter Testraum, in dem innovative Technologien oder Geschäftsmodelle unter realen Bedingungen und unter Einsatz von Experimentierklauseln erprobt werden können. Der Gesetzesentwurf zum **Reallabore-Gesetz** zielt darauf ab, innovationsfreundliche Rahmenbedingungen für Reallabore zu schaffen, indem es Hindernisse wie restriktive Genehmigungsprozesse, fehlende Vernetzung und mangelhaften Erkenntnistransfer beseitigt (BMWE, 2024). Das Reallabore-Gesetz soll vor diesem Hintergrund eine innovationsfreundliche Gestaltung der Ermessensspielräume in Genehmigungsprozessen fördern, um die Nutzung von Reallaboren in verschiedenen Innovationsfeldern zu erleichtern und zu intensivieren. Das Bundeskabinett hat im November 2024 einen Referentenentwurf des Reallabore-Gesetzes beschlossen (BMWE, 2024).

Im Folgenden werden drei Ausgestaltungsoptionen eines zukünftigen Reallabors in der Energieflexiblen Modellregion Augsburg vorgestellt, die im Kopernikus-Projekt SynErgie ausgearbeitet wurden.

- Die erste Option zielt auf die **Weiterentwicklung der Netzentgeltssystematik** ab. Im Rahmen des Reallabors sollen Ansätze zur Erprobung und Entwicklung einer zukunftsfähigen Ausgestaltung der Netzentgelte erarbeitet werden. Ein zentraler Bestandteil ist dabei der Abbau bestehender Fehlanreize aus §19 Abs.2 Satz 2 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV). Anstelle der bisherigen sprunghaften Reduktionen der Netzentgelte auf Basis von Benutzungsstunden wird die Einführung einer Höchstgrenze für Netzentgelte angestrebt. Darüber hinaus

sollen system- und netzdienliche Energieflexibilitätseinsätze gezielt incentiviert werden – u. a. durch eine Anpassung des Verhältnisses von Arbeits- zu Leistungspreis sowie durch eine gleichzeitige Dynamisierung der Arbeitspreiskomponente.

- Die zweite Option fokussiert sich auf die **Dynamisierung von Steuern und Abgaben**. Durch neue Regelungen soll das CO₂-Reduktionspotenzial von klima- und ressourcenschonenden Betriebsstrategien besser ausgeschöpft werden, insbesondere bei Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen-Technologien. In Zeiten hoher Einspeisung regenerativer Energien sollen Unternehmen ihre Energiebedarfe flexibel anpassen können, ohne dadurch ökonomische Nachteile zu erleiden.
- Die dritte Option sieht die Schaffung **lokal differenzierter Strompreissignale** vor. Die konkrete Ausgestaltung und Umsetzung dieser Maßnahme befindet sich derzeit noch in der Diskussion und hängt maßgeblich von der weiteren politischen Entwicklung auf nationaler und europäischer Ebene ab. In diesem Zusammenhang verfolgt die Europäische Kommission DG ENER gemäß Art. 59 Abs.1 der Verordnung (EU) 2019/943 auf europäischer Ebene das Ziel, einen zukünftigen europäischen Rechtsrahmen für lokale Flexibilitätsmärkte (LFM) zu schaffen. Dabei soll die marktorientierte Beschaffung von Energieflexibilität für das Engpassmanagement als Standardmechanismus etabliert werden, während Ausnahmen möglichst begrenzt bleiben sollen. Die entsprechenden Regelungen befinden sich aktuell in der Verhandlung und bedürfen der Zustimmung der Europäischen Kommission sowie der EU-Mitgliedstaaten.

Auch auf nationaler Ebene wird das Thema intensiv diskutiert. Im Vorhabenplan des BMWK vom März 2025 wird die Anreizsetzung über Strompreissignale ausdrücklich adressiert (BMWK, 2025). Dort heißt es, man wolle die »Einbindung von Lasten in den Redispatch über Preissignale konzeptionieren« und dabei besonders auf die Vermeidung potenzieller Fehlanreize achten. Zudem betonte die Arbeitsgruppe Klima und Energie in ihrer Sitzung vom 24. März 2025: »Die regionale Nutzung ansonsten abgeregelten Stroms wollen wir deutlich erleichtern.« Wie in *Kapitel A1.2* beschrieben, stellen LFM eine vielversprechende Gestaltungsoption im Strommarktdesign dar, um den aktuellen Herausforderungen des Stromsystems durch eine zeitliche und räumliche Koordination von Angebot und Nachfrage wirksam zu begegnen. Auf diese Weise erlauben sie, unter **Beibehaltung der Einheitspreiszone** die notwendigen lokalen Preissignale zu schaffen (siehe *Kapitel A.4*).

Die **Energieflexible Modellregion Augsburg** bietet ein geeignetes Testfeld für die Erprobung eines LFM. Die Kooperation der beteiligten Partner aus Praxis, Forschung, Strombörse und Landespolitik bildet eine gute Grundlage, um einen LFM in der Energieflexiblen Modellregion Augsburg zu initiieren. Im Rahmen einer gemeinsamen Initiative erklären sich die EPEX SPOT, das Forschungsinstitut für Informationsmanagement FIM und der Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT (FIM/FIT) sowie das Kopernikus-Projekt SynErgie bereit, sich intensiv am regulatorischen Lernen im Bereich LFM zu beteiligen und ein Reallabor in der Energieflexiblen Modellregion Augsburg umzusetzen (EPEX, 2024).

3 Literatur

BERTOLINI, M. und S. BLASI, 2021. The Role of the DSOs in the Energy Transition Towards Sustainability. A Case Study from Italy [online]. In: SEDITA, S.R., BLASI, S., Hrsg. Rethinking Clusters. Sustainable Development Goals Series. Springer, Cham. Verfügbar unter: doi:10.1007/978-3-030-61923-7_5

BMWE – BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE, 2024. Entwurf eines Gesetzes zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für die Erprobung von Innovationen in Reallaboren und zur Förderung des regulatorischen Lernens (ReallaboreG) [Zugriff am: 19.11.2025]. Verfügbar unter: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Artikel/Service/Gesetzesvorhaben/20241015-referententwurf-reallaboreg-luv.html>

BMWE – BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE, 2025. Smart Meter: Intelligente Messsysteme für die Energiewende [Zugriff am: 16.07.2025]. Verfügbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Energie/smart-meter.html>

BMWi – BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE, 2014. Ein Strommarkt für die Energiewende [Zugriff am: 01.08.2025]. Verfügbar unter: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/G/gruenbuch-gesamt.pdf>

BMWK – BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ, 2025. BMWK-Vorhaben für die 21. Legislaturperiode [Zugriff am 13.01.2026]. Verfügbar unter: <https://www.fiwonline.de/bmwk-vorhaben-fuer-die-21-legislaturperiode/>

BNETZA – BUNDESNETZAGENTUR, 2025. Growth in renewable energy in 2024 [Zugriff am: 16.07.2025]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/EN/2025/20250108_EE.html

BNETZA – BUNDESNETZAGENTUR, 2024. Nutzen statt Abregeln 2.0 [Zugriff am: 19.11.2025]. Verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/NSA/start.html>

BNETZA – BUNDESNETZAGENTUR, 2023. § 14a EnWG Steuerbare Verbrauchseinrichtungen [Zugriff am: 16.07.2025]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK06/BK6_83_Zug_Mess/841_SteuVE/BK6_SteuVE_node.html

ENERCITY AG, 2024. Energie-Wissen: Wie funktioniert der Strommarkt? [Zugriff am: 16.07.2025]. Verfügbar unter: <https://www.energycity.de/magazin/unsere-welt/wie-funktioniert-der-strommarkt>

EPEX SPOT, 2024. »Die Zeit für Flexibilität ist jetzt« – Erprobung eines lokalen Flexibilitätsmarktes in der Energieflexiblen Modellregion Augsburg. [Zugriff am 16.07.2025]. Verfügbar unter: https://www.epexspot.com/sites/default/files/download_center_files/20240806_Pressemeldung_FIM_EPEX_DE_Final.pdf

EUROPEAN COMMISSION, 2023. Germany: Status Of The Heat Pump Market [Zugriff am: 01.08.2025]. Verfügbar unter: https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC137131/JRC137131_011.pdf

EUROPEAN COMMISSION, 2025. Germany: BEV Registrations, European Alternative Fuels Observatory [Zugriff am: 01.08.2025]. Verfügbar unter: <https://alternative-fuels-observatory.ec.europa.eu/general-information/news/germany-bev-registrations-surge-54-april-2025>

FRAUNHOFER ISE, 2025. Öffentliche Nettostromerzeugung in Deutschland 2024 (Online-Diagramm) [Zugriff am: 16.07.2025]. Verfügbar unter: https://www.energy-charts.info/charts/energy_pie/chart.htm?l=de&c=DE&interval=year&year=2024&source=entsoe

- HAO, C. H., P. K. WESSEH, J. WANG, H. ABUDU, K. E. DOGAH, D. IHEKE OKORIE und E. E. OSEI OPOKU, 2024. Dynamic pricing in consumer-centric electricity markets: A systematic review and thematic analysis [online]. *Energy Strategy Reviews* 52, 101349. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.esr.2024.101349
-
- HIRTH, L., I. SCHLECHT, C. MAURER und B. TERSTEEGEN, 2019. Cost- or market-based? Future redispatch procurement in Germany: Final report [Zugriff am: 16.07.2025]. Verfügbar unter: <https://neon.energy/Neon-Market-based-redispatch-BMWi.pdf>
-
- INDERBERG, T. H. J., K. TEWS und B. TURNER, 2018. Is there a Prosumer Pathway? Exploring household solar energy development in Germany, Norway, and the United Kingdom [online]. *Energy Research & Social Science* 42, 258–269. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.erss.2018.04.006
-
- JIN, X., Q. WU und H. JIA, 2020. Local flexibility markets: Literature review on concepts, models and clearing methods [online]. *Applied Energy* 261, 114387. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.apenergy.2019.114387
-
- KOPERNIKUS-PROJEKT SYNERGIE, 2023. Stellungnahme im Rahmen der zweiten Konsultation von § 14a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) [Zugriff am: 16.07.2025]. Verfügbar unter: https://synergie-projekt.de/wp-content/uploads/2020/08/Stellungnahme_SynErgie_Stellungnahme-im-Rahmen-der-zweiten-Konsultation-von-§-14a-Energiewirtschaftsgesetz-ENWG.pdf
-
- KOPERNIKUS-PROJEKT SYNERGIE, 2024. Energieflexible Modellregion Augsburg [Zugriff am: 16.07.2025]. Verfügbar unter: <https://synergie-projekt.de/ueber-synergie/arbeitsgebiete/energieflexible-modellregion-augsburg>
-
- MASTR, 2025. Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur Deutschland [Zugriff am: 16.07.2025]. Verfügbar unter: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>
-
- MICHAELIS, A., M. SCHNEIDER und M. WEIBELZAHL, 2025. Designing local flexibility markets: A toolbox for policymakers and market operators [online]. *Energy* 329, 136051. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.energy.2025.136051
-
- PEARSON, S., S. WELLNITZ, P. CRESPO DEL GRANADO und N. HASHEMIPOUR, 2022. The value of TSO-DSO coordination in re-dispatch with flexible decentralized energy sources: Insights for Germany in 2030 [online]. *Applied Energy* 326, 119905. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.apenergy.2022.119905
-
- SMARD, 2024. Energiemarkt aktuell. Netzengpassmanagement im 2. Quartal 2024 [Zugriff am: 16.07.2025]. Verfügbar unter: <https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/215138>
-
- SMARD, 2025. Netzengpassmanagement 2024: Volumen und Kosten gesunken [Zugriff am: 01.06.2025]. Verfügbar unter: <https://www.smard.de/page/home/topic-artic-le/444/216636>
-
- THOMASSEN, G., A. FUHRMANEK, R. CADENOVIC, D. POZO CAMARA und S. VITIELLO, 2024. Redispatch and congestion management: Future-proofing the European power market [online]. *European Union EUR 31924 EN*. Verfügbar unter: <https://data.europa.eu/doi/10.2760/853898>
-
- VELDHUIS, A. J., M. LEACH und A. YANG, 2018. The impact of increased decentralised generation on the reliability of an existing electricity network [online]. *Applied Energy* 215, 479–502. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.apenergy.2018.02.009
-





A.4

Nationale Perspektive

Management Summary

Im Zuge der Energiewende verändern sich die Rahmenbedingungen für den Strommarkt. Vor diesem Hintergrund werden im vorliegenden Kapitel der Reformbedarf des aktuellen Strommarktdesigns eingehend analysiert und entsprechende Lösungsansätze abgeleitet. Zunächst wird der bestehende regulatorische Druck durch interne Ineffizienzen und externe Vorgaben beleuchtet. Anschließend werden das bestehende Energy-Only-Marktmodell sowie die Einheitspreiszone betrachtet und Lösungsansätze zur Etablierung lokal differenzierter Preissignale dargestellt. Im Fokus des Kapitels stehen insbesondere Konzepte zur (nationalen) Etablierung lokaler Flexibilitätsmärkte sowie zeitlich und örtlich differenzierter Netzentgelte. Durch diese Ansätze können unter Beibehaltung der Einheitspreiszone lokal notwendige Signale gesetzt werden. Sie stellen somit Optionen für ein zukunftsfähiges Strommarktdesign dar.

Autorenverzeichnis

Buhl, Hans Ulrich
hans-ulrich.buhl@fim-rc.de
Forschungsinstitut für Informationsmanagement (FIM)
und Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT
(FIM/FIT)
Alter Postweg 101
86159 Augsburg

Eble, Dominik
dominik.eble@fim-rc.de
Forschungsinstitut für Informationsmanagement (FIM)
und Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT
(FIM/FIT)
Alter Postweg 101
86159 Augsburg

Heinrich, Theresa Magdalena Sophie
theresa.heinrich@fim-rc.de
Forschungsinstitut für Informationsmanagement (FIM)
und Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT
(FIM/FIT)
Alter Postweg 101
86159 Augsburg

Kreiml, Simon
simon.kreiml@fim-rc.de
Forschungsinstitut für Informationsmanagement (FIM)
und Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT
(FIM/FIT)
Alter Postweg 101
86159 Augsburg

Pichlmeier, Markus
markus.pichlmeier@fim-rc.de
Forschungsinstitut für Informationsmanagement (FIM)
und Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT
(FIM/FIT)
Alter Postweg 101
86159 Augsburg

1 Einführung

Das deutsche Stromsystem befindet sich gegenwärtig in einer Phase tiefgreifender struktureller Umgestaltung. Dabei geht die zunehmende Integration dezentraler, erneuerbarer Energien mit weitreichenden Veränderungen der technischen, wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen einher. Die fluktuierende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen stellt das Stromsystem vor enorme Herausforderungen – insbesondere in Bezug auf die Netzstabilität sowie die Versorgungssicherheit – und erfordert daher Anpassungen im Strommarktdesign sowie der entsprechenden Regulatorik (Grimm et al., 2025).

Das Strommarktdesign beschreibt das Zusammenspiel von Marktmechanismen, Regulierungen und Marktteilnehmenden, das den wirtschaftlichen Rahmen für die Erzeugung, den Handel, die Verteilung und den Verbrauch von Strom vorgibt. Es legt fest, wie Preise gebildet werden, welche Anreize für Investitionen in bestimmte Technologien bestehen, wie die Bereitstellung und der Einsatz von Energieflexibilität honoriert werden und auf welche Weise auch künftig Versorgungssicherheit gewährleistet werden soll. In Europa basiert das bestehende Strommarktdesign im Kern auf einem sogenannten Energy-Only-Markt, auf dem ausschließlich elektrische Arbeit vergütet wird. Die Vorhaltung von Kapazität wird lediglich im Bereich der Reserven (Regelenergie, Netz- und Kapazitätsreserve) vergütet. Durch die grenzüberschreitende Integration der nationalen Strommärkte ist das Marktdesign weitgehend durch europäische Vorgaben harmonisiert, insbesondere die Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung und -richtlinie. Die technischen Ausgestaltungen, etwa Auktionsalgorithmen, Produktdefinitionen oder die Interaktionen zwischen Markt und Netz, sind in verschiedenen Regelwerken spezifiziert. Diese werden in Zusammenarbeit von nationalen Regulierungsbehörden, Strombörsen und Übertragungsnetzbetreibern entwickelt (Sauer et al., 2022).

Der Reformbedarf des bestehenden Strommarktdesigns ist sowohl in der wissenschaftlichen Debatte als auch auf politischer Ebene anerkannt. Im Herbst 2024 veröffentlichte das damalige Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) das Optionenpapier »Strommarktdesign der Zukunft«, das zentrale Handlungsfelder für die Weiterentwicklung des Systems identifiziert (BMWK, 2024). Dazu zählen u. a. die Schaffung eines Investitionsrahmens für erneuerbare Energien, die Etablierung lokaler Preissignale sowie die gezielte Flexibilisierung der Stromnachfrage. Diese Maßnahmen sind entscheidend, um ein resilientes, nachhaltiges und zukunftsfähiges Stromsystem zu gestalten.

Das vorliegende Kapitel beleuchtet die externen und internen Notwendigkeiten einer Transformation des deutschen Strommarktdesigns. Zudem werden Ansätze der Allokation und Preisbildung untersucht und die Rolle von lokalen Flexibilitätsmärkten (LFM) sowie zeitlich und örtlich differenzierten Netzentgelten zur Förderung von Systemstabilität und effizienter Netz- und Ressourcennutzung analysiert.

1.1 Externer Regulierungsdruck durch die EU

Der europäische Strommarkt im Jahr 2025 ist zonal strukturiert, wobei die Ländergrenzen zumeist die verschiedenen (Gebots-)Zonen definieren und die Preise innerhalb jeder (Gebots-)Zone unabhängig vom Standort der Verbraucher oder Erzeuger einheitlich sind. Als integraler Bestandteil des europäischen Strommarkts unterliegt der deutsche Strommarkt nicht nur nationalen, sondern auch supranationalen regulatorischen Vorgaben. Wesentliche Anforderungen ergeben sich aus der Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates. Diese zielt darauf ab, strukturelle Netzengpässe im Übertragungsnetz systematisch zu adressieren und den Binnenmarkt für Strom effizienter zu gestalten (Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union, 2019). Gemäß dieser Verordnung sind die Mitgliedstaaten verpflichtet, geeignete Maßnahmen zur Beseitigung von Netzengpässen an den Grenzen ihrer Gebotszonen zu ergreifen. Eine grundlegende Prämisse dabei ist, dass die Festlegung von Gebotszonengrenzen auf langfristigen, strukturellen Netzengpässen basieren muss. Zonen mit derartigen Netzengpässen dürfen grundsätzlich nicht fortbestehen – es sei denn, ihre Auswirkungen auf benachbarte Zonen sind vernachlässigbar oder durch Entlastungsmaßnahmen kompensierbar. Zudem darf es nicht zu einer Reduktion der kapazitätsbasierten Handelsmöglichkeiten zwischen den Zonen kommen.

Zur kontinuierlichen Überprüfung und Optimierung der Gebotszonenkonfiguration führt gemäß Verordnung (EU) 2019/943 die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) alle drei Jahre einen sogenannten Bidding Zone Review (BZR) durch. Diese Überprüfung erfolgt koordiniert auf europäischer Ebene und umfasst eine Analyse der aktuellen Gebotszoneneinteilung anhand von 22 Indikatoren. Bewertet werden dabei u. a. die Netzsicherheit, die Markteffizienz, die Stabilität sowie die Robustheit der Gebotszonen (ENTSO-E, o.J.). Ziel ist eine zukunfts-fähige und marktintegrierte Zonenstruktur, die sowohl den technischen Anforderungen des Netzbetriebs als auch den ökonomischen Zielen des europäischen Strombinnenmarkts gerecht wird. Sollten im Rahmen eines Bidding Zone Review strukturelle Netzengpässe identifiziert werden, sind die betroffenen Mitgliedstaaten verpflichtet, innerhalb von sechs Monaten nationale oder multi-nationale Aktionspläne zu erstellen. Diese Pläne beinhalten entweder eine Überprüfung oder Anpassung der Gebotszonenkonfiguration oder spezifische Maßnahmen zur Behebung der Netzeng-pässe. Als letzte Instanz kann die Europäische Kommission nach Konsultation von ACER innerhalb von sechs Monaten nach Vorlage des Aktionsplans über eine Änderung oder Beibehaltung der Gebotszonenkonfiguration entscheiden (Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union, 2019).

Im Rahmen der im Jahr 2022 durchgeführten BZR lag der Fokus auf der Überprüfung der deutsch-luxemburgischen Gebotszonenkonfiguration. Basierend auf dieser Analyse empfahl ACER, die gegenwärtige deutsch-luxemburgische Gebotszone in zwei bis fünf kleinere Zonen aufzuteilen (ACER, 2022). Infolge der Empfehlungen hat Deutschland den sogenannten »Aktionsplan Gebotszone« entwickelt. Dieser sieht vor, dass bis spätestens 31. Dezember 2025 mindestens 70 % der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität dem europäischen zonenüberschreitenden Stromhandel zur Verfügung gestellt werden müssen (Verband Kommunaler Unternehmen, 2024; Deutsche Übertragungsnetz-

betreiber, o.J.). Darüber hinaus verpflichtet sich Deutschland zur jährlichen Überprüfung der Einhaltung dieser Mindestwerte durch die Übertragungsnetzbetreiber, um die Transparenz und Effizienz des grenzüberschreitenden Handels weiter zu gewährleisten (BNetzA, 2024).

Im Zuge der jüngsten BZR 2025 wurden bei einer Aufteilung der deutsch-luxemburgischen Preiszone in fünf Zonen die höchsten Effizienzgewinne bei allen untersuchten alternativen Konfigurationen berechnet. Sie liegen im Zieljahr 2025 zwischen 251 und 339 Millionen Euro. Diese Maßnahme würde den Rückgang des Marktwohlfahrtsüberschusses durch Einsparungen bei den Redispatch-Kosten von etwa 50% ausgleichen. Die Umsetzungskosten werden auf 1,2 bis 2,4 Mrd. Euro geschätzt (mit einer Amortisationszeit von vier bis neun Jahren). Es sollte jedoch beachtet werden, dass alle Konfigurationen negative Auswirkungen auf die Marktliquidität und die Transaktionskosten haben könnten (ENTSO-E, 2025).

1.2 Interner Handlungsdruck: Ineffizienzen und Herausforderungen

Die strukturellen Schwächen des aktuellen deutschen Strommarktdesigns manifestieren sich nicht nur im wachsenden externen Veränderungsdruck, sondern aufgrund zunehmender Ineffizienzen der gegenwärtigen Einheitspreiszone auch im wachsenden internen Handlungsdruck. Eine zentrale Ursache dieser zunehmenden Ineffizienzen liegt an den fehlenden Anreizen von Systemdienlichkeit bei der Standortwahl des Ausbaus dezentraler erneuerbarer Energien und dem vergleichsweise schleppenden Ausbau des Stromnetzes. Dies führt u. a. dazu, dass an einem windigen Tag beispielsweise Windparks an der Nordsee und Braunkohlekraftwerke in der Lausitz viel Strom erzeugen – obwohl der Transport in die verbrauchsstarken Regionen im Süden aufgrund fehlender Netzkapazitäten kaum möglich ist (Grimm et al., 2025). Um die Stabilität des Stromnetzes aufrechtzuerhalten und Versorgungssicherheit zu gewährleisten, ist ein Netzengpassmanagement erforderlich. Darunter fallen das Abregeln von Windkraftanlagen im Norden sowie das gleichzeitige Hochfahren konventioneller Kraftwerke im Süden.

Wie in *Kapitel A.3* beschrieben, wirken sich die systematischen Ineffizienzen des Strommarktdesigns nicht nur auf die Übertragungsnetzebene aus (z. B. innerhalb der deutsch-luxemburgischen Gebotszone), sondern auch auf die Verteilnetzebene. Dabei sind die durch Redispatch-Maßnahmen entstehenden Kosten erheblich: Im Jahr 2023 beliefen sich die Redispatch-Kosten laut Bundesnetzagentur (BNetzA) auf rund 3,1 Mrd. Euro. Trotz eines Rückgangs der Redispatch-Kosten auf 2,8 Mrd. Euro im Jahr 2024 – u. a. bedingt durch geringere Brennstoffkosten – ist mittelfristig weiterhin mit einem steigenden Bedarf an netzstabilisierenden Eingriffen zu rechnen (EPEX SPOT, 2024; SMARD, 2025; Thomassen, 2024).

Eine weitere Folge der dargestellten Ineffizienzen zeigt sich in den im europäischen Vergleich überdurchschnittlich hohen Strompreisen in Deutschland. Im Jahr 2024 lag der Preis für Haushaltskunden bei durchschnittlich 39,5 ct/kWh. Dieser setzt sich aus 28,1 ct/kWh für Energie und Netzentgelte sowie 11,5 ct/kWh für Steuern und Abgaben zusammen. Zum Vergleich: Der EU-Durchschnitt lag bei 28,9 ct/kWh, davon 21,9 ct/kWh für Energie und Netzentgelte sowie 7,0 ct/kWh für Steuern und Abgaben (Strom-Report, o.J.).

Auch für Unternehmen¹ ergibt sich ein herausforderndes Gesamtbild: Der durchschnittliche Industriestrompreis in Deutschland² lag bei 23,3 ct/kWh – dem dritthöchsten Wert unter den EU-Mitgliedsstaaten und deutlich über dem europäischen Durchschnitt¹ von 18,7 ct/kWh (Strom-Report, o.J.).

Diese Herausforderungen bleiben auch den europäischen Nachbarn nicht verborgen. Während einer anhaltenden Dunkelflaute im November 2024 äußerten mehrere Staaten ihren Unmut über die Auswirkungen des deutschen Strommarktdesigns auf ihre jeweiligen nationalen Energiemärkte. Da die Strompreise in Deutschland zu diesem Zeitpunkt überdurchschnittlich hoch waren, hatten sie aufgrund des gemeinsamen europäischen Strommarkts auch Auswirkungen auf die Nachbarländer. Die schwedische Energieministerin erklärte öffentlich ihren Unmut über die deutsche Energiepolitik, da Schweden in einer kritischen Versorgungslage besonders stark von der deutschen Strompolitik betroffen sei (Reveman, 2024). Zeitgleich sprach der norwegische Energieminister von einer nicht haltbaren Situation, nachdem sich die Strompreise im Süden Norwegens infolge verstärkter Exporte nach Mitteleuropa binnen einer Woche nahezu verzwanzigfacht hatten (Milne, 2024).

Die zwingend notwendige Transformation des Strommarktdesigns stellt nicht nur eine technische und regulatorische, sondern vor allem eine sozioökonomische Herausforderung dar. Grundlegend für eine erfolgreiche Transformation sind die breite Akzeptanz aller relevanten Stakeholder sowie die Etablierung klar definierter Übergangsphasen, da ein funktionierender Strommarkt eine essenzielle Grundlage für den wirtschaftlichen Wohlstand und die internationale Wettbewerbsfähigkeit des Standorts Deutschland bildet (Grimm et al., 2025). Im vom BMWK veröffentlichten Optionenpapier wird zum »Strommarktdesign der Zukunft« explizit auf das mangelnde Vertrauen vieler Akteure in die aktuellen Rahmenbedingungen hingewiesen (BMWK, 2024). Dies ist nicht zuletzt auf jahrelange Versäumnisse bei der Anpassung der Marktmechanismen an die Realitäten eines zunehmend dezentralen Stromsystems zurückzuführen (Grimm et al., 2025).

Um dieser Entwicklung entgegenzuwirken und die notwendigen Voraussetzungen für eine Transformation zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign zu schaffen, wurde die Ausgestaltung eines zukünftigen Strommarktdesigns unter Berücksichtigung technischer und marktseitiger Gegebenheiten sowie regulatorischer und sozialer Faktoren untersucht. Es hat sich gezeigt, dass regional differenzierte Strompreise relevant sind, um die Flexibilisierung industrieller Lasten gezielt anzureizen und zu fördern. Regional differenzierte Strompreise bilden die tatsächlichen Knappheitsverhältnisse zwischen den Zonen bzw. Knotenpunkten ab und ermöglichen eine ökonomisch sinnvolle Steuerung von Angebot und Nachfrage (Grimm et al., 2025). In Regionen mit einem strukturellen Stromüberschuss und geringer Last entstehen dadurch niedrigere Preise, was zu einer spürbaren Entlastung der Verbraucher führen kann. Umgekehrt signalisieren höhere Preise in Engpassregionen einen verstärkten Investitionsbedarf und fördern langfristig eine bessere räumliche Koordination von Erzeugung, Verbrauch und Netzinfrastruktur.

¹ Ab einem Jahresverbrauch von 20 MWh

² Preis inkl. Netzentgelten, aber ohne Mehrwertsteuer und andere rückerstattbare Steuern und Gebühren

Da eine umfassende Reform des Strommarktdesigns nicht ad hoc vollzogen werden kann, sind klar strukturierte Transformationspfade erforderlich. Diese müssen den Marktteilnehmenden nicht nur regulatorische Sicherheit bieten, sondern auch zeitliche und wirtschaftliche Spielräume eröffnen, um sich an neue Marktbedingungen anzupassen. Nur durch ein abgestuftes Vorgehen kann ein nachhaltiges, resilientes Strommarktdesign entstehen, das den Herausforderungen der Energiewende gerecht wird.

1.3 Politische Rahmenbedingungen

Trotz der in der Wissenschaft weit verbreiteten Auffassung, dass lokale Preissignale essenziell für ein zukunftsfähiges Strommarktdesign sind (Grimm et al., 2025), mangelt es auf politischer Ebene bislang an der Bereitschaft zu grundlegenden Strukturreformen. Insbesondere die potenzielle Auflösung der deutschen Einheitspreiszone trifft auf erheblichen Widerstand – sowohl aus Teilen der Politik als auch von wirtschaftlichen Interessengruppen. Süddeutsche Bundesländer befürchten bei einer zonalen Differenzierung einen Anstieg der lokalen Strompreise, während Wirtschaftsverbände negative Auswirkungen auf die Standortattraktivität energieintensiver Industrie anmahnen (Grimm et al., 2025).

Dies schlägt sich deutlich im Koalitionsvertrag der Bundesregierung der 21. Legislaturperiode (Beginn im März 2025) nieder: Zwar wird dort die flexible und lokale Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen als ein zentraler Baustein des zukünftigen Stromsystems hervorgehoben, gleichzeitig wird jedoch explizit am Fortbestand »einer einheitlichen Stromgebotszone« festgehalten. Zugleich wird das Ziel formuliert, die »regionale Nutzung ansonsten abgeregelten Stroms deutlich zu erleichtern«, was eine schrittweise Verbesserung innerhalb bestehender Marktstrukturen nahelegt (CDU, CSU und SPD, 2025). Auch das vom ehemaligen BMWK veröffentlichte Optionenpapier plädiert für die Beibehaltung einer Einheitspreiszone unter Berücksichtigung »lokale[r] Signale, die Anreize für Netzdienlichkeit bei Erzeugern, Verbrauchern und Speichern setzen« (BMWK, 2024). Damit zeichnet sich ein politischer Kurs der inkrementellen Anpassung ab, der strukturelle Reformen nicht grundsätzlich ausschließt, sie jedoch nur innerhalb eines Rahmens hoher Planungssicherheit verfolgt.

1.4 Evolution statt Revolution – Reformpfade im Strommarktdesign

Das deutsche Strommarktdesign ist historisch gewachsen und spiegelt in seiner aktuellen Form noch immer die technischen, regulatorischen und ökonomischen Rahmenbedingungen eines zentralistischen Stromsystems wider. Angesichts des tiefgreifenden Wandels hin zu einem defossilisierten, dezentralen und volatilen Stromsystem ist eine strukturelle Neuausrichtung unumgänglich.

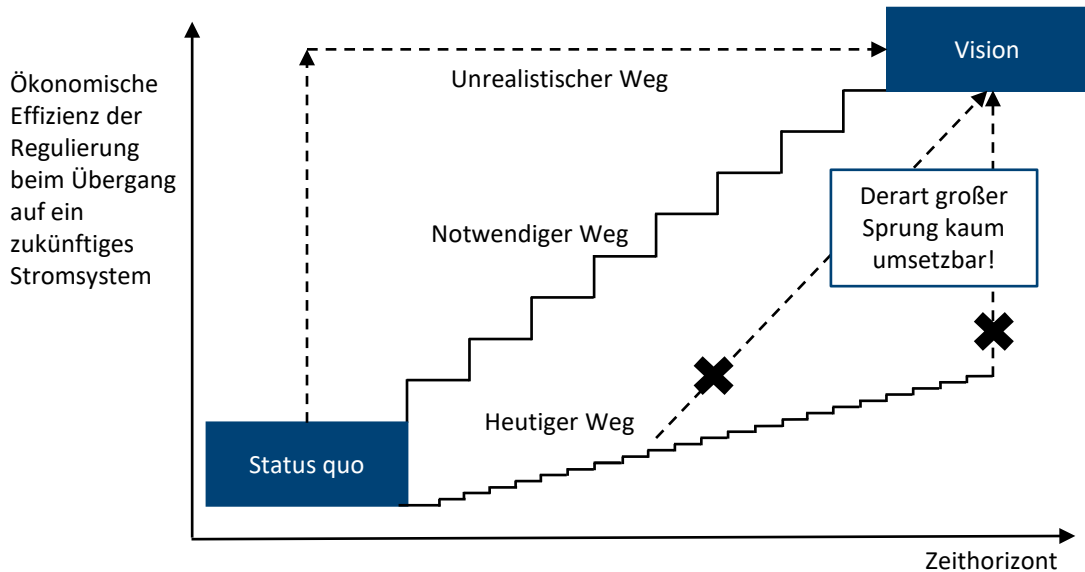


Abb. 1 Vom Status quo zur Vision: Evolution statt Revolution im Stromsystem

Abbildung 1 veranschaulicht den aktuellen Stand des Strommarktdesigns als »Status Quo« und das Zielbild eines zukünftigen Strommarktdesigns als »Vision« in den Dimensionen Zeithorizont und ökonomische Effizienz. Auf dem Weg vom Status quo zur angestrebten Vision lassen sich unterschiedliche Strategien verfolgen.

Es lässt sich festhalten, dass die Politik die Notwendigkeit zum Handeln sowie die Relevanz lokal differenzierter Preissignale erkannt hat. Bislang fehlt es jedoch an konkreten Umsetzungs- und Transformationsmaßnahmen, um die angestrebte Vision innerhalb des vorgesehenen Zeithorizonts umzusetzen (in der Abbildung als »heutiger Weg« markiert). Das Festhalten am derzeitigen, ineffizienten Strommarktdesign führt zur zunehmenden Verfestigung bestehender Strukturen, die mittel- bis langfristig der Weiterentwicklung zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign im Wege stehen und nur noch schwer aufgebrochen werden können. Ein vollständiger Systemwechsel von einer Einheitspreiszone zu einem lokal differenzierten Strommarktdesign in nur einem Schritt – in der Abbildung als unrealistischer Weg gekennzeichnet – käme einer 'Revolution' im Strommarktdesign gleich. Ein solch radikaler Wandel wird jedoch weder von der Politik noch von der Wirtschaft unterstützt, ist unter den technischen Gegebenheiten kaum realisierbar und mit erheblichen Transformationskosten verbunden. Stattdessen bedarf es einer schrittweisen Weiterentwicklung bestehender Strukturen (in Abbildung 1 als notwendiger Weg markiert): einer Evolution des Strommarktdesigns. Diese soll auf ein Zielbild hinarbeiten, das durch eine möglichst feingranulare, zeitlich und örtlich differenzierte Preisgestaltung geprägt ist. Nur ein solches Preisgefüge kann den tatsächlichen physikalischen Knappheiten im Stromsystem Rechnung tragen und damit die Effizienz und Investitionssicherheit erhöhen.

Das Erreichen der Vision ist also nur durch erfolgreiches Austarieren des Spannungsfelds zwischen Akzeptanz und Kosten der Transformation möglich. Von Seiten der Politik besteht durchaus ein Problembewusstsein. Dennoch wurden in der Vergangenheit lediglich kleine Schritte der Transformation des Strommarktdesigns vollzogen. Der zukünftige Weg der Politik zielt auf fundamentale, inkrementelle Anpassungen ab, die mit dem bestehenden regulatorischen und institutionellen Rahmen kompatibel sind. Das Prinzip »Evolution statt Revolution« bildet daher die konzeptionelle Grundlage für die nachfolgende Diskussion: Es werden die nationale Etablierung von LFM sowie zeitlich und örtlich differenzierten Netzentgelten als konkrete Reformvorschläge vorgestellt, die als realistische und praktikable Schritte auf dem Weg zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign verstanden werden können.

2 Koordinierte Anreize für das Gelingen der Energiewende

Die Preisbildung an der Strombörse und die daraus resultierenden Marktpreise als zentrale ökonomische Signale für Stromerzeugung, Stromnachfrage und entsprechende Investitionsentscheidungen spielen eine entscheidende Rolle sowohl für das kurzfristige Marktgeschehen als auch für die langfristige Ausrichtung und Stabilität des Energiesystems. Sie stehen daher im Fokus dieses Kapitels.

Zu Beginn wird die Zusammensetzung des Strompreises aufgeschlüsselt. Dann wird der Status quo des deutschen Strommarkts mit seiner Einheitspreiszone erläutert und dessen Ineffizienzen werden aufgezeigt. Anschließend werden die gängigen Strommarktdesigns zur zonalen und nodalen Bepreisung dargestellt, die in Wissenschaft und Politik diskutiert werden. Abschließend wird auf die Erkenntnisse einer Studie eingegangen, die die Auswirkungen von nodalen und mehreren zonalen Systemen auf das deutsche Stromsystem analysiert hat.

2.1 Zusammensetzung des Strompreises

Der Endkundenpreis für Strom setzt sich in Deutschland aus mehreren Komponenten zusammen, die sich in ihrer Höhe, Dynamik und Steuerbarkeit deutlich unterscheiden. Den größten Anteil stellt in der Regel die **Strombeschaffung** einschließlich der Vertriebskosten dar. Dieser umfasst die Kosten für den Stromeinkauf – entweder über den Börsenhandel oder bilaterale Lieferverträge – sowie die Aufwendungen für den Vertrieb an Endverbraucher.

Den zweitgrößten Anteil am Strompreis bilden gegenwärtig die **Netzentgelte**. Diese werden von den Netzbetreibern erhoben, um den Betrieb, die Wartung und den Ausbau der Strominfrastruktur zu finanzieren. Sie enthalten zudem die Kosten für Systemdienstleistungen wie Regelleistung oder Redispatch-Maßnahmen, die für die Stabilität und Versorgungssicherheit des Stromsystems unerlässlich sind.

Als dritte Komponente kommen staatlich veranlasste **Steuern, Abgaben** und **Umlagen** hinzu. Hierzu zählen u. a. die Umsatzsteuer, die Stromsteuer, die Konzessionsabgabe, die Umlage nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, der Aufschlag für besondere Netznutzung sowie die Offshore-Netzumlage (BNetzA, o.J.). Diese Bestandteile unterliegen weitgehend gesetzlichen Vorgaben und sind nur bedingt beeinflussbar.

In *Abbildung 2* ist die Zusammensetzung des durchschnittlichen Haushaltsstrompreises im Jahr 2024 exemplarisch dargestellt. Für industrielle Stromkunden gelten teils abweichende Regelungen, insbesondere im Hinblick auf Netzentgeltreduzierungen sowie Ausnahmen bei Steuern und Umlagen. Diese Aspekte werden in *Kapitel 4.4* gesondert behandelt.

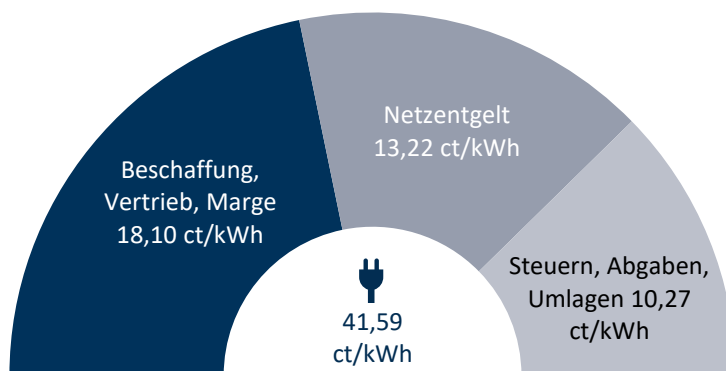


Abb. 2 Durchschnittliche Preise für Haushaltskunden (Verbrauch 2.500 kWh bis 5.000 kWh im Jahr), mengen- gewichtet über alle Vertragskategorien. Preisstand: 1. April 2024 (BNetzA, 2024)

Im Folgenden liegt der Fokus auf den Elementen des Strompreissystems: der Strombeschaffung über den Börsenpreis sowie der Struktur und Ausgestaltung der Netzentgelte.

2.2 Das gegenwärtige Strommarktdesign in Deutschland

Im deutschen Strommarkt erfolgt der Handel zwischen Stromerzeugern und -verbrauchern in einem Einheitspreissystem, wobei das Stromnetz als physikalische Restriktion nicht berücksichtigt wird und folglich Markt und Netz nicht integriert betrachtet werden (Ashour Novirdoust et al., 2021). Die fehlende regionale Differenzierung des Strompreises setzt unzureichende Anreize für den Einsatz von Energieflexibilität bei lokalen Netzengpässen bzw. für Investitionen in energieflexible Technologien. Der Handel findet vor der physischen Lieferung statt und wird durch mehrere, zeitlich aufeinanderfolgende Marktplattformen strukturiert, darunter der Terminmarkt, der Day-Ahead-Markt und die Intraday-Märkte. Die Teilnahme an diesen Märkten ermöglicht es den Marktakteuren, physische Arbeitseinheiten in MWh zu handeln. Gleichzeitig dient die Teilnahme an mehreren Märkten

zur Optimierung von Strombeschaffungsportfolios sowie der Absicherung zukünftiger Lieferverträge. Es ist auch möglich, außerbörsliche Over-the-Counter(OTC)-Geschäfte zu tätigen (detaillierte Erklärungen der einzelnen Märkte sind in Sauer et al. (2019) zu finden).

Die Wahl des Strommarktdesigns hat maßgeblichen Einfluss auf die Marktteilnahme von Erzeugern und Verbrauchern sowie auf die Effizienz der Koordination zwischen den verschiedenen Marktakteuren, die unterschiedlichen wirtschaftlichen und technischen Rahmenbedingungen unterliegen. Eine effiziente Marktkoordination ist entscheidend, um Angebot und Nachfrage optimal abzustimmen und gleichzeitig die Systemstabilität zu gewährleisten.

Für die physikalische Lieferung des Stroms sind die Übertragungsnetzbetreiber verantwortlich. Sie müssen sicherstellen, dass das Angebot und die Nachfrage zum Zeitpunkt der Lieferung im Einklang mit der Netzkapazität stehen. Um diese Balance zu gewährleisten, können die Netzbetreiber Systemdienstleistungen wie Regelenergie oder Redispatch-Maßnahmen in Anspruch nehmen. Damit müssen sie sicherstellen, dass die Ergebnisse des Markthandels, insbesondere nach dem Abschluss des kontinuierlichen Handels auf dem Intraday-Markt, physikalisch umsetzbar sind. Sollte es aufgrund von Netzengpässen zu Problemen kommen, sind die Netzbetreiber verpflichtet, korrigierende Maßnahmen zu ergreifen, um die Netzstabilität zu sichern (Sauer et al., 2022). Folglich wird ein lokal differenziertes Strommarktdesign angestrebt.

2.3 Nodale und zonale Bepreisung

In der Wissenschaft werden verschiedene Ansätze für lokal differenzierte Strommarktdesigns diskutiert. Im Folgenden werden die nodale und die zonale Bepreisung als die gängigsten Verfahren zur Anpassung der Gebotszonenkonfiguration dargestellt (Brunekreeft et al., 2021).

Die nodale Bepreisung – auch unter dem Begriff »locational marginal pricing« bekannt – gilt in der ökonomischen Fachliteratur als Maßstab für eine effiziente Stromnetzbepricing (Stoft, 2002). Dabei handelt es sich um ein Verfahren zur Ermittlung der Grenzkosten für die Versorgung eines bestimmten Netzknotens mit Strom, der durch das Stromnetz transportiert wurde. Der so berechnete nodale Spotpreis setzt sich analytisch aus zwei Komponenten zusammen: einer Stromkomponente, die den Wert der zusätzlichen Stromerzeugung widerspiegelt, und einer Netzkomponente, die Netzengpässe im Stromnetz abbildet. Somit sind die Marktergebnisse eines nodalen Systems im Gegensatz zur Einheitspreiszone physikalisch realisierbar.

Nodale Preise werden für einzelne Einspeise- und Entnahmepunkte (»Netzknoten«) berechnet. Existieren keine Netzengpässe, fällt die Netzkomponente weg und die nodalen Preise gleichen sich einem einheitlichen Systempreis an. Bei auftretenden Netzengpässen hingegen sinkt der Strompreis in exportbeschränkten Regionen im Vergleich zum einheitlichen Systempreis, da dort die zusätzliche Erzeugung weniger wert ist bzw. allgemein das Angebot die Nachfrage (deutlich) übersteigt. Im Gegensatz dazu steigen die Preise in importbeschränkten Regionen, da dort die Nachfrage das Angebot übersteigt. In der Praxis führt dies zu einem Strommarkt mit regional unterschiedlichen Preisen. Diese Preiszonen und ihre Abgrenzungen ergeben sich dynamisch aus der aktuellen Netz-

situation. Die nodale Bepreisung wurde erstmals in Neuseeland eingeführt und findet sich heute in verschiedenen Stromsystemen weltweit, darunter in mehreren US-amerikanischen Systemen (z. B. PJM, Kalifornien und Texas), Russland und Singapur (Stoft, 2002).

Bei der zonalen Bepreisung werden mehrere Netzknoten zu Preiszonen zusammengefasst, wobei diese Aggregation in der Regel anhand bestehender struktureller Netzengpässe erfolgt. Zwar kann die Zonenkonfiguration grundsätzlich an die aktuellen Netzgegebenheiten angepasst werden, in Europa ist sie jedoch meist durch zuvor festgelegte Gebotszonengrenzen vorgegeben. Im Vergleich zur nodalen Bepreisung, bei der sämtliche Netzrestriktionen berücksichtigt werden, erfolgt die Aufteilung in deutlich weniger Preiszonen. Daher stellt die zonale Bepreisung eine vereinfachte Variante des nodalen Ansatzes dar und bildet in den Preisen lediglich die Netzrestriktionen zwischen den Preiszonen ab. Die Preisermittlung der einzelnen Zonen erfolgt prinzipiell mit der gleichen Methodik wie bei der nodalen Bepreisung. Allerdings bleiben Netzengpässe innerhalb der Zonen unberücksichtigt.

Die Wirkung der zonalen Bepreisung ähnelt jener der nodalen Methode: Sofern die Übertragungskapazitäten zwischen den Zonen ausreichen, ergibt sich ein einheitlicher Marktpreis über alle Zonen hinweg. Sobald jedoch die Netzleitungen zwischen den Zonen überlastet sind, entstehen in den einzelnen Zonen voneinander abweichende Preise. Im europäischen Strombinnenmarkt wird die zonale Bepreisung insbesondere zur Steuerung von Interkonnektorkapazitäten sowie zur Bewirtschaftung struktureller Netzengpässe eingesetzt – u. a. in Ländern wie Italien, Schweden und Norwegen.

Die Studie »Zonal vs. Nodal Pricing: An Analysis of Different Pricing Rules in the German Day-Ahead Market« von Knörr et al. (2025) analysiert die potenziellen Auswirkungen einer Aufteilung der deutschen Gebotszone auf die Preisbildung im Day-Ahead-Strommarkt. Im Zentrum der Untersuchung steht der Vergleich verschiedener Marktstrukturen und Preisbildungsmechanismen, um die Effizienz und Systemwirkung zonaler und nodaler Preismodelle im deutschen Strommarkt zu bewerten. Die Grundlage dieser Analyse sind dieselben Daten, die in der BZR verwendet wurden. Im Fokus der Untersuchungen stehen dabei das aktuelle, einzonale Modell, verschiedene mehrzonale Konfigurationen (mit zwei bis vier Preiszonen) sowie ein nodales Preissystem. Es werden die wirtschaftlichen Auswirkungen verschiedener Preisbildungsmodelle für den deutschen Strommarkt insgesamt analysiert, einschließlich ihrer Erzeugungskosten und der damit verbundenen Redispatch-Kosten.

Die Ergebnisse zeigen, dass die durchschnittlichen Preisunterschiede zwischen den betrachteten Zonen relativ gering sind. Auch die Reduktion der Preisvarianz durch eine zonale Aufteilung fällt moderat aus. Die Gesamtwirtschaftlichkeit der verschiedenen zonalen Konfigurationen unterscheidet sich nur geringfügig, ebenso wie die Einsparungen bei Redispatch-Mengen und -kosten. Netzengpässe bestehen zwar, betreffen jedoch nicht zwangsläufig die Interkonnektoren zwischen den Zonen. Insgesamt erscheint der potenzielle Nutzen einer zonalen Aufteilung angesichts des damit verbundenen Aufwands begrenzt. Deutlich effizienter schneidet das nodale Preismodell ab: Es führt nach erfolgtem Redispatch im Schnitt zu den niedrigsten Gesamtkosten. Dies ergibt sich vor allem durch die höhere Effizienz bei der Ressourcenverteilung, wodurch die Häufigkeit der Redispatch-Eingriffe deutlich verringert werden kann.

Auf Basis der Erkenntnisse aus dieser Studie und vor dem Hintergrund, dass eine Veränderung der Einheitspreiszone mittelfristig politisch nicht angestrebt wird, werden im Folgenden alternative Lösungsansätze diskutiert. Der erste Ansatz sieht die Etablierung von LFM vor. Der zweite Ansatz basiert auf einer zeitlich und örtlich differenzierten Ausgestaltung der Netzentgelte. Diese Konzepte ergänzen das derzeitige Strommarktdesign um zusätzliche Instrumente, um netzbezogene Engpässe auch ohne eine Veränderung der Einheitspreiszone wirksam zu adressieren und zugleich lokale Preissignale zu etablieren.

3 Lokale Flexibilitätsmärkte

Die nationale Einführung von lokalen Flexibilitätsmärkten (LFM) unter Beibehaltung der einheitlichen Strompreiszone stellt eine vielversprechende Option dar, um den zunehmenden Herausforderungen des Einheitspreissystems adäquat zu begegnen. Durch eine gezielte zeitliche und räumliche Koordination von Stromangebot und -nachfrage können solche Märkte einen Beitrag zur Entlastung kritischer Netzsituationen leisten. Die Funktionsweise von LFM sowie deren Chancen und Herausforderungen wurden detailliert in *Kapitel A.3* erläutert. Der Fokus des vorliegenden Kapitels liegt auf einer nationalen Umsetzung von LFM als ergänzende, marktbasierende Instrumente zur bestehenden Einheitspreiszone, um die erforderlichen, lokal differenzierten Preissignale bereitzustellen.

Eine kontextuelle Einordnung bestehender internationaler Marktmechanismen ist hilfreich, um geeignete Referenzpunkte für die Ausgestaltung eines deutschen Marktmodells zu identifizieren. Internationale Erfahrungen, insbesondere aus Ländern mit bereits etablierten LFM, ermöglichen eine empirisch fundierte Bewertung möglicher institutioneller, regulatorischer und marktlicher Gestaltungsoptionen. Die nachfolgenden Fallbeispiele aus dem Vereinigten Königreich und den Niederlanden dienen somit der analytischen Einordnung von Strukturelementen, die auf ein deutsches Marktdesign übertragen werden können.

3.1 Vereinigtes Königreich: UK Flexibility

Im Vereinigten Königreich wurde im Rahmen des Open Networks Programme der Energy Networks Association seit dem Jahr 2018 ein zunehmend ausdifferenziertes Ausschreibungssystem für netzdienliche Flexibilitätsdienstleistungen etabliert. Dieses System ist unter dem Namen UK Flexibility Tenders bekannt und bildet die zentrale Plattform für die netzbezogene Beschaffung von Flexibilitätsressourcen durch die Verteilnetzbetreiber. Die UK Flexibility Tenders ermöglichen die adressatengerechte Ausschreibung von Flexibilitätsbedarfen entlang verschiedener Zeithorizonte – von langfristigen Verträgen über wöchentliche und Day-Ahead-Ausschreibungen bis hin zu kurzfristigen ad-hoc-Aktivierungen. Ziel ist es, die Netzstabilität auf regionaler Ebene sicherzustellen und gleichzeitig die zunehmende Einspeisung aus volatilen erneuerbaren Energiequellen effizient zu integrieren.

Die angebotenen Dienstleistungen werden in vier Kategorien unterteilt – »Aufrechterhaltung«, »Sichern«, »Dynamisch« und »Wiederherstellung« – und erlauben somit eine präzise Zuordnung der Systembedarfe. Die Teilnahme am Markt erfolgt über zwei Plattformen, auf denen die Verteilnetz-

betreiber ihren Flexibilitätsbedarf veröffentlichen und Anbieter entsprechende Angebote mit Preis- und Kapazitätsangaben einreichen. Die Auswahl der Angebote erfolgt auf Basis eines Preis-Leistungs-Verhältnisses, wobei automatisierte Aktivierungssignale und eine kontinuierliche Überwachung der Netzsituation eine zuverlässige Umsetzung der Energieflexibilitätsmaßnahmen sicherstellen.

Seit der Einführung hat sich das Flexibilitätsangebot signifikant erhöht: Im Jahr 2021 belief sich das ausgeschriebene Volumen auf rund 2,9 GW. Trotz der positiven Marktentwicklung bestehen weiterhin Herausforderungen – insbesondere im Hinblick auf die Integration kleinerer Anbieter, die oftmals mit hohen Markteintrittsbarrieren konfrontiert sind. Weitere Problempunkte liegen in der Verfügbarkeit und Qualität von Messdaten, etwa bei der Baseline-Berechnung, sowie in der Schaffung geeigneter Anreizstrukturen. Insgesamt zeigt das Beispiel der UK Flexibility Tenders jedoch, dass marktbasierende Instrumente auf lokaler Ebene effektiv zur Lösung von Netzengpässen beitragen können, ohne die grundlegenden Prinzipien des Marktdesigns infrage zu stellen (Chondrogiannis et al., 2022).

3.2 Niederlande: GOPACS

In den Niederlanden wurde mit der im Jahr 2018 eingeführten Plattform GOPACS (Grid Operators Platform for Congestion Solutions) ein Koordinationsinstrument etabliert, welches die marktbasierende Nutzung von Flexibilitätsangeboten zur Bewirtschaftung lokaler Netzengpässe ermöglicht. Netzengpässe sollen durch eine enge Zusammenarbeit zwischen dem Übertragungsnetzbetreiber (TenneT) und mehreren Verteilnetzbetreibern effizient und bilanzneutral behoben werden. Der technische Kernmechanismus von GOPACS ist das sogenannte IDCONS-Verfahren (Intraday Congestion Spread). Es beruht auf der gleichzeitigen Platzierung von Verkaufs- und Kaufaufträgen im Intraday-Markt: Anbieter reduzieren die Einspeisung in einer Engpassregion durch ein Verkaufsgebot und erhöhen sie in einer nicht betroffenen Region durch ein gleichwertiges Kaufgebot. Dadurch bleibt das Gesamtsystem bilanziell stabil, während der Engpass gezielt entschärft wird. Die Marktlogik basiert auf Preisunterschieden, die Netzbetreiber in Form des Spreads kompensieren.

Die Plattform selbst ist kein eigenständiger Handelsplatz, sondern baut auf bereits existierenden Marktinfrastrukturen wie ETPA (Energy Trading Platform Amsterdam) sowie seit 2022 dem EPEX SPOT auf. Flexibilitätsanbieter müssen zwei parallele Angebote platzieren: eines im regulären Intraday-Markt und eines über GOPACS. Es werden nicht nur aktivierte Angebote im Hauptmarkt im GOPACS-Prozess berücksichtigt, weshalb Anbieter selbst für die Vermeidung von Doppelverwertungen verantwortlich sind. Mit dem Beitritt der EPEX SPOT konnte das Handelsvolumen im GOPACS-System deutlich gesteigert werden. Darüber hinaus wurde GOPACS schrittweise um langfristige, bilaterale Flexibilitätsverträge ergänzt, was eine zusätzliche Professionalisierung des Engpassmanagements ermöglicht. Damit wird nicht nur kurzfristige, sondern auch strategische Energieflexibilität zur Verfügung gestellt, um komplexere Netzsituationen effektiv zu adressieren.

Trotz der positiven Entwicklung bestehen weiterhin strukturelle Herausforderungen. Die im Vergleich zu größeren Strommärkten kleinteilige Netzstruktur führt zu einer geringeren Liquidität, insbesondere in ländlichen oder schwach angebundenen Regionen. Dies erhöht die Beschaffungskosten für Ver-

teilnetzbetreiber und erschwert eine flächendeckende Teilnahme von Anbietern. Hinzu kommen Anforderungen an die Automatisierung von Abläufen, die Qualität von Netzanalysen sowie an die Datenverfügbarkeit. Gleichwohl demonstriert das niederländische GOPACS-Modell, wie durch intelligente, marktbasierte Steuerung auch in einem zentral organisierten Strommarkt lokal differenzierte Flexibilitätsbedarfe effizient adressiert werden können, ohne dabei zentrale Prinzipien des Marktdesigns oder die Systembilanz zu gefährden (Chondrogiannis et al., 2022).

4 Zeitlich und örtlich differenzierte Netzentgelte

Neben der Etablierung lokaler Flexibilitätsmärkte lassen sich lokale Preissignale unter Beibehaltung der Einheitspreisszone auch durch regulatorische Anpassungen erwirken, etwa durch eine zeitliche und örtliche Differenzierung und Dynamisierung der Netzentgelte. Diese könnten den Einsatz von Energieflexibilität unter Berücksichtigung der lokalen Netzgegebenheiten, die über die bisherigen Preissignale nicht erfasst werden, gezielt anreizen. Da Netzentgelte eine Signalfunktion besitzen, die die Netznutzung abbildet (BDEW 2025), können sie Anreize zur effizienten Netznutzung setzen.

Obwohl das Stromsystem im Zuge der Energiewende tiefgreifende Veränderungen durchläuft, sind die zentralen Anforderungen an und die Ausgestaltung der Netzentgelte in Deutschland seit der Einführung der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) im Jahr 2005 weitgehend unverändert geblieben. Die Veränderungen in der Stromerzeugungslandschaft und die damit verbundenen Anforderungen an den Netzbetrieb erfordern eine Neubewertung der den Netzentgelten zugrunde liegenden Anreizstruktur. Diese wirkt in ihrer gegenwärtigen Ausgestaltung teils in erheblichem Maße flexibilitätshemmend (BNetzA, 2024) und steht sowohl dem Flexibilitäts Einsatz als auch der Integration erneuerbarer Energien zunehmend entgegen (Kopernikus-Projekt SynErgie, 2025).

Ein grundsätzliches Flexibilitätshemmnis, auf welches bereits seit Jahren hingewiesen wird (u. a. Buhl et al., 2025; Kopernikus-Projekt SynErgie, 2025; Bockhacker et al., 2024; Förster et al., 2024; Kopernikus-Projekt SynErgie, 2024a; Kopernikus-Projekt SynErgie, 2023b; Hanny et al., 2022; Leinauer et al., 2022; Jeddi und Sitzmann, 2019), leitet sich aus der Gewichtung der Arbeits- und Leistungspreiskomponente ab. Gemäß § 17 Abs. 2 StromNEV setzt sich das allgemeine Netzentgelt aus einem Leistungs- und einem Arbeitspreis zusammen. Für die Berechnung der Leistungspreiskomponente ist ausschließlich die individuelle Lastspitze eines Endverbrauchers im Abrechnungszeitraum relevant. Während das Netzentgelt bei Endverbrauchern mit einem geringen jährlichen Strombezug (z. B. Haushalte) maßgeblich durch die Arbeitspreiskomponente definiert wird, macht bei stromintensiveren Endverbrauchern – z. B. dem produzierenden Gewerbe und der (energieintensiven) Industrie – insbesondere die Leistungspreiskomponente den Großteil der Netzentgelte aus. Unternehmen werden dadurch beim Auftreten von neuen Lastspitzen, die etwa durch den Einsatz netzdienlicher Energieflexibilitätsmaßnahmen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen hervorgerufen werden können, mit höheren Netzentgelten bestraft (Buhl et al., 2025).

Ein zentrales Ziel bei der Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik sollte deshalb u. a. darin bestehen, die Hemmnisse für den Einsatz von Energieflexibilität abzubauen, um systemdienliche Flexibilitätseinsätze³ nicht zu bestrafen, sondern idealerweise zukünftig anzureizen. Deshalb ist bei einer Dynamisierung der Netzentgelte entscheidend, dass die Dynamik an eine sinnvolle Bezugsgröße gekoppelt ist. Nur so kann einerseits die Integration erneuerbarer Energien gezielt gefördert und andererseits eine engpassverschärfende Wirkung verhindert werden. Insbesondere die Kopplung der Netzentgelte an die lokale Netzauslastung erscheint ein geeigneter Ansatz zur zielgerichteten Steuerung von Energieflexibilität. Die lokale Netzauslastung berücksichtigt regionale Spezifika und fördert die Verlagerung des Verbrauchs in die Zeiträume mit geringer (nachfrageseitiger) Netzauslastung. Somit kann eine effiziente Nutzung der verfügbaren Netzkapazitäten sowie der Einspeisemengen aus erneuerbaren Energiequellen unterstützt werden.

Ein möglicher Ansatz für eine flexibilitätsfördernde Weiterentwicklung der Berechnungssystematik zur Ermittlung der allgemeinen Netzentgelte ist die Anpassung des Anteils zwischen der Arbeits- und der Leistungspreiskomponente bei einer gleichzeitigen Dynamisierung des Arbeitspreises⁴, der sich an der lokalen Netzauslastung orientiert (Buhl et al., 2025). Demnach könnte die Leistungspreiskomponente sukzessive reduziert und im Gegenzug die Arbeitspreiskomponente erhöht werden, wobei zusätzlich die Einführung eines verbrauchsunabhängigen Grundpreises oder eines anschlusswertabhängigen Kapazitätspreises möglich ist. Die Arbeitspreiskomponente, die im Vergleich zur Leistungspreiskomponente zunehmend ein immer größeres Gewicht am gesamten Netzentgelt aufkommen erhält, könnte durch die Einführung zeitvariabler Arbeitspreise stärker dynamisiert werden, um durch gezielte lokale Signale ein systemdienliches Verhalten unmittelbar zu fördern. Bei einer Orientierung des variablen Arbeitspreises an der lokalen Netzauslastung erhalten die Netzbetreiber eine zentrale Rolle. Dies ist insofern wichtig, als dass den Netzbetreibern die besten Informationen über die jeweilige (spannungsebenenabhängige) Netzauslastung in ihrem Netzgebiet sowie Prognosen zum lokalen Verbrauch, der lokalen Einspeisung und bestehenden Netzrestriktionen vorliegen. Durch die örtliche Differenzierung soll ein steuernder Effekt erzielt werden: Dort, wo innerhalb eines Netzes relevante Netzengpässe bestehen, ist der Netzbetreiber dazu angehalten, diese entsprechend in den Netzentgelten zu reflektieren. Zeitlich und örtlich differenzierte Netzentgelte könnten somit – je nach lokaler Netzsituation – die Signale des Spotmarkts verstärken oder abschwächen. Dies setzt jedoch voraus, dass die Endverbraucher in der Lage sind, auf dynamische Änderungen zu reagieren.

Gleichzeitig ist ein hoher Digitalisierungsgrad notwendig, um die Netzauslastung in Abhängigkeit von Ort, Zeit und Spannungsebene zu erfassen und in entsprechende Preise zu überführen. Eine Einführung dynamischer Netzentgelte ist im Hinblick auf die noch nicht ausreichend fortgeschrittene Digitalisierung (u. a. bei Smart Meter) daher nicht unmittelbar umsetzbar. In einem Zwischenschritt könnten deshalb Tarifstufen eines zeitvariablen Netzentgelts – wie sie in Modul 3 des § 14a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und der atypischen Netznutzung (§ 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV) zur

³ Ein systemdienliches Verhalten liegt vor, wenn Akteure beim Strombezug über das Netz der öffentlichen Versorgung sowohl die aktuelle Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen (marktdienliches Verhalten) als auch die lokalen Netzkapazitäten (netzdienliches Verhalten) berücksichtigen.

⁴ Die Transition sollte unter Berücksichtigung der Aufkommensneutralität erfolgen. Das heißt, dass der abschmelzende Leistungspreis durch ein höheres Arbeitspreinsniveau kompensiert wird, sodass sich lediglich die Gewichtung zwischen Arbeits- und Leistungspreiskomponente verschiebt.

Anwendung kommen – zunächst konsistent harmonisiert und in den Folgejahren schrittweise ausgeweitet, flexibilisiert und verkürzt werden. Für eine ausführlichere Diskussion sei auf Buhl et al. (2025) verwiesen.

Zeitvariable Netzentgelte stellen kein neues Konzept dar und sind in den meisten europäischen Ländern fester Bestandteil der regulatorischen Rahmenbedingungen (Weidlich et al., 2025). Ein zeitvariables Netzentgelt, bei dem sich der Preis für die Netznutzung stündlich ändert, führte beispielsweise der polnische Verteilnetzbetreiber Tauron zu Beginn des Jahres 2025 ein. Dazu ordnet der polnische Übertragungsnetzbetreiber PSE die erwartete Netzauslastung jeder Stunde des nachfolgenden Tages in eine von vier Kategorien ein: empfohlene Verwendung, normaler Gebrauch, empfohlenes Sparen, erforderliche Einschränkung. Für die Kategorisierung werden sowohl Marktergebnisse, Wettervorhersagen und Einspeiseprognosen aus erneuerbaren Energiequellen als auch historische Daten für die Stunden des nachfolgenden Tages herangezogen.

Die Bundesnetzagentur hat die Fehlanreize sowie den grundsätzlichen Reformbedarf der aktuellen Netzentgeltregulierung erkannt und mit dem Diskussionspapier zur Rahmenfestlegung der allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) sowie dem Eckpunktepapier zur Fortentwicklung der Industrienetzentgelte im Elektrizitätsbereich einen Kurswechsel eingeleitet (BNetzA, 2024; BNetzA, 2025). So stellt die Regulierungsbehörde im Rahmen der Festlegung AgNes zur Diskussion, inwieweit die mit der Bepreisung von Lastspitzen verbundenen Nachteile für den Einsatz von Energieflexibilität künftig vermieden werden können, wenn der Leistungspreis durch einen Kapazitäts- und/oder einen Grundpreis ersetzt wird (BNetzA, 2025).

Während die Weiterentwicklung einer Systematik zur Bildung der allgemeinen Netzentgelte erst am Anfang steht und bislang keine Vorschläge veröffentlicht wurden, sind die Überlegungen der Regulierungsbehörde für die Reform der Sondernetzentgelte bereits deutlich konkreter. Da die im Zuge der Energiekrise im Jahr 2022 mit dem Beschluss BK4-22-089 (ergänzt durch die Beschlüsse BK4-22-089A01 und BK4-22-089A02) erlassenen Sonderregelungen, welche die Fehlanreize des § 19 Abs. 2. Satz 2 StromNEV bereits abschwächen, zum 31.12.2025 auslaufen, schlägt die BNetzA vor, zukünftig die Gewährung von Sondernetzentgelten an die Erbringung von Energieflexibilität zu knüpfen, um systemdienliches Verhalten gezielt anzureizen und zu belohnen (BNetzA, 2025). Damit möchte die Regulierungsbehörde einen klaren Flexibilisierungspfad bei der stromintensiven, bislang vor allem einen konstanten Verbrauch anreizenden Netznutzung verfolgen.

Die zunächst getrennt geführten Festlegungsverfahren zur Reform der allgemeinen Netzentgeltregulierung und der individuellen Netzentgelte wurden im Juli 2025 zusammengeführt. Ein Festlegungsentwurf für die große Netzentgeltreform wird nach derzeitigem Stand zum Ende des Jahres 2026 erwartet (Tagesspiegel Background, 2025).

5 Literatur

ACER – European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators, 2022. ACER’s Decision on the alternative bidding zone configurations to be considered in the bidding zone review process. Annex I [Zugriff am: 21.11.2025]. Verfügbar unter: https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions_annex/ACER%20Decision%202011-2022%20on%20alternative%20BZ%20configurations%20-%20Annex%20I.pdf

ASHOUR NOVIRDOUST, A., M. BICHLER, C. BOJUNG, H.U. BUHL, G. FRIDGEN, V. GRETZSCHKO, L. HANNY, J. KNÖRR, F. MALDONADO, K. NEUHOFF, C. NEUMANN, M. OTT, J.C. RICHSTEIN, M. RINCK, M. SCHÖPF, P. SCHOTT, A. SITZMANN, J. WAGNER und M. WEIBELZAHN, 2021. Electricity Spot Market Design 2030–2050. [online] Whitepaper. Verfügbar unter: doi:10.24406/fit-n-621457

BRUNEKREEFT, G., M. BUCHMANN, M. PALOVIC und R. MEYER, 2021. Endbericht zur Kurzstudie »Auswirkungen von Markt designs auf Infrastrukturbedarfe«. [Zugriff am: 21.11.2025]. Auftraggeber: Deutsche Energie-Agentur (dena). Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2022/Gutachten_der_Jacobs_University_Bremen_zum_Marktdesign.pdf

BUHL, H.U., D. EBLE, M. PICHLMEIER, T. BOCKHACKER und M. SCHNEIDER, 2025. Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik und Reform industrieller Netzentgelte [online]. Zeitschrift für Energiewirtschaft 49(S1), 40–71. Verfügbar unter: doi:10.1007/s12398-025-1314-8

BMWK – Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2024. Strommarktdesign der Zukunft [Zugriff am: 21.11.2025]. Stand: August 2024. Verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240801-strommarktdesign-der-zukunft.pdf?__blob=publicationFile&v=18

BNETZA – Bundesnetzagentur, 2024. Eckpunktepapier zur Fortentwicklung der Industrienetzentgelte im Elektrizitätsbereich [Zugriff am 11.11.2025]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK4-GZ/2024/BK4-24-0027/BK4-24-0027_Eckpunktepapier_24072024.pdf

BNETZA – Bundesnetzagentur, 2025. Diskussionspapier. Rahmenfestlegung Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) [Zugriff am: 21.11.2025]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-01-1x3_AgNes/Downloads/Diskussionspapier_AgNes.pdf

BNETZA – Bundesnetzagentur, o.J. Preisbestandteile und Tarife.[Zugriff am: 09.07.2025]. Verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Vportal/Energie/PreiseAbschlaege/Tarife-table.html>

BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2025. Überlegungen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik Strom. Diskussionspapier [Zugriff am: 21.11.2025]. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/2025-05-05_BDEW-Diskussionspapier_%C3%9Cberlegungen_zur_Weiterentwicklung_der_Netze_rxrYwt9.pdf

BOCKHACKER, T., R. FÖRSTER, G. KERPEZHIJEV und H.U. BUHL, 2024. Stolperstein der Energiewende: Die Stromnetzentgeltverordnung in Deutschland – Erkenntnisse einer Fallstudie aus der Papierindustrie [online]. Zeitschrift für Energiewirtschaft 48, 34–57. Verfügbar unter: doi:10.1007/s12398-024-1264-6

CDU, CSU, UND SPD, 2025. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD: Verantwortung für Deutschland. 21. Legislaturperiode [Zugriff am: 21.11.2025]. Verfügbar unter: https://www.csu.de/common/csu/Koalitionsvertrag_2025_Verantwortung_fuer_Deutschland.pdf

CHONDROGIANNIS, S., J. VASILJEVSKA, A. MARINOPOULOS, I. PAPAIOANNOU und G. FLEGO, 2022. Local electricity flexibility markets in Europe [online]. Publications Office of the European Union. Verfügbar unter: <https://data.europa.eu/doi/10.2760/9977>

DEUTSCHE ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER, o.J. Clean Energy Package. Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur verfügbaren gebotszonenüberschreitenden Kapazität gemäß Artikel 15 Absatz 4 Strommarktverordnung (EU) 2019/943 [Zugriff am: 09.07.2025]. Verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/de-de/Strommarktdesign/Clean-Energy-Package>

ENTSO-E – European Network of Transmission System Operators for Electricity, o.J. Bidding Zone Review (BZR) [Zugriff am: 09.07.2025]. Verfügbar unter: https://www.entsoe.eu/network_codes/bzr/

ENTSO-E – European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2025. Bidding Zone Review of the 2025 Target Year – Final Report [Zugriff am: 21.11.2025]. Verfügbar unter: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Network%20codes%20documents/NC%20CACM/BZR/2025/Bidding_Zone_Review_of_the_2025_Target_Year.pdf

EPEX SPOT, 2024. »Die Zeit für Flexibilität ist jetzt« – Erprobung eines lokalen Flexibilitätsmarktes in der Energieflexiblen Modellregion Augsburg. [Zugriff am 16.07.2025]. Verfügbar unter: https://www.epexspot.com/sites/default/files/download_center_files/20240806_Pressemeldung_FIM_EPEX_DE_Final.pdf

EUROPÄISCHES PARLAMENT UND RAT DER EUROPÄISCHEN UNION, 2019. Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (Neufassung) [Zugriff am: 21.11.2025]. Verfügbar unter: <https://op.europa.eu/de/publication-detail/-/publication/f9165d9a-f766-11ec-b94a-01aa75ed71a1/language-de>

FÖRSTER, R., S. HARDING und H.U. BUHL, 2024. Unleashing the economic and ecological potential of energy flexibility: Attractiveness of real-time electricity tariffs in energy crises [online]. Energy Policy 185, 113975. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.enpol.2023.113975

GRIMM, V., A. OCKENFELS, L. HIRTH, K. MÜLLER und andere, 2025. Strommarkt – Balance zwischen Wettbewerbsfähigkeit, Nachhaltigkeit und Bezahlbarkeit [online]. ifo Schnelldienst 78(3), 03–35. Verfügbar unter: <https://www.ifo.de/publikationen/2025/aufsatz-zeitschrift/strommarkt-balance-wettbewerbsfaehigkeit-nachhaltigkeit-bezahlbarkeit>

HANNY, L., J. WAGNER, H.U. BUHL, R. HEFFRON, M.-F. KÖRNER, M. SCHÖPF und M. WEIBELZAHN, 2022. On the progress in flexibility and grid charges in light of the energy transition: The case of Germany [online]. Energy Policy 165, 112882. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.enpol.2022.112882

JEDDI, S. und A. SITZMANN, 2019. Netzentgeltssystematik in Deutschland – Status-Quo, Alternativen und europäische Erfahrungen [online]. Zeitschrift für Energiewirtschaft 43, 245–267. Verfügbar unter: doi:10.1007/s12398-019-00265-6

KNÖRR, J., M. BICHLER und T. DOBOS, 2025. Zonal vs. Nodal Pricing: An Analysis of Different Pricing Rules in the German Day-Ahead Market [online]. Verfügbar unter: <https://arxiv.org/abs/2403.09265>

KOPERNIKUS-PROJEKT SYNERGIE, 2025. Stellungnahme zur Konsultation des Diskussionspapiers zur Rahmenfestlegung der Allgemeinen Netzentgeltssystematik Strom (AgNes) [Zugriff am: 21.11.2025]. Verfügbar unter: https://synergie-projekt.de/wp-content/uploads/2025/07/Konsultationsbeitrag_AgNes_Kopernikus-Projekt_SynErgie.pdf

KOPERNIKUS-PROJEKT SYNERGIE, 2024a. Stellungnahme zur Konsultation des Eckpunktepapiers zur Fortentwicklung der Industrienetzentgelte im Elektrizitätsbereich [Zugriff am: 08.06.2025]. Verfügbar unter: https://synergie-projekt.de/wp-content/uploads/2024/09/Stellungnahme_SynErgie_BNetzA_Eckpunktepapier.pdf

KOPERNIKUS-PROJEKT SYNERGIE, 2023a. Stellungnahme im Rahmen der zweiten Konsultation von §14a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) [Zugriff am: 16.07.2025]. Verfügbar unter: https://synergie-projekt.de/wp-content/uploads/2020/08/Stellungnahme_SynErgie_Stellungnahme-im-Rahmen-der-zweiten-Konsultation-von-§-14a-Energiewirtschaftsgesetz-ENWG.pdf

KOPERNIKUS-PROJEKT SYNERGIE, 2023b. Stellungnahme im Rahmen der Konsultation von BK4-22-089A01 [Zugriff am: 21.11.2025]. Verfügbar unter: https://synergie-projekt.de/wp-content/uploads/2024/01/Stellungnahme_SynErgie_BK4_22_089A01.pdf

LEINAUER, C., P. SCHOTT, G. FRIDGEN, R. KELLER, P. OLLIG und M. WEIBELZAHL, 2022. Obstacles to demand response: Why industrial companies do not adapt their power consumption to volatile power generation [online]. Energy Policy 165, 112876. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.enpol.2022.112876

MILNE, R., 2024. Strompreise: Norwegen will Stromlink zu Europa wegen hoher Preise kappen. 13. Dezember 2024 [Zugriff am: 15.07.2025]. Verfügbar unter: <https://www.wiwo.de/politik/europa/strompreise-norwegen-will-stromlink-zu-europa-wegen-hoher-preise-kappen/30131190.html>

REVEMAN, S., 2024. Deutsche Energiepolitik – Ideologisch, egoistisch und rücksichtslos. 13. Dezember 2024 [Zugriff am: 15.07.2025]. Verfügbar unter: <https://www.cicero.de/wirtschaft/deutsche-energiepolitik-schweden-norwegen-strompreise-atomausstieg>

SAUER, A., E. ABELE und H. U. BUHL, Hrsg., 2019. Energieflexibilität in der deutschen Industrie. Band 1: Synchronisierte und energieadaptive Produktionstechnik zur flexiblen Ausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende Energieversorgung. Kopernikus-Projekt SynErgie. Stuttgart: Fraunhofer Verlag. ISBN 9783839614792. Verfügbar unter: doi:10.24406/publica-r-299955

SAUER, A., H. U. BUHL, A. MITSOS und M. WEIGOLD, Hrsg., 2022. Energieflexibilität in der deutschen Industrie. Band 2: Markt- und Stromsystem, Managementsysteme und Technologien energieflexibler Fabriken. Kopernikus-Projekt SynErgie. Stuttgart: Fraunhofer Verlag. ISBN 9783839617786. Verfügbar unter: doi:10.24406/publica-258

SMARD, 2025. Netzengpassmanagement 2024: Volumen und Kosten gesunken [online]. Verfügbar unter: <https://www.smard.de/page/home/topic-artic-le/444/216636>

STOFT, S., 2002. Power System Economics: Designing Markets for Electricity. Wiley-EEE Press. ISBN 9780471150404. Verfügbar unter: <https://ieeexplore.ieee.org/book/5264048>

STROM-REPORT, o.J. Strompreise Europa: Was Strom in der EU kostet [Zugriff am: 09.07.2025]. Verfügbar unter: <https://strom-report.com/strompreise-europa/>

TAGESSPIEGEL BACKGROUND, 2025. Reform des Bandlastprivilegs wandert in den AgNes-Prozess. 17. Juli 2025. Verfügbar unter: <https://background.tagesspiegel.de/energie-und-klima/briefing/reform-des-bandlastprivilegs-wandert-in-den-agnes-prozess>

THOMASSEN, G., A. FUHRMANEK, R. CADENOVIC, D. POZO CAMARA und S. VITIELLO, 2024. Redispatch and congestion management: Future-proofing the European power market [online]. European Union EUR 31924 EN. Verfügbar unter: <https://data.europa.eu/doi/10.2760/853898>

VERBAND KOMMUNALER UNTERNEHMEN, 2024. Realitätscheck für Gebotszonen. 07. Oktober 2024 [Zugriff am: 21.11.2025]. Verfügbar unter: <https://www.vku.de/themen/energiewende/artikel/gemeinsamer-appell-fuehrender-wirtschaftsverbaende-zum-erhalt-der-deutschen-stromgebotszone/>

WEIDLICH, A., A. BUBLITZ, W. FICHTNER, G. GRIMM und andere, 2025. Dynamische Netzentgelte und ihre mögliche Ausgestaltung für Deutschland [online]. Universität Freiburg 29.04.2025. Verfügbar unter: doi:10.6094/UNIFR/265452





A.5

Internationale Perspektive

Management Summary

Mit Energieflexibilitätstechnologien können Geschäftsmodelle in verschiedenen Märkten realisiert werden. Insbesondere die führende Rolle Deutschlands in der Entwicklung entsprechender Technologien für die Bereitstellung von Energieflexibilität eröffnet deutschen Unternehmen die Chance, innovative Energieflexibilitätstechnologien zu entwickeln und zu erproben, um diese anschließend zu skalieren und erfolgreich in internationale Märkte zu exportieren.

Das vorliegende Kapitel analysiert die Merkmale von Energieflexibilitätstechnologien – insbesondere im Hinblick auf Geschäftsmodelle, Marktausrichtung und regulatorische Rahmenbedingungen. Die Analyse stützt sich auf die Rückmeldungen einer Umfrage, an der 25 Unternehmen aus 15 unterschiedlichen Branchen teilnahmen. Die Ergebnisse der Erhebung werden darüber hinaus anhand von jeweils zwei exemplarischen Unternehmen mit nationaler bzw. internationaler Marktausrichtung ausführlich veranschaulicht.

Abschließend werden Erkenntnisse für Internationalisierungsstrategien deutscher Unternehmen abgeleitet, die mit ihren Energieflexibilitätstechnologien wenig erschlossene internationale Märkte adressieren und durch einen frühzeitigen Markteintritt eine strategisch vorteilhafte Position erlangen können.

Autorenverzeichnis

Buhl, Hans Ulrich
hans-ulrich.buhl@fim-rc.de
Forschungsinstitut für Informationsmanagement (FIM)
und Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT
(FIM/FIT)
Alter Postweg 101
86159 Augsburg

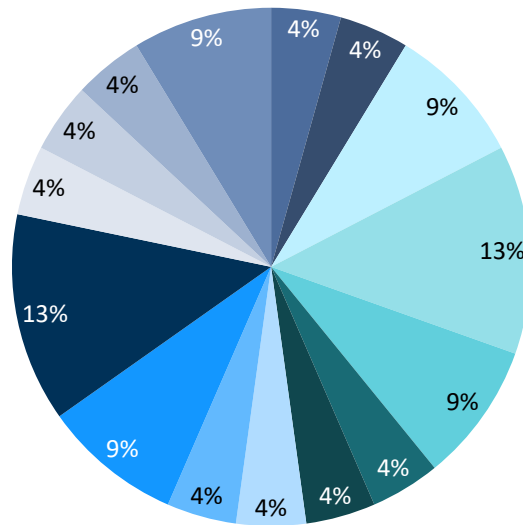
Eble, Dominik
dominik.eble@fim-rc.de
Forschungsinstitut für Informationsmanagement (FIM)
und Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT
(FIM/FIT)
Alter Postweg 101
86159 Augsburg

Herrmann, Lennart
lherrmann@ffe.de
Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH
Am Blütenanger 71
80995 München

1 Einführung

Die Bekämpfung des Klimawandels und die Notwendigkeit zur Defossilisierung sind globale Herausforderungen, die im internationalen Rahmen von einem Großteil der Staaten anerkannt wurden (UBA, 2025b). Verschiedene ökologische, wirtschaftliche und politische Faktoren machen dabei eine umfassende Restrukturierung der Energiesysteme in nahezu allen Staaten erforderlich (UBA, 2025a). Deutschland nimmt eine führende Rolle bei der Entwicklung und Umsetzung der für diese Restrukturierung notwendigen energieflexiblen Technologien ein (Kopernikus-Projekt SynErgie, 2025). Daraus ergibt sich eine große Chance für deutsche Unternehmen, innovative Energieflexibilitätstechnologien in Deutschland zu entwickeln, zu erproben und anschließend zu skalieren, um diese erfolgreich auf internationale Märkte zu exportieren. In Kombination mit der hohen Innovationskraft der deutschen Industrie verschafft dies deutschen Unternehmen einen globalen Wettbewerbsvorteil, den sie beim Technologietransfer und Export gezielt nutzen können.

Im Rahmen einer internationalen Marktanalyse und Geschäftsmodellentwicklung wird untersucht, wie sich deutsche Energieflexibilitätstechnologien auf internationalen Märkten positionieren lassen (Sauer et al. 2022). Grundlage der Analyse ist eine Umfrage unter 25 Unternehmen verschiedener Branchen, deren Rückmeldungen Aufschluss über eingesetzte Technologien, Geschäftsmodelle und Zielmärkte geben. Die Branchenzugehörigkeit der befragten Unternehmen ist *Abbildung 1* zu entnehmen.



- Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren
- Sonstiger Fahrzeugbau
- Metallerzeugung und -bearbeitung
- Herstellung von Metallerzeugnissen
- Maschinenbau
- Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus
- Architektur- und Ingenieurbüros; technische, physikalische und chemische Untersuchung
- Herstellung von Datenverarbeitungsgeräten, elektronischen und optischen Erzeugnissen
- Herstellung von elektrischen Ausrüstungen
- Vorbereitende Baustellenarbeiten, Bauinstallation und sonstiges Ausbaugewerbe
- Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln
- Erbringung von Dienstleistungen der Informationstechnologie
- Getränkeherstellung
- Herstellung von Glas und Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden
- Herstellung von chemischen Erzeugnissen

Abb. 1 Branchenzugehörigkeit der befragten Unternehmen

Im Folgenden werden die zentralen Ergebnisse dieser Untersuchung vorgestellt und durch zwei Fallbeispiele – eines mit nationaler und eines mit internationaler Ausrichtung – vertieft. Die Analyse verdeutlicht, welche Strategien und Ansätze geeignet sind, um deutsche Energieflexibilitätstechnologien erfolgreich auf Auslandsmärkten zu etablieren.

2 Konzeptionelle Grundlagen

2.1 Fragebögen

Für die Durchführung der Umfrage wurden zwei Leitfäden entwickelt, die sich auf die internationale Marktanalyse sowie die Geschäftsmodellentwicklung konzentrieren und jeweils durch einen Fragebogen ergänzt wurden. Ziel war es, den befragten Unternehmen eine strukturierte Unterstützung bei der Ausrichtung und Weiterentwicklung ihrer Flexibilitätsgeschäftsmodelle im Hinblick auf unterschiedliche Anforderungsprofile und Strommärkte zu bieten. Gleichzeitig sollten die Leitfäden eine systematische Grundlage für die internationale Marktanalyse schaffen und damit aggregierte Erkenntnisse zu den Marktpotenzialen von Flexibilitätstechnologien ermöglichen.

2.2 Branchenspezifische und branchenübergreifende Energieflexibilitätstechnologien

Die Technologien zur Bereitstellung von industrieller Energieflexibilität sind so vielseitig wie die Branchen, in denen sie zum Einsatz kommen. Auch unter den befragten Umsetzungspartnern finden sich grundverschiedene Technologien und Geschäftsmodelle in Bezug auf Energieflexibilität. Eine mögliche Unterscheidung verschiedener Prozesse und technologischer Ansätze zur Flexibilitätsbereitstellung besteht zwischen Querschnittstechnologien, auch branchenübergreifende Lösungen genannt, und industriellen Prozessen, auch branchenspezifische Lösungen genannt (siehe *Kapitel A.1*). Eine derartige Kategorisierung ist erforderlich, um die unterschiedlichen Rahmenbedingungen und Herausforderungen, denen die verschiedenen Energieflexibilitätstechnologien unterliegen, besser zu verstehen. Branchenspezifische und branchenübergreifende Energieflexibilitätstechnologien unterscheiden sich dabei typischerweise hinsichtlich der Geschäftsmodelle, die mit der jeweiligen Technologie verfolgt werden, sowie in den Zielmärkten, auf welche die jeweilige Technologie ausgerichtet ist.

Ein bivalenter Tiegelofen ist eine branchenspezifische Energieflexibilitätstechnologie der Gießereiindustrie. Das zugrunde liegende Geschäftsmodell basiert auf der Reduktion von Energiekosten sowie Emissionen durch einen dynamischen Energieträgerwechsel zwischen Erdgas und Strom im Schmelzprozess. Die Technologie adressiert dabei anlagen- und standortübergreifend denselben Abschnitt der Wertschöpfungskette und ermöglicht eine flexible Steuerung der Energiezufuhr in Abhängigkeit von der jeweiligen Preis- und Verfügbarkeitssituation der Energieträger. Der Strombedarf wird über etablierte Beschaffungsprozesse an Termin- und Spotmärkten gedeckt, wobei sich zwischen verschiedenen Standorten und Ländern lediglich geringe Unterschiede in den Marktstrukturen zeigen.

Geschäftsmodelle branchenübergreifender Technologien hingegen sind komplexer bzw. breiter gefasst. Ein organisatorisches Energiemanagementsystem kann Unternehmen unterschiedlicher Branchen beispielsweise dazu befähigen, ein umfassenderes Verständnis ihres Energieverbrauchs zu entwickeln, um Energieflexibilitätpotenziale systematisch zu identifizieren und gezielt zu vermarkten (siehe *Kapitel A.1*). Die konkrete Ausgestaltung und Wertschöpfung solcher Technologien variiert ebenso wie die adressierten Zielmärkte. Ein Energiemanagementsystem verbessert folglich die Fähigkeit eines Unternehmens, abhängig von den Potenzialen und Besonderheiten des jeweiligen Standorts an Strom-, Regelleistungs- und anderen Flexibilitätsmärkten teilzunehmen.

Nach dem gleichen Prinzip unterliegen auch die regulatorischen Rahmenbedingungen, denen Energieflexibilitätstechnologien und die entsprechenden Geschäftsmodelle begegnen, erheblichen Variationen. Branchenspezifische Technologien mit klar definierten Marktzugängen müssen in der Regel lediglich die für ihre Branche und Märkte geltenden regulatorischen Vorgaben berücksichtigen. Branchenübergreifende Technologien hingegen unterliegen – abhängig von der Branche, dem Geschäftsmodell und dem Markt, in dem sie Anwendung finden – einer Vielzahl unterschiedlicher regulatorischer Rahmenbedingungen. Mit zunehmender Breite der Anwendungen steigt auch die regulatorische Komplexität, die für eine erfolgreiche Umsetzung des Geschäftsmodells zu bewältigen ist.

3 Marktanalyse und Geschäftsmodellentwicklung

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Fragebögen unter den befragten Unternehmen quantitativ dargestellt und zwischen national und international ausgerichteten Unternehmen verglichen. Ziel ist es, aus der Analyse der bereits international ausgerichteten Unternehmen Erkenntnisse zu gewinnen und diese für die Exportambitionen weiterer, bislang überwiegend national tätiger Unternehmen aufzubereiten. Von den befragten Unternehmen zeigten 20 Unternehmen einen nationalen Fokus und fünf Unternehmen einen internationalen Fokus. Um Unterschiede zwischen den beiden Gruppen herauszustellen und Erkenntnisse über die Internationalisierung von Energieflexibilitätstechnologien zu erlangen, basieren die nachfolgenden Analysen auf der Dichotomie dieser beiden Gruppen.

Die Unternehmen wurden nach dem zentralen Konzept ihrer Energieflexibilitätstechnologie sowie den von ihnen adressierten Branchen befragt. Auf Basis dieser Informationen wurden die Technologien der einzelnen Unternehmen in die Kategorien »branchenübergreifend«, »branchenspezifisch« und »ausgeglichen« eingeordnet.

- **Branchenübergreifende Technologien** sind dabei beispielsweise die Bereitstellung von Energieflexibilität aus Ladevorgängen von Elektrofahrzeugen, ein modularer und standardisierter Energieflexibilitätscontainer sowie Dateninfrastruktur und Datenmanagementsysteme.
- **Branchenspezifische Technologien** sind beispielsweise ein Digitaler Zwilling einer Zementanlage mit Oxyfuel-Technologie, ein bivalenter Schmelzofen der Metallindustrie sowie die Nutzung der Gärtanks im Bierbrauprozess als inhärenter thermischer Energiespeicher.

- Als **ausgeglichen** wurden Technologien bewertet, die zwar mehrere Branchen abdecken, in diesen jedoch eine gleichartige Funktionalität erzeugen. Beispielsweise ist ein befragtes Unternehmen übergreifend in den Branchen Automobilindustrie, Energie- und Umwelttechnik sowie Luft- und Raumfahrt tätig und ermöglicht durch spezifische Anpassungen der Prozessparameter und energieorientierte Produktion den energieflexiblen Betrieb von Schmiede und Härterei.

Von den Energieflexibilitätstechnologien der 20 national ausgerichteten Unternehmen werden vier als »branchenspezifisch«, zwei als »ausgeglichen« und die übrigen 14 als »branchenübergreifend« klassifiziert. Bei den energieflexiblen Technologien der fünf international ausgerichteten Unternehmen entfallen drei auf die Kategorie »branchenspezifisch« und zwei auf die Kategorie »ausgeglichen«, während keine Technologie als »branchenübergreifend« eingestuft wird.

Im Folgenden werden die unterschiedlichen Ziele dargestellt, die die befragten Unternehmen mit ihren Geschäftsmodellen verfolgen. Diese Zielsetzungen können Hinweise darauf geben, mit welchen Einflussfaktoren und Rahmenbedingungen die Unternehmen konfrontiert sind und welche Rolle Energieflexibilitätstechnologien bei deren Bewältigung spielen. Anschließend werden die spezifischen Wirkmechanismen analysiert, die zur Erreichung dieser Ziele genutzt werden.

3.1 Geschäftsmodellziele der befragten Unternehmen

Im Rahmen der Befragung wurden die Unternehmen nach den primären Zielen der Geschäftsmodelle ihrer Energieflexibilitätstechnologien befragt. Als Geschäftsmodell einer Energieflexibilitätstechnologie werden die zentralen Mechanismen bezeichnet, die dem Anwender der Technologie einen Mehrwert in Form von Kosteneinsparungen bieten. Eine vollständige Übersicht über die zur Auswahl stehenden Kategorien sowie die Verteilung der Antworten gibt *Abbildung 2*. Von den 20 national fokussierten Unternehmen verfolgt nahezu jedes – mit Ausnahme eines Unternehmens – als ein zentrales Ziel im Rahmen des Geschäftsmodells die Steigerung der Wirtschaftlichkeit (95%). Weitere wichtige Ziele sind die Reduktion von Emissionen (55%) und die Integration des Geschäftsmodells als Teil der unternehmerischen Nachhaltigkeitsstrategie (45%).

Mit Blick auf die internationale Ausrichtung bewerten alle befragten Unternehmen mit internationaler Fokussierung diese drei Ziele als zentral für ihr Geschäftsmodell. Dies zeigt, dass im internationalen Kontext die Reduzierung von Emissionen, eine klare unternehmerische Nachhaltigkeitsstrategie sowie die Erhaltung und Steigerung der Wirtschaftlichkeit zentrale Aspekte von Energieflexibilität sind.

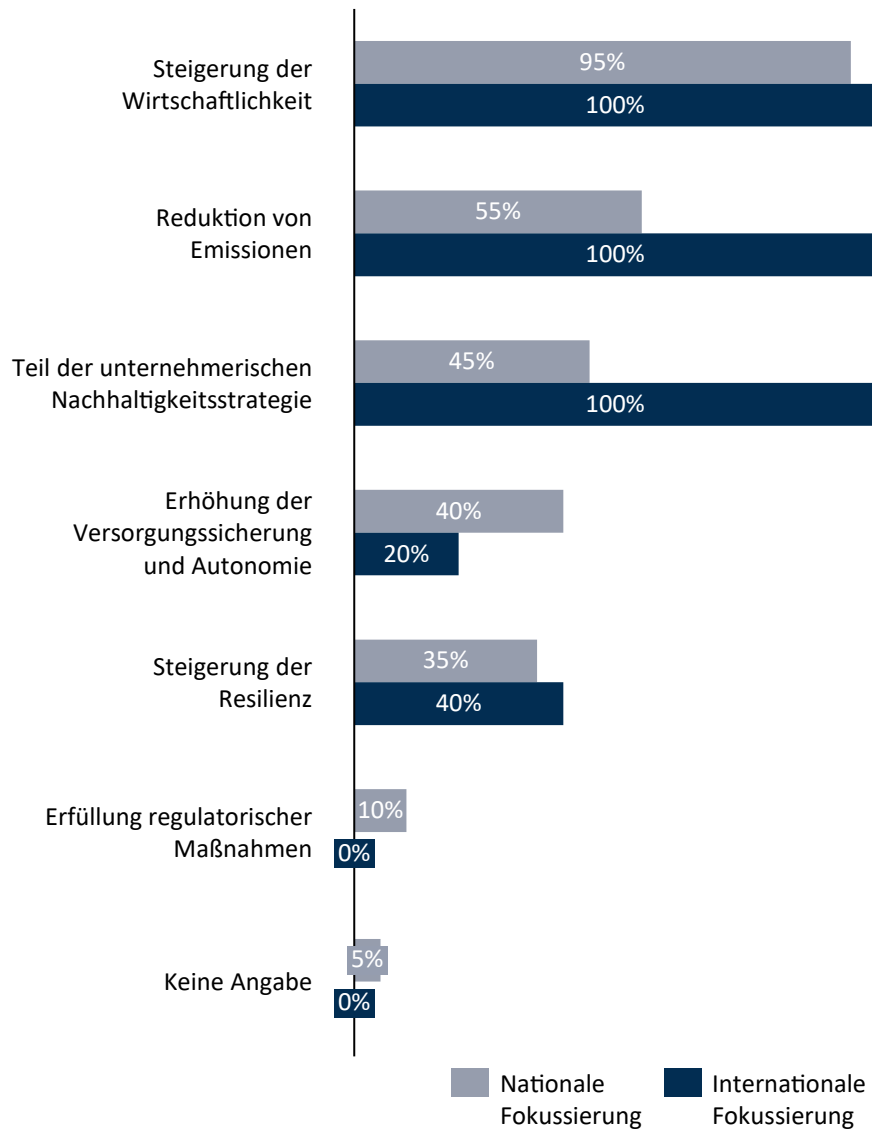


Abb. 2 Geschäftsmodellziele national und international fokussierter Unternehmen

Bemerkenswerterweise nennt keines der fünf international fokussierten Unternehmen die Erfüllung regulatorischer Vorgaben im Kontext der jeweiligen energieflexiblen Technologie als Ziel seines Geschäftsmodells. Auch unter den national fokussierten Unternehmen geben nur zwei Unternehmen diese Zielsetzung an. Es lässt sich vermuten, dass die meisten Unternehmen zwar regelmäßig mit Regulatorik konfrontiert sind, jedoch selten ein Geschäftsmodell im Hinblick auf Energieflexibilitätstechnologien entwickeln, das auf die Erfüllung bestimmter Regulatorik abzielt. Im Gegenteil: Das Anbieten von Energieflexibilität wird vielmehr häufig durch bestehende Regulatorik gehemmt, was als Rahmenbedingung zwingend berücksichtigt werden muss (siehe *Kapitel A.4*).

Insgesamt zeigt die Auswertung, dass neben der Steigerung der Wirtschaftlichkeit auch ökologisch bedingte Ziele wie Emissionsreduktion und Nachhaltigkeitsstrategien eine zentrale Bedeutung für die befragten Unternehmen haben. Gleichzeitig ist die Bandbreite der durch das Geschäftsmodell adressierten Ziele vielseitig und eine simultane Verfolgung mehrerer Ziele häufig.

3.2 Arten der Energieflexibilitätsmaßnahmen

Ein zentraler Punkt zur Einordnung der Energieflexibilitätstechnologien ist ihre Zuordnung zu operativen Kategorien von Energieflexibilitätsmaßnahmen basierend auf VDI, 2020. Eine vollständige Übersicht über die zur Auswahl stehenden Kategorien sowie die Verteilung ist in *Abbildung 3* dargestellt. Eine operative Kategorie definiert hierbei schematisch den Wirkmechanismus, durch den eine Energieflexibilitätstechnologie in bestehende Prozesse eingreift, diese verändert und dadurch Energieflexibilität ermöglicht. Unter den 20 national ausgerichteten Unternehmen ist die am häufigsten anzutreffende Kategorie die Speicherung von Energie (60%), gefolgt von der Verschiebung bzw. Unterbrechung von Aufträgen (55%) und der Verschiebung bzw. Unterbrechung von Produktion (50%) sowie der Anpassung von Produktionsparametern (50%). Insgesamt beschreiben die 20 national fokussierten Unternehmen 73 operative Kategorien für ihre jeweilige Energieflexibilitätstechnologie als zutreffend, wobei sich keine klaren Trends im Rahmen der erhobenen Verteilung erkennen lassen.

Bei den fünf international fokussierten Unternehmen stehen die Anpassung von Produktionsparametern (80%) und Kapazitätsplanung (40%) sowie der Energieträgerwechsel (40%) im Vordergrund. Die fünf international fokussierten Unternehmen nennen für ihre energieflexiblen Technologien insgesamt nur elf der operativen Kategorien als zutreffend. Die jeweiligen Technologien dieser Unternehmen sind funktional weniger breit aufgestellt und deshalb weniger operativen Kategorien zuzuordnen. Bezogen auf die untersuchten Unternehmen lässt sich dies darauf zurückführen, dass international fokussierte Unternehmen tendenziell branchenspezifische Energieflexibilitätstechnologien umsetzen, die nur begrenzt operative Anpassungen ermöglichen.

Insgesamt können Energieflexibilitätstechnologien über verschiedene operative Kategorien innerhalb eines Unternehmens Wirkung entfalten. Bei den befragten Unternehmen spielen vielseitige sowie meist mehrere Kategorien eine Rolle. Dies deutet darauf hin, dass Energieflexibilität über verschiedene Wirkungspfade in Unternehmensstrukturen integriert werden kann und daher eine ganzheitliche Betrachtung unternehmerischer Prozesse erforderlich ist.

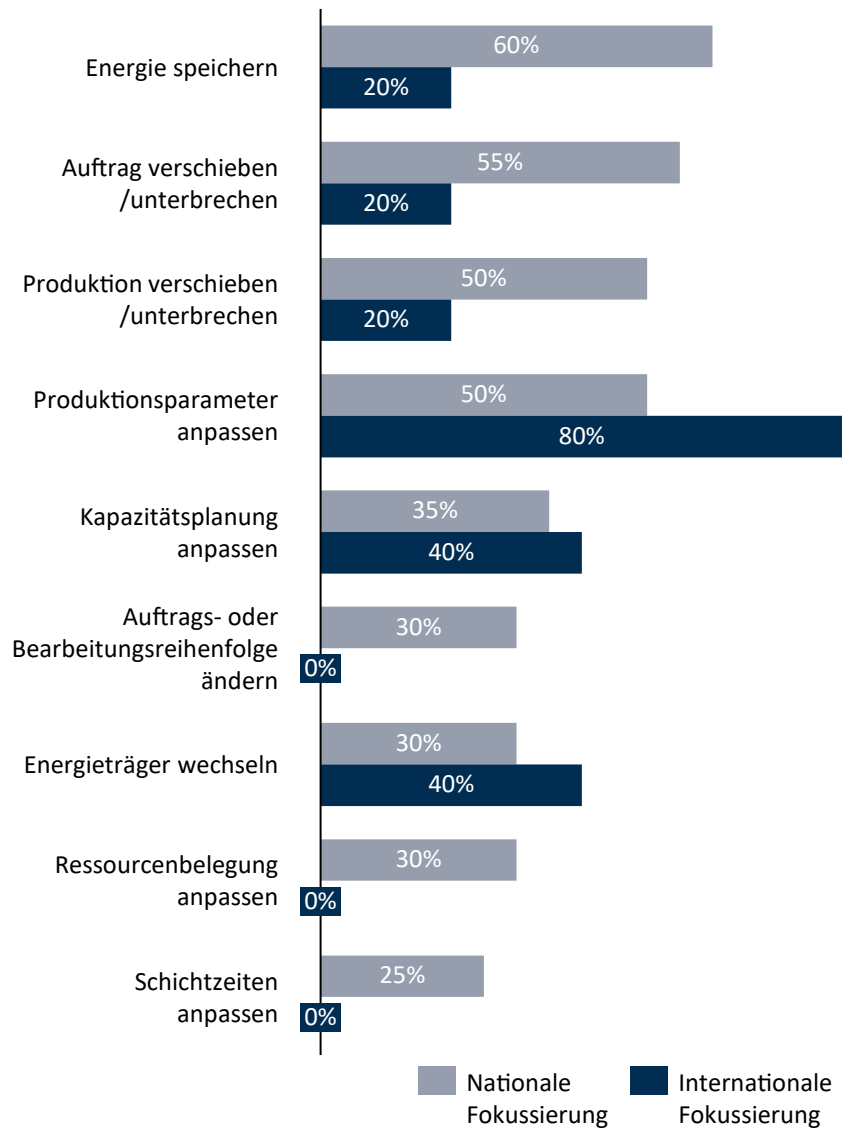


Abb. 3 Operative Kategorien der Energieflexibilitätsmaßnahmen national und international fokussierter Unternehmen

3.3 Energiewirtschaftliche Anforderungsprofile

Eine zentrale Grundlage zur Bewertung von Energieflexibilitätstechnologien bilden energiewirtschaftliche Anforderungsprofile. Sie beschreiben charakteristische Muster der Stromnachfrage im Elektrizitätssystem, die durch geeignete Energieflexibilitätsmaßnahmen adressiert werden können. Auf Basis von FfE (2019) wurden im Rahmen der Erhebung drei Anforderungsprofile definiert, die die unterschiedlichen zeitlichen Einsatzbereiche von Energieflexibilität abbilden und den befragten Unternehmen zur Mehrfachauswahl vorgelegt wurden.

Das erste Anforderungsprofil umfasst kurzzeitige Anpassungen mit einer typischen Vorankündigungszeit und Abrufdauer von jeweils etwa 15 Minuten. Kurzzeitige Anpassungen können dabei auf Schwankungen in den Spotmarktpreisen infolge eines Ungleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch reagieren oder zur Entlastung von Netzengpässen beitragen. Die kurzzeitige Anpassung ist das wichtigste Anforderungsprofil sowohl für national fokussierte Unternehmen (17 Unternehmen; 85 %) als auch für international fokussierte Unternehmen (fünf Unternehmen; 100 %). Ein weiteres Anforderungsprofil ist der Tag-Nacht-Ausgleich mit einer Vorankündigungszeit von ca. einem Tag und einer Abrufdauer von drei bis zwölf Stunden. Energiewirtschaftlich können hierbei sowohl Einspeisespitzen wie von Photovoltaik (PV) in den Mittagsstunden als auch Verbrauchsspitzen in den Morgen- und Abendstunden ausgeglichen werden. Das letzte mögliche Anforderungsprofil ist Dunkelflaute und Hellbrise. Die Dunkelflaute beschreibt eine anhaltende Situation mit geringer Wind- und gleichzeitiger geringer PV-Produktion (BNetzA, 2025). Anhaltend geringe Einspeisung erneuerbarer Energien kann bei fehlenden Langzeitspeichern zu hohen Strompreisen führen, wodurch sich im Rahmen von Energieflexibilitätsmaßnahmen aufgrund großer Preis-Spreads (vor und während der Dunkelflaute) potenziell hohe Erlöse erzielen lassen. Die Hellbrise ist die weniger bekannte Umkehrsituation, in der eine anhaltend erhöhte Erzeugung von sowohl Wind- als auch PV-Strom vorliegt und es insbesondere an Feiertagen und Wochenenden mit niedrigem Verbrauch zu Stromüberschuss und entsprechend niedrigen Preisen kommt. Die Vorankündigungszeit des Anforderungsprofils Dunkelflaute und Hellbrise liegt bei zwei bis fünf Tagen mit Abrufdauern zwischen einem und fünf Tagen. Die lange Abrufdauer stellt eine zentrale Herausforderung dar, da bislang nur wenige Energieflexibilitätsmaßnahmen wirtschaftlich über so lange Zeitspannen eingesetzt werden können.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die Relevanz des Anforderungsprofils für die Unternehmen mit zunehmender Abrufdauer abnimmt. Dies korrespondiert mit der allgemeinen Tendenz, dass die Realisierung von Energieflexibilität bei steigender Abrufdauer komplexer und herausfordernder wird. Für deutsche Unternehmen ist eine Diversifikation der Geschäftsmodelle hin zur Adressierung aller Anforderungsprofile empfehlenswert.

3.4 Strommärkte als Zielmärkte für Energieflexibilitätsmaßnahmen

Die Anforderungsprofile, die durch eine Energieflexibilitätsmaßnahme adressiert werden können, stehen in direktem Zusammenhang mit den jeweils relevanten Energiemärkten. Folglich wurden die Unternehmen zusätzlich befragt, welchen Zugang sie zu Spot-, Termin-, Regelleistungs- (siehe

Kapitel A.1) und Flexibilitätsmärkten (siehe Kapitel A.3 und A.4) haben und welche dieser Märkte sie im geografisch definierten Absatzmarkt für ihre Energieflexibilitätstechnologie und damit assoziierte Energieflexibilitätsmaßnahmen als relevant einschätzen.

Für die national fokussierten Unternehmen sind Spotmärkte für kurzfristige Handelsgeschäfte am wichtigsten (18 Unternehmen; 90%). Es folgen Flexibilitätsmärkte (zwölf Unternehmen; 60%), Regelleistungsmärkte (neun Unternehmen; 45%) und Terminmärkte (sechs Unternehmen; 30%). Unter den international fokussierten Unternehmen sind die relevanten Märkte homogener, mit einer hohen Quote bei den Terminmärkten (fünf Unternehmen; 100%), gefolgt von Spotmärkten (vier Unternehmen; 80%), Flexibilitätsmärkten (vier Unternehmen; 80%) und mit etwas Abstand Regelleistungsmärkten (zwei Unternehmen; 40%).

Unabhängig von der Relevanz einzelner Märkte für die jeweiligen Geschäftsmodelle ist der tatsächliche Zugang zu diesen Märkten von entscheidender Bedeutung. *Abbildung 4* gibt einen Überblick über den von den national fokussierten Unternehmen wahrgenommenen Zugang zu den verschiedenen Märkten. Am besten wird der Zugang zu Spotmärkten bewertet, gefolgt von Regelleistungsmärkten. Der Zugang zu Terminmärkten und Flexibilitätsmärkten wird sehr heterogen bewertet. *Abbildung 5* zeigt den von den international fokussierten Unternehmen wahrgenommenen Zugang zu den verschiedenen Märkten. Am besten wird der Zugang zu Terminmärkten bewertet, mit wiederum sehr heterogenen Einschätzungen bezogen auf die anderen Märkte.

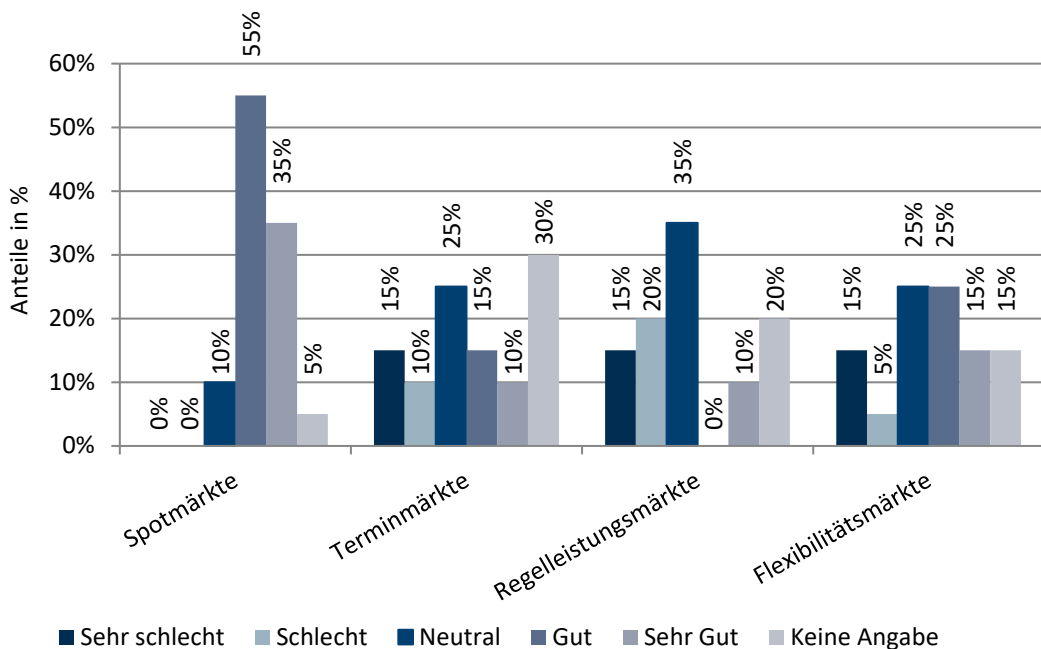


Abb. 4 Wahrgenommener Zugang zu Märkten der national fokussierten Unternehmen

Insgesamt stellt der Zugang zu Strommärkten eine wesentliche Herausforderung für die Umsetzung von Energieflexibilitätsmaßnahmen dar. Die Umfrageergebnisse verdeutlichen, dass insbesondere die Zugänge zu Termin- und Flexibilitätsmärkten als verbesserungswürdig eingestuft werden, da Unternehmen diese als eingeschränkt zugänglich bewerten.

Eine große Herausforderung bei der Internationalisierung national bewährter Energieflexibilitätstechnologien besteht darin, dass der Zugang zu Strommärkten regional stark variieren kann. Die Erschließung neuer Regionen oder Länder stellt Unternehmen vor die Herausforderung, ihre Energieflexibilitätstechnologien an unterschiedliche Marktbedingungen anzupassen. Die Erweiterung des Absatzmarkts innerhalb Europas sollte aufgrund der fortschreitenden Vereinheitlichung der Strommärkte weniger Hürden mit sich bringen als mögliche Expansionen in außereuropäische Märkte. Gleichzeitig eröffnet sich für die Gesetzgeber die Chance, durch eine Vereinfachung des Zugangs zu Strommärkten die Etablierung solcher Technologien zu erleichtern und somit die erforderliche Energieflexibilität des Energiesystems zu fördern.

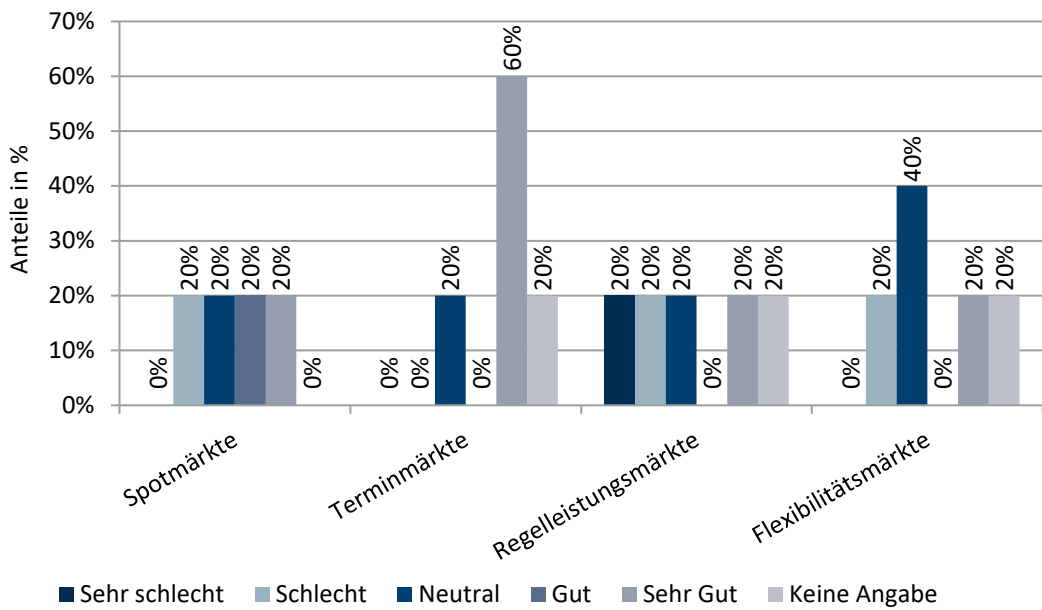


Abb. 5 Wahrgenommener Zugang zu Märkten der international fokussierten Unternehmen

4 Perspektiven der Unternehmen

4.1 Nationale Perspektiven

Im Folgenden werden aus den befragten, national fokussierten Unternehmen ein Unternehmen mit branchenspezifischen und ein Unternehmen mit branchenübergreifenden Energieflexibilitätstechnologien vorgestellt. Auf diese Weise kann ein Einblick in die Spezifikationen und unternehmerischen Kontexte der jeweiligen Energieflexibilitätstechnologien gegeben werden, und die nachfolgenden Argumentationen können an konkreten Beispielen belegt werden.

4.1.1 Beispiel: Metallverarbeitende Industrie

Ein Beispiel für branchenspezifische Industrieprozesse zeigt sich bei einem Unternehmen aus der metallverarbeitenden Industrie: die Technologie des bivalenten Tiegelofens in der Gießereibranche, die einen dynamischen Energieträgerwechsel von Erdgas auf Strom ermöglicht. Da das Abschaltungs- und Unterbrechungspotenzial klassischer Öfen als gering gilt, ist der Energieträgerwechsel in diesem Kontext die aussichtsreichste Energieflexibilitätsmaßnahme und bietet ein großes Energieflexibilitätspotenzial. Die entsprechend ausgestatteten Anlagen können gezielt zwischen den Energieträgern Strom bzw. Gas wechseln und dadurch die Energiekosten senken, ohne den Produktionsprozess zu beeinflussen. Das Potenzial dieser Maßnahme hängt wesentlich von der Energiepreiskonstellation der Energieträger ab, wobei alle Preis- und Entgeltkomponenten berücksichtigt werden. Bei günstigen Strompreisen wird der Ofen mit Strom beheizt, während bei einem Anstieg der Strompreise ein Wechsel zu Erdgas als Energieträger erfolgt. Angesichts der perspektivisch zunehmenden Volatilität der Strompreise sowie der häufiger auftretenden, PV-bedingten Niedrigstrompreise besitzt die Technologie in Deutschland vielversprechende Zukunftsaussichten.

Das Unternehmen bewertet die Einstellung potenzieller Käufer der Energieflexibilitätstechnologie gegenüber der Nützlichkeit der Technologie derzeit noch als »Nice-to-have«, erwartet jedoch aufgrund der perspektivisch möglichen signifikanten Steigerung der Wirtschaftlichkeit eine Entwicklung hin zu einem »Must-have«. Darüber hinaus weist das Unternehmen darauf hin, dass Veränderungen im Strommarktdesign, in der Netzentgeltregulierung und in den gesetzlichen Rahmenbedingungen das Geschäftsmodell zusätzlich rentabler gestalten könnten.

4.1.2 Beispiel: Unternehmen aus dem Bereich Informationstechnologie

Das Beispiel für branchenübergreifende Querschnittstechnologien zeigt sich bei einem Unternehmen aus der Erbringung von Dienstleistungen der Informationstechnologie. Die Energieflexibilitätstechnologie des Unternehmens basiert auf einer Softwarelösung, die an Energiemanagementsystemen sowie Manufacturing-Execution-Systemen und Enterprise-Resource-Planning-Systemen andockt. Grundlage ist der energetische Fußabdruck von Produktionsschritten, der als Input für die nachgelagerte energetische Energieflexibilitätsbefähigung dient. Das Potenzial der Technologie, in Zukunft durch Energieflexibilität Kosten zu reduzieren, wird vom Unternehmen als positiv eingeschätzt. So

sind im diskret produzierenden Gewerbe je nach Gestaltung der Produktionsprozesse und Optimierungsmetriken kurz- bis langfristige Anpassungen des Stromverbrauchs möglich. Die Berücksichtigung dieser produktionsbezogenen Energieflexibilitätsmaßnahmen auf der Unternehmensplanungs- und Fertigungsleitebene ermöglicht es, die Kosten des energetischen Fußabdrucks einzelner Produkte oder Fertigungsaufträge zu minimieren.

Das Unternehmen prognostiziert eine positive Entwicklung seines Geschäftsmodells, da Energiemanagementsysteme die Optimierung von Produktionsabläufen ermöglichen und zunehmend mehr Unternehmen und Branchen deren Nutzen anerkennen. Zudem gewinnt das Geschäftsmodell durch regulatorische Rahmenbedingungen, Marktdesign, die Kostenentwicklung erneuerbarer Energien sowie durch die Verfügbarkeit und Prognosefähigkeit datengetriebener Ansätze weiter an Relevanz. Auch dieses Unternehmen ist, typisch für eine branchenübergreifende Querschnittstechnologie, mit komplexer Regulatorik konfrontiert. Insbesondere in stark regulierten und normengesteuerten Branchen sind Vorschriften zu Netzentgelten, CO₂-Bepreisung, ISO-Normen, CSRD-Berichterstattung, dem Digitalen Produktpass sowie weiteren Bereichen von Relevanz. Insgesamt ist das Geschäftsmodell aufgrund seiner Merkmale marktunabhängig, weist eine hohe Skalierbarkeit auf und ist mittelfristig auf den internationalen Markt ausgerichtet, wobei der Markteintritt durch etablierte Akteure erschwert wird.

4.2 Internationale Perspektiven

Um die Unterschiede zwischen national und international ausgerichteten Unternehmen zu veranschaulichen, werden im Folgenden zwei exemplarische Fallbeispiele international tätiger Unternehmen vorgestellt. Die Auswahl dient der Illustration unterschiedlicher technologischer Ansätze und Geschäftsmodelle und erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit der im Rahmen der Befragung identifizierten Varianten.

4.2.1 Beispiel: Zementindustrie

Ein Beispiel für einen internationalen, branchenspezifischen Ansatz ist die Entwicklung eines Digitalen Zwillings einer Zementanlage mit Oxyfuel-Technologie. Mit diesem Werkzeug lassen sich neue Betriebskonzepte simulieren, ohne in die laufende Produktion einzugreifen. Im Oxyfuel-Verfahren entfällt durch die Zuführung von reinem Sauerstoff der Luftstickstoff im Klinkerbrennprozess und ermöglicht durch die resultierende hohe Konzentration des CO₂ im Abgas eine effektive Abscheidung des Treibhausgases. Ein zentraler Vorteil des Digitalen Zwillings liegt in der Möglichkeit, energieflexible Betriebskonzepte zu entwickeln und zu testen. Diese Konzepte erlauben es, energieintensive Prozesse wie die CO₂-Abtrennung in Zeiten niedriger Strompreise zu verlagern oder mit erneuerbaren Energien zu koppeln. Dadurch lassen sich nicht nur die Betriebskosten senken, sondern auch regulatorische Anforderungen im Hinblick auf CO₂-Emissionen besser erfüllen.

Energieflexibilität wird somit zu einem entscheidenden Wettbewerbsfaktor für Zementhersteller im europäischen Markt. Während das kurzfristige Ziel des Unternehmens darin besteht, einen Prototyp in Betrieb zu nehmen, wird mittelfristig eine steigende Nachfrage nach energieflexiblen Technologien für Zementanlagen erwartet. Langfristig verfolgt das Unternehmen das Ziel, klimaneutrale Zementwerke zu realisieren. Mit regulatorischen Rahmenbedingungen ist das Geschäftsmodell vor allem in zwei Bereichen konfrontiert: Zum einen müssen zementbezogene Normen eingehalten werden, die je nach Zielmarkt variieren können, zum anderen ist der Erwerb von CO₂-Zertifikaten zur Erreichung der CO₂-Neutralität erforderlich.

4.2.2 Beispiel Gasversorgungsunternehmen

Von den international fokussierten Unternehmen wurde keine Energieflexibilitätstechnologie als branchenübergreifend bewertet. Ein Beispiel eines internationalen Gasversorgers mit zumindest teilweise branchenübergreifender Energieflexibilität ist eine Technologie, die Prozesse der Luftzerlegung flexibilisiert, indem sie den Lastbereich vergrößert und Teil- oder Vollabschaltungen ermöglicht. Zentraler energiewirtschaftlicher Wirkmechanismus ist dabei die Kostensenkung durch Stromkostensparnis.

Aktuell fokussiert sich das Unternehmen auf Gasversorger (für beispielsweise Stickstoff, Sauerstoff oder Argon) und Direktabnehmer (beispielsweise Stahlwerke) in den USA, Australien, Spanien, Deutschland, Großbritannien und China. Zwischen diesen Zielmärkten variieren Strommarktdesign und Regulatorik erheblich und damit auch die Erlöspotenziale der Energieflexibilitätstechnologie, deren Wirtschaftlichkeit von der Regulatorik und Volatilität des Strommarktes abhängt. Da in der adressierten Branche Stromkosten einen hohen Anteil an den Gesamtproduktionskosten tragen und keine potenziellen Alternativprodukte zu Luftzerlegungsanlagen existieren, erwartet das Unternehmen einen wachsenden Markt sowie eine für die Branche steigende Notwendigkeit zur Adaption der Technologie. Außerdem weist das Unternehmen darauf hin, dass die Netzentgeltregelung in Deutschland als Hindernis für den lastflexiblen Betrieb wirkt und international günstigere Rahmenbedingungen vorherrschen. Dies bestätigt existierende Kritiken an der hemmenden Regulatorik in Deutschland, zeigt aber auch Entwicklungspotenziale bei Anpassung auf (Kopernikus-Projekt SynErgie, 2024).

4.3 Unterschiede zwischen national und international fokussierten Unternehmen

In den vorangegangenen Unterkapiteln wurden die energieflexiblen Technologien der befragten Unternehmen im Hinblick auf ihre Geschäftsmodelle, die Arten der jeweils assoziierten Energieflexibilitätsmaßnahmen, die zugrunde liegenden energiewirtschaftlichen Anforderungsprofile sowie die entsprechenden Strommärkte analysiert. Darauf aufbauend wurden exemplarisch national und international ausgerichtete Unternehmen vorgestellt. Im Folgenden werden die gewonnenen Erkenntnisse zusammengefasst und beschrieben, wie sich deutsche Unternehmen auf internationale Märkte ausrichten können. Abschließende Vergleiche zwischen den national und international fokussierten Unternehmen verdeutlichen, wie Exportierbarkeit und Internationalität von Energieflexibilitätstechnologien begünstigt werden können.

Die Geschäftsmodelle international fokussierter Unternehmen wurden entweder als branchenspezifisch oder als ausgeglichen kategorisiert. Ihre Energieflexibilitätstechnologien sind konzeptionell einfach und erfüllen grundlegende Energieflexibilitätsfunktionen. Damit unterscheiden sie sich von den national fokussierten Unternehmen. Sie entwickeln meist branchenübergreifende Energieflexibilitätstechnologien, bei denen eine komplexe Anpassung an regulatorische Vorgaben und die Charakteristika verschiedener Branchen und Strommärkte erforderlich ist. Dies erschwert sowohl die Skalierung als auch die Internationalisierung der Geschäftsmodelle in Bezug auf die Energieflexibilitätstechnologien. So ist ein Unternehmen, das ein umfassendes Energiemanagement für sämtliche Formen von Energieflexibilität entwickelt, gezwungen, sich mit den gesamten energieflexibilitätsbezogenen Regulierungen eines Landes auseinanderzusetzen. Die Übertragbarkeit auf andere Märkte und Staaten ist folglich limitiert, was eine Internationalisierung erheblich erschwert. Branchenspezifische Energieflexibilitätstechnologien hingegen müssen bei der Ausweitung auf weitere Absatzmärkte wenige Geschäftsmodellanpassungen vornehmen. Unternehmen sollten diese Entwicklungen bei ihren Internationalisierungsstrategien berücksichtigen.

Darüber hinaus bestätigten alle befragten Unternehmen mit internationaler Ausrichtung, dass regulatorische Vorgaben im deutschen Markt einen Einfluss auf ihr Geschäftsmodell ausüben. Insbesondere Netzentgelte stellen dabei wesentliche Hemmnisse für die Umsetzung von Energieflexibilitätsmaßnahmen dar. Im Gegensatz dazu bewerten die international ausgerichteten Unternehmen die regulatorischen Rahmenbedingungen im Ausland als geschäftsmodellfreundlicher. Regulatorische Weiterentwicklungen und Vereinfachungen, wie die Abschaffung komplexer Sonderregelungen, könnten dazu beitragen, vergleichbar günstige Rahmenbedingungen auch in Deutschland zu schaffen.

Unternehmen im internationalen Kontext profitieren häufig von einer geringeren Anzahl konkurrierender Marktakteure sowie einer geringeren Kundenbindung an diese Wettbewerber. Dies ist auf weniger gut erschlossene Energieflexibilitätsmärkte im Ausland und die hohe Innovationsdynamik in Deutschland zurückzuführen. Die internationale Markterschließung kann – trotz vielfältiger Herausforderungen – Vorteile mit sich bringen, etwa eine bessere Wettbewerbssituation und das Potenzial, bislang unerschlossene Marktanteile zu erschließen.

Außerdem adressieren international fokussierte Umsetzungspartner tendenziell eher Großunternehmen und größere Mittelständler. Ihre Geschäftsmodelle konzentrieren sich dabei auf wenige, jedoch umsatzstarke Kunden anstatt auf eine Vielzahl kleinerer Betriebe. Diese Zielunternehmen stammen vorrangig aus Branchen mit hohen Investitions- und Energiekosten sowie einem dringenden Bedarf an Energieflexibilität. Es werden disruptive Entwicklungen erwartet – insbesondere in der Zementindustrie, der Schmiedeindustrie und der energieintensiven Grundstoffchemie.

5 Fazit und Ausblick

Der Klimawandel erzeugt die Notwendigkeit der Restrukturierung der Energiesysteme in allen Staaten. Deutschland nimmt in dieser Transformation eine Vorreiterrolle ein und ermöglicht nationalen Unternehmen, innovative Energieflexibilitätstechnologien zu entwickeln, zu skalieren und international

zu etablieren. Der bestehende Wettbewerbsvorteil und die hohe Innovationskraft der deutschen Industrie bieten eine vielversprechende Grundlage, um energieflexible Technologien erfolgreich in internationale Märkte zu exportieren und dort zu etablieren.

Es wurden 25 Unternehmen zu ihren Energieflexibilitätstechnologien, Geschäftsmodellen und Zielmärkten befragt. Die Auswertung und der Vergleich der Ergebnisse liefern wertvolle Erkenntnisse zur Exportierbarkeit deutscher Energieflexibilitätstechnologien. Von den befragten Unternehmen sind 80% primär auf den nationalen, deutschen Markt ausgerichtet, während 20% eine internationale Marktstrategie verfolgen. Diese Verteilung ist im Kontext der deutschen Industrie wenig überraschend, da der deutsche Markt geografisch, regulatorisch und kulturell am nächsten liegt und somit einen niedrighschwelligigen Zugang für die Entwicklung und Etablierung entsprechender Geschäftsmodelle bietet. Die spezifische Struktur des deutschen Energiesystems mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien sowie der damit verbundenen Preisvolatilität an den Strommärkten schafft bereits heute wirtschaftliche Anreize für den Einsatz von Energieflexibilität und macht deren Anwendung zunehmend notwendig. Gleichzeitig verfolgen Deutschland und die Europäische Union im internationalen Vergleich besonders ambitionierte Klimaziele. Die deutsche Industrie ist folglich zunehmend gefordert, konkrete Defossilisierungsmaßnahmen umzusetzen, um regulatorische Zielvorgaben einzuhalten. Dadurch hat sich in Deutschland ein innovationsförderndes Umfeld für energieflexible Technologien etabliert, das auch künftig vorteilhafte Rahmenbedingungen für deren Weiterentwicklung bietet.

Gleichzeitig eröffnet sich für deutsche Unternehmen die Chance, mit ihren Energieflexibilitätstechnologien noch wenig erschlossene, internationale Märkte zu adressieren und durch einen frühzeitigen Markteintritt eine strategisch vorteilhafte Position zu erlangen. Insbesondere große Unternehmen, die bereits in anderen Branchen oder mit anderen Technologien international aktiv sind, nutzen dieses Potenzial verstärkt und profitieren bereits davon. Unter den befragten Unternehmen weisen diejenigen mit internationaler Ausrichtung Tätigkeitsfelder in der Chemie- und Werkstoffproduktion, der Glas- und Keramikverarbeitung sowie der Metallverarbeitung und -herstellung auf. Diese Unternehmen zeichnen sich durch technologisch anspruchsvolle Produkte und hohe Exportaktivitäten aus. Sie setzen schon grundlegende, branchenspezifische Energieflexibilitätstechnologien in internationalen Märkten um. Es lässt sich folgern, dass diese Unternehmen durch ihre bereits existierende internationale Ausrichtung die Organisationsstrukturen, Marktzugänge und Assets besitzen, die einen internationalen Vertrieb der Energieflexibilitätstechnologien ermöglichen. Außerdem hilft die branchenspezifische Ausrichtung der jeweiligen Energieflexibilitätstechnologien, die regulatorische und marktliche Komplexität zu reduzieren und klare Geschäftsmodellziele zu verfolgen. Nationale Unternehmen können die hier gewonnenen Erkenntnisse nutzen, von den international fokussierten Unternehmen lernen und auf diese Weise ihre eigene Internationalisierung vorantreiben.

6 Literatur

BNETZA – Bundesnetzagentur, 2025. Insight Blog – Dunkelflaute? Kein Grund zur Panik [Zugriff am 18.06.2025]. Verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Allgemeines/DieBundesnetzagentur/Insight/Texte/Energiewende/Dunkelflaute.html>

KOPERNIKUS-PROJEKT SYNERGIE, 2025. SynErgie [Zugriff am: 16.06.2025]. Verfügbar unter: <https://synergie-projekt.de/>

KOPERNIKUS-PROJEKT SYNERGIE, 2024. Stellungnahme zur Konsultation des Eckpunktepapiers zur Fortentwicklung der Industrienetzentgelte im Elektrizitätsbereich [Zugriff am: 08.06.2025]. Verfügbar unter: https://synergie-projekt.de/wp-content/uploads/2024/09/Stellungnahme_SynErgie_BNetzA_Eckpunktepapier.pdf

UBA – UMWELTBUNDESAMT, 2025a. Erneuerbare Energien. Umweltbundesamt [Zugriff am: 16.06.2025]. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien>

FFE – FORSCHUNGSSTELLE FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT, 2019. Aggregatoren in Deutschland und deren Einschätzung der Anforderungsprofile. Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) [Zugriff am: 16.06.2025]. Verfügbar unter: <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/aggregatoren-in-deutschland-und-deren-einschaetzung-der-anforderungsprofile/>

SAUER, A., H. U. BUHL, A. MITSOS und M. WEIGOLD, Hrsg., 2022. Energieflexibilität in der deutschen Industrie. Band 2: Markt- und Stromsystem, Managementsysteme und Technologien energieflexibler Fabriken. Kopernikus-Projekt SynErgie. Stuttgart: Fraunhofer Verlag. ISBN 9783839617786. Verfügbar unter: doi:10.24406/publica-258

UBA – UMWELTBUNDESAMT 2025b. Übereinkommen von Paris. Umweltbundesamt [Zugriff am: 16.06.2025]. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/internationale-eu-klimapolitik/uebereinkommen-von-paris>

VDI – VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE, 2020. VDI 5207 Blatt 1:2020-07: Energieflexible Fabrik – Grundlagen [Zugriff am: 18.06.2025]. Verfügbar unter: <https://www.vdi.de/richtlinien/details/vdi-5207-blatt-1-energieflexible-fabrik-grundlagen>



Energieflexibilität und Digitalisierung

- B.1 Energieflexibilitätsdatenmodell
- B.2 Energiesynchronisationsplattform
- B.3 Skalierbarkeit von Energieflexibilität in der Praxis
- B.4 Digitale Werkzeuge und Services



Einführung

Die Digitalisierung spielt eine zentrale Rolle bei der Bewältigung der Energiewende und der Integration erneuerbarer Energiequellen, insbesondere im Kontext der industriellen Energieflexibilität. Die Notwendigkeit, eine höhere Energieflexibilität auf der Verbrauchsseite zu realisieren, erfordert umfassende und integrierte IT-Lösungen. Energieflexibilität in der Fertigung ist derzeit noch nicht ausreichend genutzt. Obwohl es in letzter Zeit eine zunehmende Verbreitung von digitalen Energieplattformen gibt, variiert die Integration von Energieflexibilität in diese Plattformen erheblich (Bauer et al., 2020). Während einige Plattformen für das Energiemanagement in der Fertigung konzipiert sind, fehlt den meisten bestehenden Systemen eine umfassende Funktionalität für die Integration von Energieflexibilität (Bank et al., 2021). Erste Forschungsarbeiten haben bereits die Rolle von Energieflexibilität in bestehenden digitalen Plattformen untersucht und dabei ein vielfältiges Spektrum an Integrationsmöglichkeiten von industriellem Lastmanagement in digitalen Energieplattformen aufgezeigt (Duda et al., 2023).

Im Laufe des Kopernikus-Projekts SynErgie wurde daher eine durchgängige IT-Infrastruktur als zentraler Entwicklungsschwerpunkt etabliert, um Unternehmen und Energieanbietern den Informationsaustausch von der Produktionsmaschine bis zu marktseitigen Services zu ermöglichen (Sauer et al., 2019).

Band 1 der Fachbuchreihe »Energieflexibilität in der deutschen Industrie« fasst die wichtigsten Ergebnisse aus der ersten Förderphase des Kopernikus-Projekts SynErgie zusammen. Es stellt die erste grundlegende Konzeption der Energiesynchronisationsplattform (ESP) vor und beschreibt die Vision, »die« zentrale Energieflexibilitätsplattform zu werden. Hierbei erfolgt die Vorstellung der Architektur der ESP, die sich in zwei logische Teilplattformen gliedert: die Unternehmensplattform (UP) und die Marktplattform (MP). Die Unternehmensplattform ist ein modulares, serviceorientiertes, sicheres IKT-System innerhalb eines Unternehmens, das für die Aufnahme, Aggregation, Analyse und Optimierung von Prozess- und Produktionsdaten sowie die energiesynchrone Steuerung und Regelung der Systeme, Anlagen und Komponenten zuständig ist. Die Marktplattform ist als Meta-Plattform für den Energieflexibilitätshandel konzipiert, die verschiedene Märkte und Services bündelt und zugänglich macht. Ein Bestandteil der Energiesynchronisationsplattform, der in Band 1 eingeführt wird, ist das Energieflexibilitätsdatenmodell (EFDm). Dieses generische Datenmodell ermöglicht eine standardisierte Beschreibung von Energieflexibilität, um Interoperabilität zu gewährleisten. Band 1 befasst sich zudem mit den Informationsflüssen und dem Betriebskonzept der Energiesynchronisationsplattform, einschließlich der Notwendigkeit einer automatisierten und standardisierten Vermarktung von der Maschine bis zum Energiemarkt. Erste Überlegungen zur IT-Sicherheit mit Schutzziele wie Vertraulichkeit, Datenintegrität und Verfügbarkeit werden ebenfalls dargelegt. Die Konzepte wurden anhand von Demonstratoren im Forschungsumfeld und in der Industrie erprobt (Sauer et al., 2019).

Band 2 der Fachbuchreihe »Energieflexibilität in der deutschen Industrie« erweitert und präzisiert die Referenzarchitektur der Energiesynchronisationsplattform. Die Energiesynchronisationsplattform gilt als ein übergreifendes Plattformökosystem, das nicht als einzelne Software implementiert ist, sondern die Interaktion zwischen Unternehmensplattform und Marktplattform sowie externen Serviceanbietern umfasst. Die Rolle der Marktplattform als Vermittler von Services ermöglicht den



direkten Kontakt zwischen Industrieunternehmen und Serviceanbietern, ohne selbst die Services anzubieten, was für die Einstufung als kritische Infrastruktur relevant ist. Die Unternehmensplattform verfügt nun über eine Vielzahl an Kernkomponenten, wie dem Smarten Konnektor oder dem Energieflexibilitätsmanagementservice, sowie technische Basisdienste und individuelle Services je nach Anwendungsfall. Das Energieflexibilitätsdatenmodell wird konzeptionell und funktional erweitert, um einen standardisierten und automatisierten Informationsaustausch sowohl innerhalb der Energiesynchronisationsplattform als auch mit externen Services zu ermöglichen. Seine Rolle als zentrale Datengrundlage für interoperable Anwendungen wird im weiteren Verlauf detailliert erläutert. Band 2 fokussiert auf die konkrete Umsetzung von Prozessen und Informationsflüssen, die durch die Energiesynchronisationsplattform unterstützt werden, z. B. die Erfassung, Optimierung, Aggregation und Vermarktung von Energieflexibilitäten anhand von Anwendungsfällen. Das Thema IT-Sicherheit wird als zentrales Querschnittsthema vertieft, indem systematische Herangehensweisen, technische Umsetzungsmaßnahmen und unter anderem die Bedeutung von Log-Servern beschrieben werden. Ein besonderer Fokus liegt auf der Validierung und Erprobung der Energiesynchronisationsplattform durch Demonstratoren, insbesondere im konzeptionellen Testbetrieb in der Energieflexiblen Modellregion Augsburg. Hierbei werden die praktischen Erkenntnisse aus der Anwendung bei Industrieunternehmen und Netzbetreibern hervorgehoben, einschließlich der Anbindung bestehender Industrial Internet of Things (IIoT)-Plattformen (Sauer et al., 2022).

Abschnitt B des vorliegenden Bands 3 »Energieflexibilität und Digitalisierung« gibt einen Überblick über die Fokusthemen des Energieflexibilitätsdatenmodells, der Energiesynchronisationsplattform, der Standardisierung und der Anwendungen und Services in der Digitalisierung. Dabei werden insbesondere die Inhalte der ersten beiden Bände aufgegriffen und anwendungsnah weiterentwickelt.

Kapitel B.1 beschreibt den aktuellen Stand des Energieflexibilitätsdatenmodells in der Version 1.1. Im Fokus stehen die aktualisierte Datenstruktur mit den Konzepten der Flexibilitätsräume und Maßnahmenpakete für flexible Lasten sowie die inhaltlichen Erweiterungen gegenüber der vorherigen Version.

In *Kapitel B.2* steht die Energiesynchronisationsplattform im Fokus. Es werden die jüngsten Erweiterungen der Plattform vorgestellt. Ein inhaltlicher Aspekt sind dabei auch Schnittstellen, die einen standardisierten Kommunikationsverlauf zwischen Unternehmenssystemen und der Unternehmensplattform ermöglichen.

Die Flexibilisierung des industriellen Energieverbrauchs erfordert standardisierte Schnittstellen und Datenmodelle, wie OPC UA und die Verwaltungsschale, um eine herstellerunabhängige, interoperable Kommunikation zwischen Maschinen und Energiemanagementsystemen zu ermöglichen. *Kapitel B.3* widmet sich diesen Fragestellungen und stellt diese in gebündelter Form vor.

Abschließend folgt in *Kapitel B.4* die Vorstellung ausgewählter digitaler Werkzeuge und Services. Es werden elf Anwendungen aus der Praxis vorgestellt, ihre jeweilige Methode, Herausforderungen, und Potenziale aufgezeigt, sowie ein Use Case beschrieben.

Autorenverzeichnis

Bauernhansl, Thomas
thomas.bauernhansl@ipa.fraunhofer.de
Fraunhofer-Institut für Produktionstechnik und
Automatisierung IPA
Nobelstraße 12
70569 Stuttgart

Schlereth, Andreas
andreas.schlereth@ipa.fraunhofer.de
Fraunhofer-Institut für Produktionstechnik und
Automatisierung IPA
Nobelstraße 12
70569 Stuttgart

Literatur

BANK, L., S. WENNINGER, J. KÖBERLEIN, M. LINDNER, C. KAYMAKCI, M. WEIGOLD, A. SAUER und J. SCHILP, 2021. Integrating Energy Flexibility in Production Planning and Control – An Energy Flexibility Data Model-Based Approach [online]. In: Proceedings of the Conference on Production Systems and Logistics CPSL 2021. Verfügbar unter: doi:10.15488/11249

BAUER, D., A. HIERONYMUS, C. KAYMAKCI, J. KÖBERLEIN, J. SCHIMMELPFENNIG, S. WENNINGER und R. ZEISER, 2020. Wie IT die Energieflexibilitätsvermarktung von Industrieunternehmen ermöglicht und die Energiewende unterstützt [online]. HMD Praxis der Wirtschaftsinformatik 58, 102–115. Verfügbar unter: doi:10.1365/s40702-020-00679-8

DUDA, S., L. FABRI, C. KAYMAKCI, S. WENNINGER und A. SAUER, 2023. Deriving Digital Energy Platform Archetypes for Manufacturing – A Data-Driven Clustering Approach [online]. In: Proceedings of the Conference on Production Systems and Logistics CPSL 2023. Verfügbar unter: doi:10.15488/13424

SAUER, A., E. ABELE und H. U. BUHL, Hrsg., 2019. Energieflexibilität in der deutschen Industrie. Band 1: Synchronisierte und energieadaptive Produktionstechnik zur flexiblen Ausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende Energieversorgung (SynErgie). Stuttgart: Fraunhofer Verlag. ISBN 9783839614792. Verfügbar unter: doi:10.24406/publica-r-299955

SAUER, A., H. U. BUHL, A. MITSOS und M. WEIGOLD, Hrsg., 2022. Energieflexibilität in der deutschen Industrie. Band 2: Markt- und Stromsystem, Managementsysteme und Technologien energieflexibler Fabriken. Stuttgart: Fraunhofer Verlag. ISBN 9783839617786. Verfügbar unter: doi:10.24406/publica-258





B.1

Energieflexibilitätsdatenmodell

Management Summary

Das Energieflexibilitätsdatenmodell (EFDM) wurde im Rahmen des Kopernikus-Projekts SynErgie entwickelt, um eine standardisierte, technologieunabhängige Beschreibung von Energieflexibilität bereitzustellen. Ziel ist es, das Energieflexibilitätspotenzial industrieller Systeme einheitlich darzustellen und sowohl innerbetrieblich als auch mit externen Energiemarktdienstleistern austauschbar zu machen. Das Energieflexibilitätsdatenmodell basiert auf einer objektorientierten Struktur mit Klassen wie Flexibilitätsraum, Flexible Last oder Flexible-Last-Maßnahmen, die durch JSON-Schemata beschrieben sind. In Version 1.1 wurden Erweiterungen wie Lebenszyklusstatus, differenzierte Reaktionszeiten, Referenzpunkte für Leistung und Erlös sowie internationale Währungs_codes eingeführt. Die Integration in die Energiesynchronisationsplattform ermöglicht eine protokollunabhängige Nutzung, und eine begleitende Webanwendung (EFDM-GUI) erlaubt eine nutzerfreundliche Modellierung und Verwaltung energieflexibler Systeme. Das Modell unterstützt somit gezielt die Skalierung, Aggregation und Vermarktung industrieller Flexibilität.

Autorenverzeichnis

Koch, Tobias
t.koch@ptw.tu-darmstadt.de
Institut für Produktionsmanagement, Technologie und
Werkzeugmaschinen (PTW), Technische Universität
Darmstadt
Otto-Berndt-Straße 2
64287 Darmstadt

Weigold, Matthias
weigold@ptw.tu-darmstadt.de
Institut für Produktionsmanagement, Technologie und
Werkzeugmaschinen (PTW), Technische Universität
Darmstadt
Otto-Berndt-Straße 2
64287 Darmstadt

Stöhr, Matthias
matthias.stoehr@ipa.fraunhofer.de
Fraunhofer-Institut für Produktionstechnik und
Automatisierung IPA
Nobelstraße 12
70569 Stuttgart

1 Energieflexibilitätsdatenmodell

Das Energieflexibilitätsdatenmodell (EFDM) wurde entwickelt, um eine generische und standardisierte Beschreibung von Energieflexibilität bereitzustellen – unabhängig von spezifischen Technologien, Unternehmensebenen oder Marktstrukturen. Dadurch ermöglicht das Modell eine einheitliche Kommunikation und praktische Umsetzung von Energieflexibilitätspotenzialen, sowohl innerhalb von Industrieunternehmen als auch im Austausch mit externen Energiemarktdienstleistern. Die Fähigkeit zur Anpassung der elektrischen Leistung eines energieflexiblen Systems wird durch die Definition eines Flexibilitätsraums quantifiziert, aus dem konkrete Anforderungen zur Leistungsänderung – sogenannte Flexible-Last-Maßnahmen – abgeleitet werden können.

Die im Folgenden aufgeführten Unterkapitel referenzieren die EFDM-Version 1.1 aus dem zugehörigen Git-Repository »Energy Flexibility Data Model« (Koch und Stöhr, 2025). Im Repository befinden sich die vollständigen Beschreibungen der einzelnen Elemente, die entsprechenden JSON-Schemata sowie Beispieldateien.

1.1 Kontext und Struktur

Das EFDM wurde erstmals 2019 im Rahmen des Forschungsprojekts SynErgie definiert und seither kontinuierlich weiterentwickelt (Lindner, 2024). Ziel des Modells ist es, alle technisch, energetisch und marktseitig relevanten Informationen abzubilden, die für eine anwendungsorientierte Beschreibung von Energieflexibilität aus Sicht von Industrieunternehmen und der Energiewirtschaft erforderlich sind. Mit wenigen Attributen sollen einerseits die Komplexität und der Umfang der ausgetauschten Daten reduziert, andererseits der Schutz sensibler Produktions- und Prozessinformationen gewährleistet werden (Buhl et al., 2021). Darüber hinaus ermöglichen die Integration aller relevanten Daten sowie die generische Modellierung des EFDM die Aggregation und Optimierung unterschiedlicher Flexibilitätsräume aus verschiedenen Ebenen der Produktionsautomatisierung (Weber et al., 2018; Lindner et al., 2022).

Das EFDM ist plattform- und protokollunabhängig konzipiert, orientiert sich jedoch am Informationsfluss und an der Architektur der Energiesynchronisationsplattform (ESP). In dieser dient das EFDM als zentrale Kommunikationsgrundlage – sowohl intern innerhalb einer Unternehmensplattform (UP) als auch extern mit marktbasierenden Softwareanwendungen, die über eine Marktplattform (MP) bereitgestellt werden (van Stiphoudt et al., 2025; Reinhart et al., 2018; van Stiphoudt et al., 2024).

Das EFDM ist objektorientiert konzeptioniert, um Daten systematisch, modular und flexibel zu strukturieren und verarbeiten zu können. Für die übergeordneten Klassen (siehe *Kapitel B.1.2, Abbildung 1*) und den Flexibilitätsraum sowie das Flexible-Last-Maßnahmen-Paket und das Flexible-Last-Maßnahmen-Ausführungsprotokoll ist die Datenstruktur durch jeweils ein JSON-Schema definiert. Durch die Zuweisung konkreter Daten können EFDM-Objekte abgeleitet werden, im Folgenden EFDM-Instanz genannt. Softwareanwendungen, die EFDM-Instanzen verarbeiten, werden als Services bezeichnet. Attribute bilden die kleinste beschreibbare Einheit des EFDM, thematisch gruppierte Attribute werden als Elemente bezeichnet. Im EFDM sind Klassen, Elemente und Attribute entweder

obligatorisch oder optional. Durch die Angabe optionaler Elemente kann der Freiheitsgrad eines Flexibilitätsraums gezielt eingeschränkt werden, z. B. durch einen Maximalwert für die Abrufhäufigkeit einer Flexiblen Last. Ein Verzicht auf optionale Elemente impliziert einen maximalen Freiheitsgrad, sofern keine anderen Einschränkungen bestehen.

Energieflexibilitätsdatenmodell (EFDM) v1.1

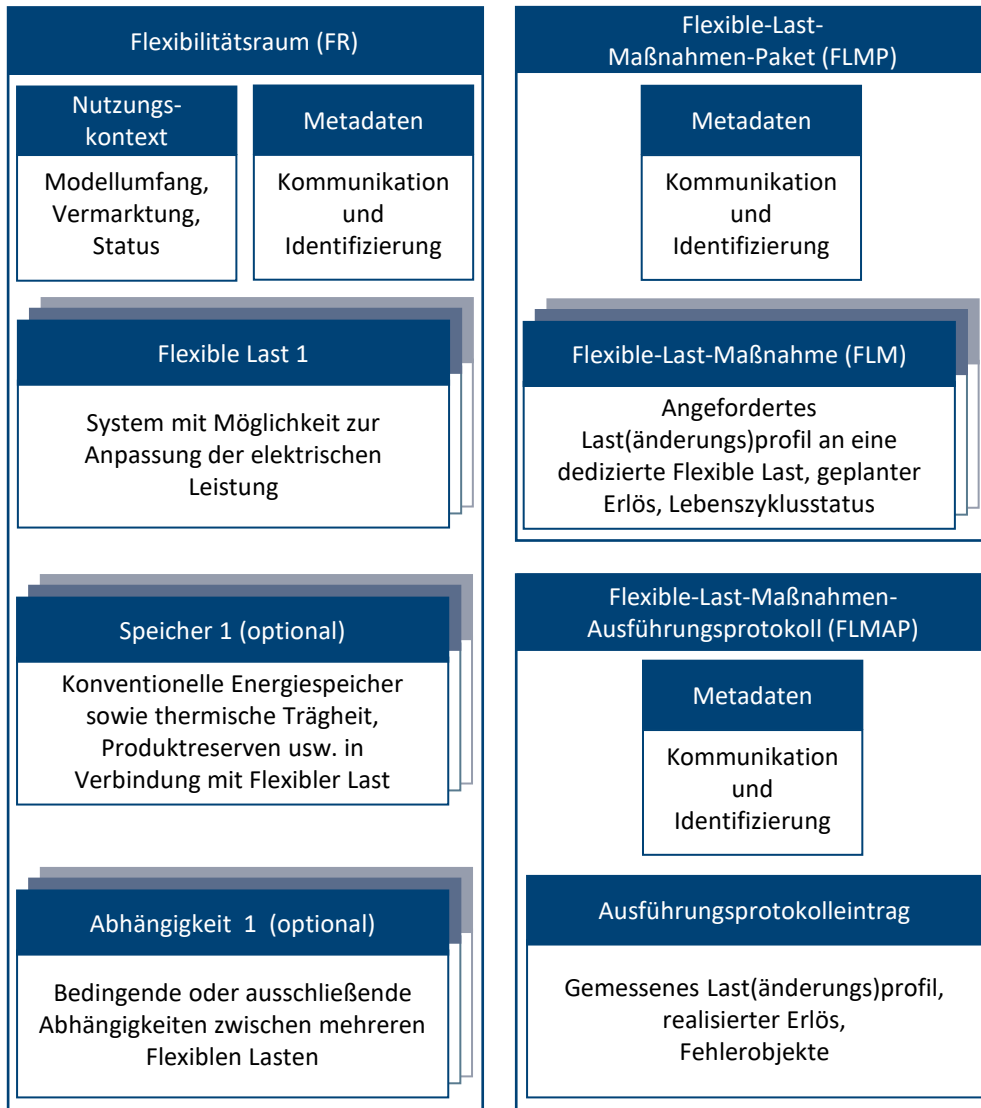


Abb. 1 Klassen des Energieflexibilitätsdatenmodells (EFDM) v. 1.1

1.2 Klassen des Energieflexibilitätsdatenmodells

Abbildung 1 zeigt die bisherigen und die neu hinzugefügten Klassen des EFDM, die im Folgenden näher erläutert werden. Für eine detaillierte Beschreibung der jeweiligen Elemente wird auf das Git-Repository verwiesen (Koch und Stöhr, 2025).

Ein **Flexibilitätsraum (FR)** beschreibt die Freiheitsgrade eines energieflexiblen Systems über die untergeordneten Klassen Metadaten, Nutzungskontext, Flexible Last, Abhängigkeit (optional) und Speicher (optional). Je nach Komplexität des energieflexiblen Systems variiert die Anzahl der Instanzen dieser untergeordneten Klassen im FR (Schott et al., 2019).

- Die Klasse **Nutzungskontext** beschreibt den Status, den Modellierungsumfang und die Vermarktbarkeit eines Flexibilitätsraums. Der aktuelle Prozessschritt der Vermarktung eines FRs wird über den Status dargestellt. Der Modellierungsumfang definiert, wie detailliert das Energieflexibilitätspotenzial erfasst wird – von allgemeinen technischen Eigenschaften bis hin zu spezifisch auf den Anwendungsfall zugeschnittenen Modellen. Zudem legt die Klasse fest, ob der Flexibilitätsraum auch außerhalb des Unternehmens vermarktbar ist und ob der Handelsprozess automatisiert ablaufen kann.
Enthaltene Elemente: Status, Modellierungsumfang, Vermarktung
- Die Klasse **Metadaten** enthält für die Verarbeitung von EFDM-Instanzen Elemente, die eine eindeutige Identifizierung und Kontextualisierung sowohl für automatische als auch für manuelle Verwendung erlauben.
Enthaltene Elemente: Instanz-ID, EFDM-Version, Erstellung, Modifizierung, Kommentar, Kompositionseinträge
- Eine **Flexible Last** beschreibt ein technisches System oder das Zusammenspiel verschiedener technischer Systeme, die das Potenzial haben, eine Leistungsänderung durchzuführen. Dies umfasst sowohl Erzeuger als auch Verbraucher von elektrischer Leistung (Buhl et al., 2021). Je nach Betrachtungsweise können sowohl die absoluten Leistungswerte als auch die Abweichung vom geplanten Lastgang als potenziell umzusetzende Leistungszustände definiert werden (Schott et al., 2019).
Enthaltene Elemente: Flexible-Last-ID, Reaktionsdauer, Gültigkeitszeitraum, Leistungszustände (Leistung, Dauer, Referenzpunkt, Reihenfolge), Abrufhäufigkeit, Modulationsanzahl, Leistungsgradienten, Regenerationsdauer, Kosten, Preise, Buchungsbestätigungsfrist, Standort
- Im Energieflexibilitätsdatenmodell beschreibt der Begriff **Speicher** klassische Energiespeichersysteme wie Batterien sowie Speicherpotenziale industrieller Prozesse, etwa Lagerbestände, thermische Trägheit oder Zwischenproduktreserven. Die gespeicherte Energie muss nicht in elektrischer Form vorliegen – auch Wärme-, Kälte- oder Druckluftspeicher sind möglich, sofern der Speicher mit einer Flexiblen Last verknüpft ist (Schott et al., 2019).
Elemente der Speicher-Klasse: Speicher-ID, Nutzbare Speicherkapazität, Anfangsenergiegehalt, Zielenergiegehalt, Energieverluste, Versorgungssysteme (mit Wirkungsgrad), Nicht beeinflussbarer Energiebedarf, Kosten

- Über die Klasse **Abhängigkeit** lassen sich Einschränkungen und Wechselwirkungen zwischen mehreren Flexiblen Lasten innerhalb eines Flexibilitätsraums abbilden. So kann beispielsweise die Aktivierung einer Flexiblen Last die Nutzung einer anderen bedingen oder ausschließen. Dadurch können zulässige Betriebspunkte des Gesamtsystems realistischer dargestellt werden, ohne negative Auswirkungen auf Prozesse oder Produktqualität zu haben (Buhl et al., 2021). Enthaltene Elemente: Abhängigkeits-ID, Auslösende Flexible Last, Ziel-Flexible-Last, Logische Verknüpfung, Anwendungsdauer, Anwendungsbedingungen

Das **Flexible-Last-Maßnahmen-Paket (FLMP)** bündelt Maßnahmen, die auf dedizierte Flexible Lasten ausgerichtet sind. Es enthält eine oder mehrere Flexible-Last-Maßnahmen sowie zugehörige Metadaten.

- Eine **Flexible-Last-Maßnahme (FLM)** beschreibt ein konkretes Laständerungsprofil, das von einer bestimmten Flexiblen Last innerhalb eines Flexibilitätsraums (FR) umzusetzen ist. Zudem wird in dieser Klasse der zu erwartende Erlös bei Umsetzung der Maßnahme definiert. Wie auch bei einer Flexiblen Last können je nach Perspektive sowohl die absoluten Leistungswerte als auch die Abweichung vom geplanten Lastgang als Leistungszustände definiert sein.
- Elemente: Flexible-Last-Maßnahme-ID, Flexible-Last-ID, Status, Laständerungsprofil, Erlös

Das **Flexible-Last-Maßnahmen-Ausführungsprotokoll (FLMAP)** protokolliert die Maßnahmen, die an dedizierte Flexible Lasten adressiert wurden. Es enthält eine oder mehrere Ausführungseinträge sowie zugehörige Metadaten.

Ein **Ausführungsprotokolleintrag** ist einer Flexible-Last-Maßnahme zugeordnet und enthält das während der Ausführung einer FLM tatsächlich gemessene Laständerungsprofil, den realisierten Erlös sowie gegebenenfalls Fehlerinformationen.

Elemente: Flexible-Last-Maßnahme-ID, Laständerungsprofil, Erlös, Fehlerobjekte

1.3 Erweiterungen im Energieflexibilitätsdatenmodell

Im Rahmen der dritten Förderphase zeigte sich, dass insbesondere Informationen zum Nutzungskontext und zum Lebenszyklus eines Flexibilitätsraums notwendig sind, um Energieflexibilität realistisch beschreiben und automatisiert umsetzen zu können. Dies machte auch eine Protokollierung sowie kleinere Anpassungen an den Modellen erforderlich. Aus diesem Grund wurden für die Version 1.1 des Energieflexibilitätsdatenmodells die folgenden Änderungen vorgenommen.

Elementerweiterungen und -änderungen

- Reaktionsdauer: Erweiterung um Minimal- und Maximalwerte, damit ein Schwankungsbereich abgebildet werden kann, falls die Reaktionsdauer in der Praxis nicht exakt vorhersehbar ist

- Referenzpunkt Leistungszustände: Je nach Referenzpunkt kann der Leistungszustand als absoluter Leistungswert (Referenz »Null«) oder als Abweichung von der geplanten Last definiert werden.
- Referenzpunkt Erlös FLM: Je nach Perspektive kann sich der Erlös auf eine Kosteneinsparung oder die Gesamtkosten beziehen.
- Restrukturierung von Objekten im Schema
- Erweiterung der unterstützten Währungseinheiten auf sämtliche internationalen ISO-4217-Währungscode (ISO, 2015) für Kosten und Preise

Status im EFDM-Instanz-Lebenszyklus

- Im Flexibilitätsraum wird der Status der EFDM-Instanz innerhalb ihres Lebenszyklus angegeben. Eine Instanz beginnt im Entwurfsstatus (draft), kann verfügbar (available), angeboten (offered), reserviert (reserved), aktiv durch Maßnahmen genutzt (measuresRequested) und schließlich abgeschlossen (finalized) werden.

Der Status einer Flexible-Last-Maßnahme kennzeichnet deren aktuellen Fortschritt im Prozess zur Erbringung von Energieflexibilität. Eine FLM kann dabei im Entwurf (draft), einsatzbereit (toExecute), aktuell in Ausführung (inExecution), erfolgreich umgesetzt (executed), nur teilweise umgesetzt (partiallyExecuted), fehlgeschlagen (failed) oder storniert (canceled) sein.

Ein ausführliches Anwendungsbeispiel zur Nutzung der Statusinformationen findet sich *in Kapitel B.2*.

Modellierungsumfang

Der Modellierungsumfang ordnet EFDM-Instanzen entlang des Weges zur praktischen Anwendung ein und kontextualisiert damit ihren jeweiligen Zweck. *Abbildung 2* stellt dies grafisch dar.

- `generalTechnicalPotential`: Die Beschreibung der Energieflexibilität umfasst allgemeingültige technische Eigenschaften und Restriktionen. Das Modell enthält keine Informationen zu Betriebsstrategien, Produktionsplänen oder weiteren Limitierungen, die sich aus dem spezifischen Einsatz der Anlage oder des Systems ergeben.
- `operationalPotential`: Die Energieflexibilität wird vollständig im Kontext des Produktionsumfelds betrachtet und enthält alle notwendigen Informationen, die für eine Nutzbarmachung der Energieflexibilität erforderlich sind. Das Modell beschreibt das größtmögliche umsetzbare Energieflexibilitätspotenzial – unabhängig vom konkreten Anwendungsfall.
- `applicationTailoredPotential`: Das Modell beschreibt ein auf einen konkreten Anwendungsfall zugeschnittenes Potenzial. So kann beispielsweise ein Energiemarkt ausschließlich die Verwendung der Klasse Flexible Last mit Haltedauern im 15-Minuten-Raster erfordern.

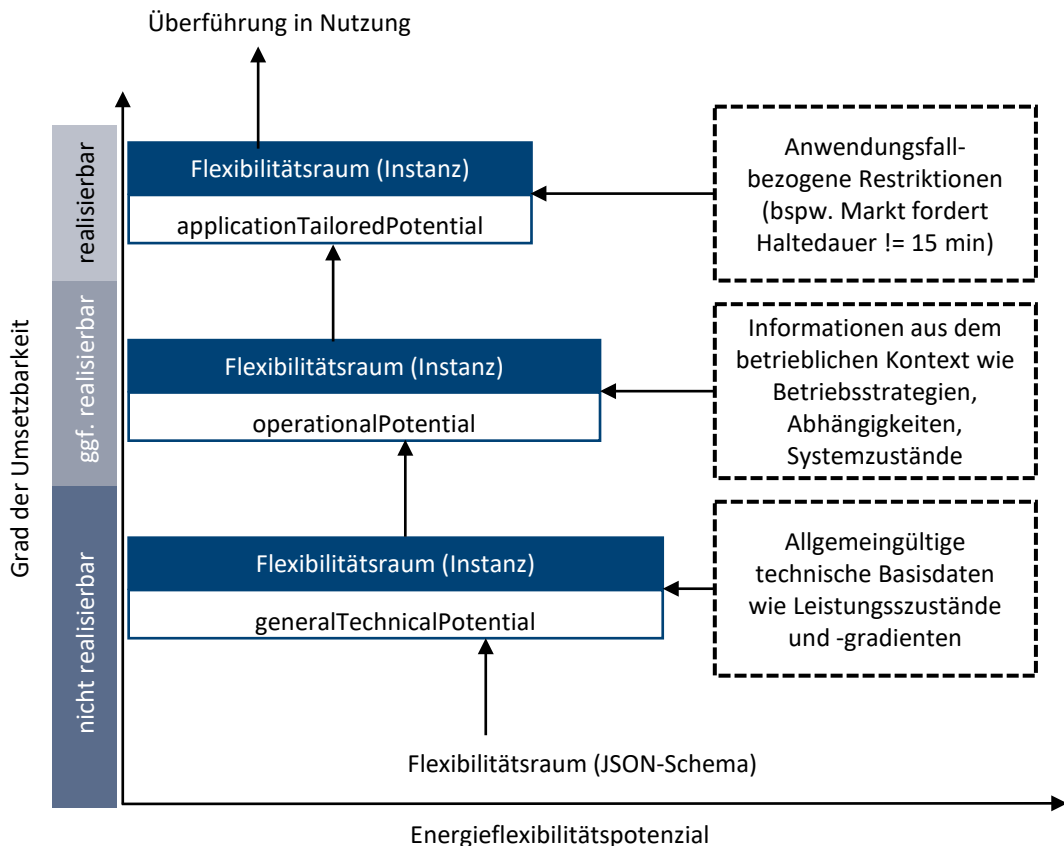


Abb. 2 Einordnung und Verwendung des EFDM-Modellierungsumfangs

Vermarktung

Für die Vermarktung eines Flexibilitätsraums wird angegeben, ob auch eine Nutzung bzw. Vermarktung außerhalb des Unternehmens stattfinden darf (`externallyTradeable`) und ob der Handelsprozess automatisiert erfolgen kann (`autoTradeable`). Beide Angaben erfolgen als Ja/Nein-Werte (Boolean).

Aufteilung und Zusammenführung von Energieflexibilität

Wird ein Flexibilitätsraum in mehrere Flexibilitätsräume aufgeteilt oder werden mehrere Flexibilitätsräume zu einem Flexibilitätsraum zusammengeführt, wird dieser Vorgang über Kompositionseinträge (`compositionRecords`) dokumentiert. Gleiches gilt für die Aufteilung und Zusammenführung von Flexible-Last-Maßnahmen. So bleibt nachvollziehbar, welche EFDM-Instanzen bei einer Aufteilung oder Zusammenführung beteiligt waren und welche Rolle sie dabei eingenommen haben.

Ausführungsprotokoll

Um Abweichungen zwischen beauftragtem und tatsächlich realisiertem Lastprofil zu quantifizieren, wird die neue Klasse Ausführungsprotokoll eingeführt. Ein Ausführungsprotokoll ist einer Flexible-Last-Maßnahme zugeordnet und enthält sowohl das während der Ausführung tatsächlich gemessene Laständerungsprofil als auch gegebenenfalls aufgetretene Fehlerinformationen. Ein Beispiel des Ausführungsprotokolls findet sich in *Kapitel B.2*.

1.4 Webapplikation EFDM-GUI

Im Rahmen der Projektarbeit wurde eine grafische Benutzeroberfläche (GUI) für das EFDM entwickelt und für die dritte Förderphase auf die EFDM-Version 1.0 erweitert.

Ein Update des EFDM-GUI auf die EFDM-Version 1.1 befindet sich derzeit in der Umsetzung. Das EFDM-GUI ist eine webbasierte Anwendung zur einfachen Erstellung von EFDM-Instanzen. Damit können technische und energetisch relevante Informationen zu Speichern, Flexiblen Lasten, deren Abhängigkeiten sowie konkreten Flexible-Last-Maßnahmen erfasst werden. Die Anwendung unterstützt den schrittweisen Aufbau der Modellklassen über eine strukturierte Benutzeroberfläche und erlaubt auch den Import und die Bearbeitung bestehender Modelle. Mit dem GUI kann in einem ersten Schritt erprobt werden, ob sich die reale Energieflexibilität über das EFDM abbilden lässt. Anschließend kann die EFDM-JSON-Instanz als Ausgangspunkt für eine automatisierte EFDM-Generierung mittels Konnektoren dienen (Koch und Lindner, 2023). Das EFDM-GUI erleichtert damit die Generierung von EFDM-Instanzen, die als standardisierte Modelle eine effiziente Nutzung, Aggregation und Vermarktung von Energieflexibilitätspotenzialen ermöglichen.

2 Literatur

BUHL, H.U., S. DUDA, P. SCHOTT, M. WEIBELZAHL, S. WENNINGER, G. FRIDGEN, S.P. MENCI, M. SCHÖPF, C. VAN STIPHOUT, M. WEIGOLD und M. LINDNER, 2021. Das Energieflexibilitätsdatenmodell der Energiesynchronisationsplattform [online]. Kernkompetenzzentrum FIM. Verfügbar unter: doi:10.24406/IGCV-N-642370

ISO – International Organization for Standardization 2015. ISO 4217:2015 – Codes for the representation of currencies [Zugriff am: 23.07.2025]. Verfügbar unter: <https://www.iso.org/standard/63545.html>

KOCH, T. und M. LINDNER, 2023. EFDM-GUI [Software]. Verfügbar unter: doi:10.5281/zenodo.15799936

KOCH, T. und M. STÖHR, 2025. Energy Flexibility Data Model (EFDM) (1.1.0) [online]. Verfügbar unter: doi:10.5281/zenodo.15525418

LINDNER, M., 2024. Method for Data-Driven Automated Parameterization of Energy Flexibility Models of Production Systems [online]. Verfügbar unter: doi:10.26083/tuprints-00028825

LINDNER, M., S. WENNINGER, G. FRIDGEN und M. WEIGOLD, 2022. Aggregating Energy Flexibility for Demand-Side Management in Manufacturing Companies – A Two-Step Method. In: B.-A. BEHRENS, A. BROSIUS, W.-G. DROSSEL, W. HINTZE, S. IHLENFELDT und P. NYHUIS, Hrsg. Production at the Leading Edge

of Technology. Proceedings of the 11th Congress of the German Academic Association for Production Technology (WGP), Dresden, September 2021. Cham: Springer International Publishing, S. 631–638. ISBN 978-3-030-78424-9

REINHART, G., L. BANK, M. BRUGGER, S. ROTH, P. SIMON, T. BAUERNHANSL, D. BAUER, E. COLANGELO, H. EIGENBROD, A. GRIGORJAN, L. PFEILSTRICKER, D. SCHEL, F. SCHULZ, G. FRIDGEN, F. HERING, R. KELLER, P. SCHOTT, M. JARKE, R. AHRENS und B. MEYER, 2018. Konzeption der Energiesynchronisationsplattform [online]. Verfügbar unter: doi:10.5281/zenodo.1412977

SCHOTT, P., J. SEDLMEIR, N. STROBEL, T. WEBER, G. FRIDGEN und E. ABELE, 2019. A Generic Data Model for Describing Flexibility in Power Markets [online]. *Energies*, 12(10), 1893. Verfügbar unter: doi:10.3390/en12101893

VAN STIPHOUDT, C., S. POTENCIANO MENCI, C. KAYMAKCI, S. WENNINGER, D. BAUER, S. DUDA, G. FRIDGEN und A. SAUER, 2024. Energy Synchronization Platform Concept to Enable and Streamline Automated Industrial Demand Response [online]. *Energy Proceedings* 42. Verfügbar unter: doi:10.46855/energy-proceedings-10990

VAN STIPHOUDT, C., S. POTENCIANO MENCI, C. KAYMAKCI, S. WENNINGER, D. BAUER, S. DUDA, G. FRIDGEN und A. SAUER, 2025. The Energy Synchronization Platform Concept in the Model Region Augsburg to Enable and Streamline Automated Industrial Demand Response [online]. *Applied Energy* 388, 125455. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.apenergy.2025.125455

WEBER, T., D. SCHEL, P. SCHOTT, D. BAUER, J. PULLMANN, E. ABELE, T. BAUERNHANSL, G. FRIDGEN und M. JARKE, 2018. Generic Data Model for Describing Real-Time Data-Supported Power Flexibility. Essen: SmartER Europe, Februar 2018. Verfügbar unter: <https://www.fim-rc.de/Paperbibliothek/Veroeffentlicht/746/wi-746.pdf>





B.2

Energiesynchronisationsplattform

Management Summary

Die Energiesynchronisationsplattform adressiert den gesamten Prozess des automatisierten Energieflexibilitätshandels – von der Maschine bis zu den Vermarktungsservices – und bildet so das übergeordnete Gesamtkonzept eines digitalen Ökosystems zur Realisierung industrieller Energieflexibilität. Im vorliegenden Kapitel werden die jüngsten Erweiterungen der Plattform vorgestellt. Ein Leitfaden zur Umsetzung energieflexibler Industrial Internet of Things (IIoT)-Plattformen liefert ein methodisches Vorgehensmodell, mit dem bestehende IIoT-Plattformen schrittweise zur voll funktionsfähigen Unternehmensplattform transformiert werden können. Die aktualisierte Referenzarchitektur der Unternehmensplattform spezifiziert neue Komponenten, Abläufe und Schnittstellen, während die neuen Statusinformationen und Ausführungsprotokolle des Energieflexibilitätsdatenmodells in zentrale Prozesse integriert werden. Standardisierte Schnittstellen gewährleisten die nahtlose Interoperabilität der Unternehmensplattform mit angebundenen Systemen.

Autorenverzeichnis

Bauernhansl, Thomas
thomas.bauernhansl@ipa.fraunhofer.de
Fraunhofer-Institut für Produktionstechnik und
Automatisierung IPA
Nobelstraße 12
70569 Stuttgart

Birkle, Tobias
tobias.birkle@gft.com
GFT Software Solutions GmbH
Reichenaustrasse 39a
78467 Konstanz

Drießen, Elisa
elisa.driessen@gft.com
GFT Software Solutions GmbH
Reichenaustrasse 39a
78467 Konstanz

Schimmelpfennig, Jens
jens.schimmelpfennig@softwareag.com
Software GmbH
Altenkesseler Straße 17
66115 Saarbrücken

Schlereth, Andreas
andreas.schlereth@ipa.fraunhofer.de
Fraunhofer-Institut für Produktionstechnik und
Automatisierung IPA
Nobelstraße 12
70569 Stuttgart

Stöhr, Matthias
matthias.stoehr@ipa.fraunhofer.de
Fraunhofer-Institut für Produktionstechnik und
Automatisierung IPA
Nobelstraße 12
70569 Stuttgart

Tordy, Robert
robert.tordy@virtualfortknox.de
Virtual Fort Knox AG
Bergstraße 96
69121 Heidelberg

Winter, Christian
christian.winter@softwareag.com
Software GmbH
Umlandstr. 12
64297 Darmstadt

1 Energiesynchronisationsplattform

Die automatisierte Erfassung und Verarbeitung von Energieflexibilitätsdaten mittels maßgeschneiderter Informations- und Kommunikationstechnik ist nicht nur für die Minimierung und Optimierung von Energiekosten unerlässlich, sondern bildet zugleich die Grundlage, um Energieflexibilität digital am Energiemarkt anzubieten (Menci et al., 2021; VDI 5207 Blatt 3, 2023). Die Energiesynchronisationsplattform (ESP) zielt darauf ab, den gesamten Prozess des Energieflexibilitätshandels von der Maschine bis zu den Vermarktungsservices zu standardisieren und zu automatisieren. Hierfür ist insbesondere die Integration von Energieflexibilitätsmaßnahmen in die Produktionsplanung und -steuerung des Industrieunternehmens notwendig.

Im Unterschied zu herkömmlichen, rein softwarebasierten Lösungen versteht sich die ESP als übergeordnetes Gesamtkonzept, in dem zwei Teilplattformen – die Unternehmensplattform (UP) und die Marktplattform (MP) – zusammenwirken (Abbildung 1). Über die MP können flexibilitätsorientierte Services zwischen Serviceanbieter und Unternehmen vermittelt werden und die Services einer UP ergänzen. Die ESP definiert die Rahmenbedingungen, Architektur- und Datenmodelle, standardisierten Schnittstellen sowie Rollen- und Stakeholder-Strukturen und legt die Sicherheitsanforderungen fest (Ahrens et al., 2022; Bauernhansl et al., 2019; Schott et al., 2018; Bauer et al., 2017).

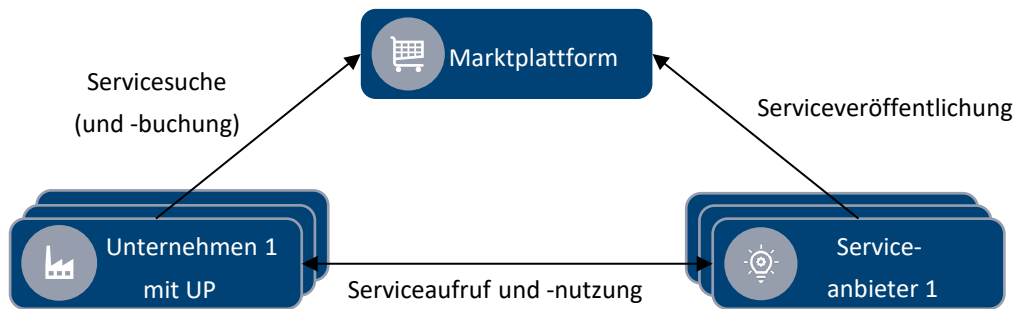


Abb. 1 Übergeordnetes Zusammenspiel von Marktplattform, Unternehmensplattform und Serviceanbietern (Ahrens et al. 2022)

Die grundlegende Architektur beider Teilplattformen ist in der ESP-Referenzarchitektur beschrieben (Menci et al., 2021; VDI 5207 Blatt 3, 2023). IT-Sicherheitsrisiken und -bedrohungen werden in einem ergänzenden Security Guide ausführlich behandelt, der sowohl bei der Entwicklung als auch im Betrieb einer ESP zu berücksichtigen ist (Oeder et al., 2022).

Ein zentrales Akzeptanzkriterium für die ESP ist die erfolgreiche Implementierung und Validierung ihrer Konzepte, Lösungen und Werkzeuge in der Systemlandschaft von Industrieunternehmen (siehe Kapitel B.3 und B.4). Die aus den Validierungsprozessen gewonnenen Erkenntnisse fließen als

Erweiterungen in die Referenzarchitektur ein und führen zur Entwicklung neuer Methoden und Tools, die den Transfer der ESP in die Anwendungspraxis erleichtern. Wichtige Neuerungen der ESP werden im Folgenden vorgestellt. Der Schwerpunkt liegt hierbei auf der UP und den Erweiterungen ihrer Referenzarchitektur.

1.1 Umsetzung energieflexibler IIoT-Plattformen als Unternehmensplattform

Die Erweiterung der UP-Referenzarchitektur von einem Greenfield-Ansatz hin zur Nutzung bestehender IIoT-Plattformen als Grundlage für die Umsetzung der UP erfordert eine Reihe von Überarbeitungen und Präzisierungen. Ziel ist es, Anbietern, Betreibern und Entwicklern einen Leitfaden an die Hand zu geben, der sie bei der schrittweisen Transformation ihrer IIoT-Lösungen zu voll funktionsfähigen, energieflexiblen UPs unterstützt – von der automatisierten Datenerfassung über die Integration des standardisierten Energieflexibilitätsdatenmodells (EFDM) bis hin zur innerbetrieblichen Optimierung und Vermarktung von Energieflexibilität (Abbildung 2).

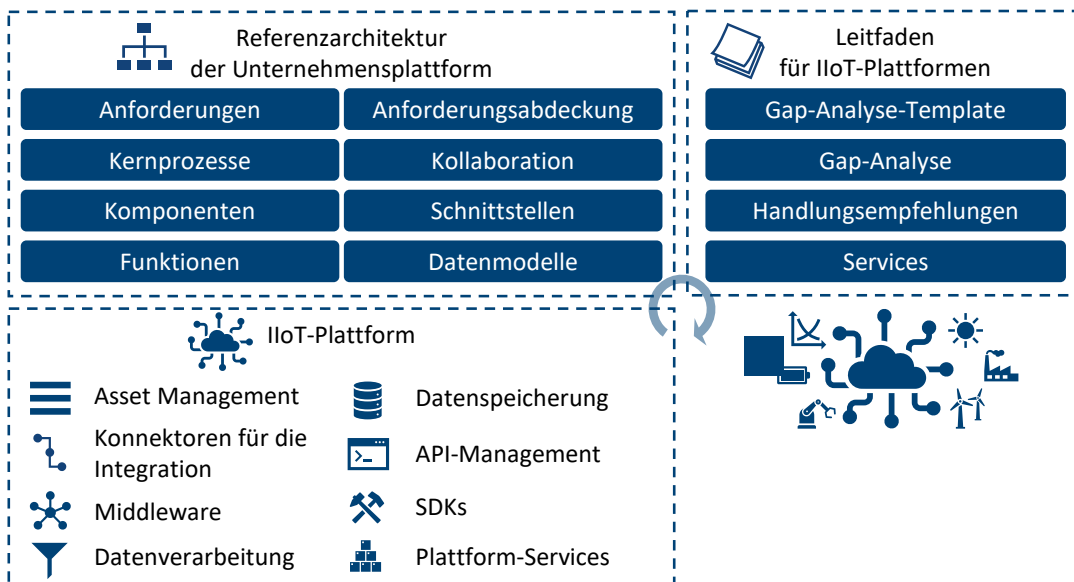


Abb. 2 Schritt für Schritt von der eigenen IIoT-Plattform zur energieflexiblen Unternehmensplattform

Die UP-Referenzarchitektur enthält detaillierte Spezifikationen zu Anforderungen, Kernprozessen, Abläufen und Komponenten (*siehe Kapitel B.2.1.2*). Sie verknüpft das EFDM mit den zentralen Prozessen (*siehe Kapitel B.2.1.3*) und definiert standardisierte Schnittstellen zu angrenzenden Unternehmens- und Marktsystemen (*siehe Kapitel B.2.1.4*). Dabei setzt sie auf etablierte Technologien und Datenformate, um Interoperabilität und Skalierbarkeit sicherzustellen (*siehe Kapitel B.2.1.3* und *Kapitel B.1*).

IloT-Plattformen bieten sich als Ausgangspunkt für eine UP an, da sie bereits über folgende zentrale Bausteine verfügen:

- Native Konnektoren für die Anbindung heterogener Automatisierungs- und Leitsysteme
- Middleware-Schicht zur Nachrichtenvermittlung und Orchestrierung
- Dienste für Datenpersistenz, -verarbeitung, APIs und SDKs
- Dienste für das Asset-Management und den Plattformbetrieb

Damit erfüllen IloT-Plattformen bereits grundlegende Betriebsanforderungen der UP-Referenzarchitektur, darunter Integrationsmechanismen, Datenverarbeitungs- und Speicherfunktionen sowie Kommunikations- und Plattformfunktionen. Auch sicherheitsrelevante Funktionen sind bereits vielfach implementiert und können im Rahmen der UP ergänzt werden. Dennoch bleiben spezifische Anforderungen zur Anwendung des EFDM und zur Energieflexibilitätsvermarktung unberührt, und notwendige Kernkomponenten der UP-Referenzarchitektur sind noch nicht abgebildet, etwa der Energieflexibilitätsmanagementservice oder die Vermarktungskomponente.

Der »Leitfaden für die Umsetzung energieflexibler IloT-Plattformen« (Schlereth et al., 2025) bietet hierfür ein methodisches Vorgehensmodell für die Entwicklung digitaler Plattformen zur Automatisierung und Vermarktung von Energieflexibilität. Im Zentrum steht eine Gap-Analyse, die systematisch Lücken zwischen dem Ist-Zustand einer IloT-Plattform und der Soll-Architektur identifiziert und daraus den konkreten Handlungsbedarf ableitet (*Abbildung 3*).

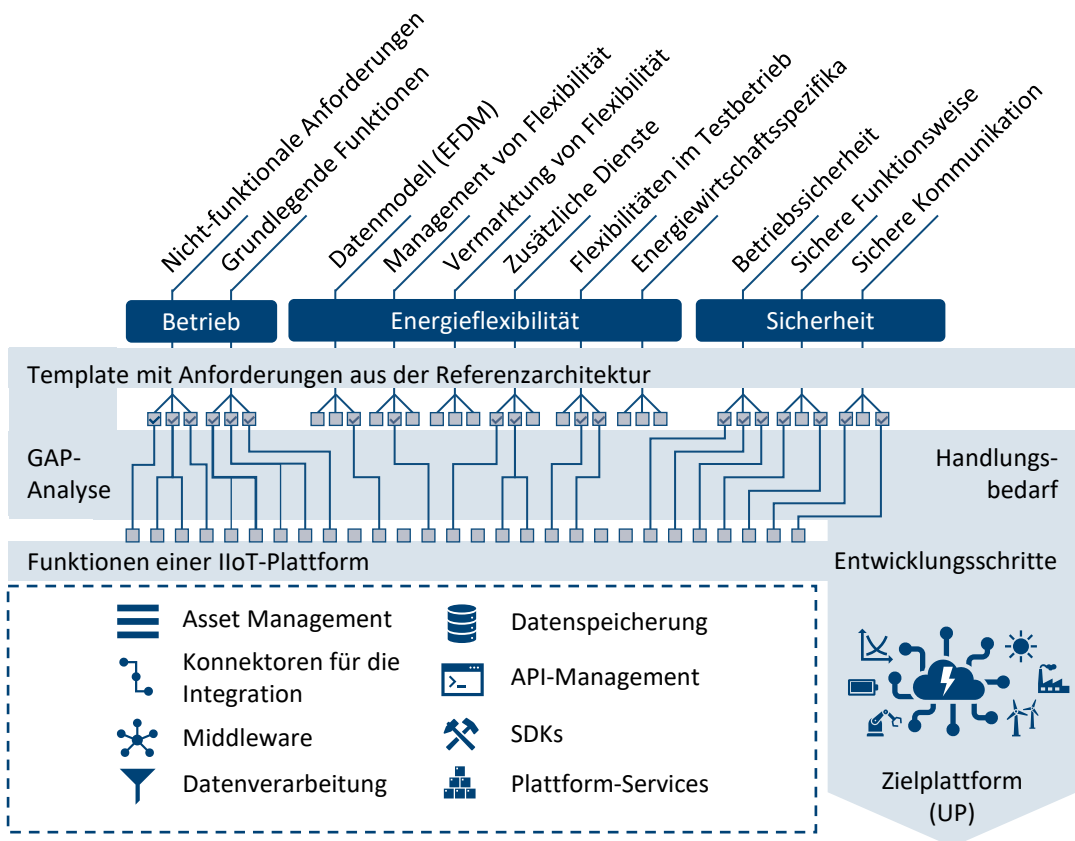


Abb. 3 Vorgehensmodell aus dem Leitfaden für die Umsetzung energieflexibler IIoT-Plattformen

Die Abbildung illustriert den Ablauf, ausgehend von den Anforderungen über die Gap-Analyse bis hin zur Planung der Entwicklungsschritte. Im oberen Bereich der Abbildung sind die Haupt- und Unterkategorien der Anforderungen aus der UP-Referenzarchitektur aufgeführt. Sie enthalten 52 Funktions-, 15 Sicherheits- sowie acht Qualitäts- und Performance-Anforderungen und werden durch Vorgaben aus dem Security Guide ergänzt (Oeder et al., 2022). Für jede Anforderung werden passende Funktionen und Komponenten der IIoT-Plattform ermittelt und zugeordnet. So werden die Ausgangslage und der Handlungsbedarf ersichtlich, und Anbieter von IIoT-Plattformen können notwendige Erweiterungen und Entwicklungsschritte identifizieren und in ihrer Planung berücksichtigen.

1.2 Erweiterter Aufbau der Unternehmensplattform

Die erweiterte UP-Referenzarchitektur berücksichtigt neue Erkenntnisse aus der Validierung und rückt IIoT-Plattformen als technologische Basis für ein marktfähiges Angebot stärker in den Mittelpunkt. Die Anforderungsliste der UP-Referenzarchitektur umfasst hierfür neben allgemeinen Betriebsanforderungen auch Anforderungen an die grundlegenden Funktionen einer IIoT-Plattform. Weiterhin beinhaltet sie spezifische Anforderungen zur Realisierung von Energieflexibilität (einschließlich der Nutzung des EFDM), das Management von Energieflexibilität, deren Vermarktung sowie die Integration zusätzlicher Services. Ergänzt wird die Anforderungsliste durch energiewirtschaftsspezifische Anforderungen zur Anpassung an marktspezifische Gegebenheiten sowie durch Sicherheitsanforderungen an Infrastruktur, Betrieb und Funktionsweise der Plattform.

Abbildung 4 zeigt die Komponenten und Services der aktualisierten UP-Referenzarchitektur. Dabei sind notwendige Elemente blau und optionale hellblau gekennzeichnet. Der Datenaustausch erfolgt über EFDM-konforme Nutzdaten (dunkelblaue Pfeile) oder beliebige Formate (graue Pfeile).

Um Energieflexibilität automatisiert zu erfassen und über die UP bereitzustellen, müssen Unternehmenssysteme angebunden werden – von Maschinen und Anlagen bis hin zu Systemen für die Produktionsplanung und Steuerung (PPS), die Fertigungssteuerung (MES) oder die Unternehmensressourcenplanung (ERP). Dabei gilt es, energieflexibilitätsrelevante Daten zu erfassen, beauftragte Flexible-Last-Maßnahmen auszuführen und den resultierenden Lastverlauf zu protokollieren. Für die Integration stehen drei Varianten zur Verfügung, von denen mindestens eine in der UP implementiert sein muss:

- Standardisiertes EFDM-Interface: Systeme liefern bereits EFDM-kompatible Daten und übertragen ihre Flexibilitäten direkt über eine standardisierte Schnittstelle (siehe *Kapitel B.2.1.4*).
- Konnektoren mit EFDM-Mapping: Daten liegen in proprietären Formaten vor; ein Konnektor übernimmt neben der UP-Anbindung auch die Transformation in das EFDM-Format.
- Konnektoren ohne EFDM-Mapping: Daten werden unverändert übermittelt; das EFDM-Mapping erfolgt in einem nachgelagerten UP-Service oder über eine Plattformfunktion.

Nach der Erfassung fungiert der Energieflexibilitätsmanagementservice (EFMS) als zentrales Repository für alle EFDM-Instanzen (Flexibilitätsräume, Flexible-Last-Maßnahmen, Flexible-Last-Maßnahmen-Ausführungsprotokolle). Der EFMS verwaltet deren Lebenszyklus, archiviert abgeschlossene Instanzen und speichert Protokolle zur Dokumentation des Lastverlaufs (siehe *Kapitel B.2.1.3*).

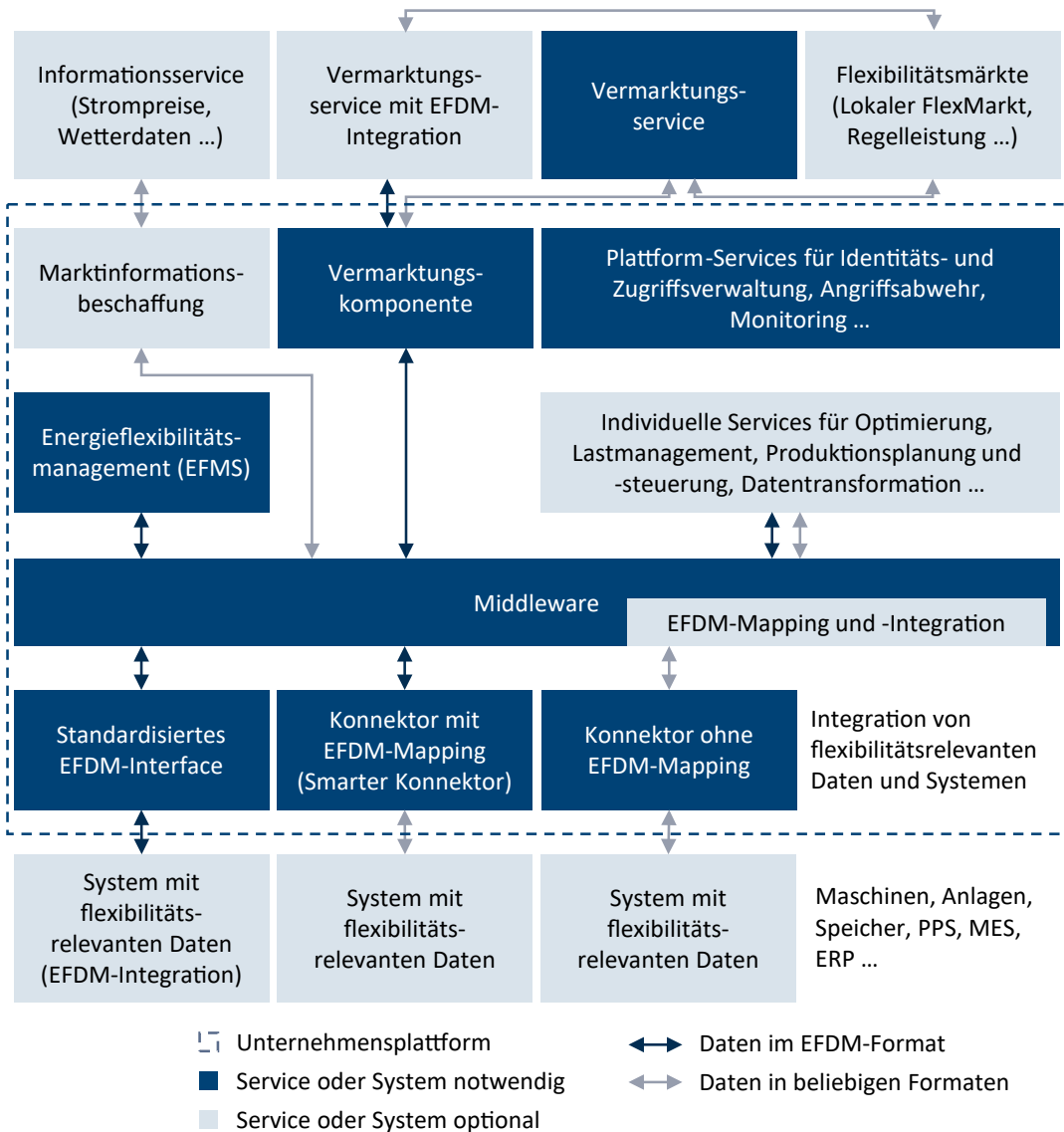


Abb. 4 Aufbau der Unternehmensplattform mit Darstellung der Komponenten und Kommunikationsbeziehungen

Eine Vermarktungskomponente stellt die Verbindung zwischen UP und externen Vermarktungsservices her und übernimmt mittels Marktadapter die Transformation zwischen EFDM und markt-spezifischen Datenmodellen. Sie unterstützt dabei zwei Service-Varianten:

- Vermarktungsservices mit EFDM-Support: Einfachere Anbindung an die Märkte durch die Anwendbarkeit eines standardisierten Marktadapters auf Basis des EFDM.
- Vermarktungsservices ohne EFDM-Support: Verschiedene Marktadapter mit Transformatoren innerhalb der Vermarktungskomponente sind nötig, um EFDM-Daten in marktspezifische Inserate zu überführen.

Externe Informationsservices, etwa für Strompreisprognosen oder Wetterdaten, liefern entscheidungsrelevante Informationen für Vermarktung und innerbetriebliche Optimierung. Sie werden über Konnektoren zur Marktinformationsbeschaffung eingebunden. Auch weitere externe Dienste wie Optimierungsservices können über entsprechende Konnektoren in die UP eingebunden werden.

Darüber hinaus stehen optional verschiedene Unternehmensservices zur Verfügung, beispielsweise für Produktionsplanung und -steuerung, Lastmanagement oder die Komposition von Flexibilitätsräumen (Zusammenführung, Aufteilung etc.).

Die Middleware ist die zentrale Komponente der UP: Sie vermittelt Informationen zwischen den Komponenten, unterstützt offene und standardisierte Kommunikationsprotokolle und ermöglicht einen modularen Plattformaufbau. Plattformdienste wie Identitäts- und Zugriffsverwaltung, Monitoring und Zertifikatsmanagement sorgen für einen stabilen, sicheren und transparenten Betrieb aller UP-Komponenten.

Ergänzend zur Beschreibung des erweiterten Aufbaus der UP werden im Folgenden wesentliche Aspekte der Integration des EFDM in die UP-Prozesse beschrieben.

1.3 Anwendung des EFDM in der Unternehmensplattform

Energieflexibilität wird in der UP anhand des EFDM beschrieben. Die EFDM-Instanzen werden dabei entlang der zentralen UP-Prozesse zwischen den UP-Komponenten ausgetauscht. Parallel zur Validierung und Erweiterung der Referenzarchitektur wird auch das EFDM fortlaufend weiterentwickelt, um neue Anforderungen aus der UP zu berücksichtigen. So wurden mit dem Übergang von Version 1.0 auf Version 1.1 des EFDM folgende Merkmale ergänzt:

- Statusinformationen für Flexibilitätsräume und Flexible-Last-Maßnahmen
- Vermarktungsspezifische Konfigurationen
- Kompositionseinträge zur Beschreibung der Aufteilung oder Zusammenführung von Flexibilitätsräumen

Alle Neuerungen von EFDM Version 1.1 sind in *Kapitel B.1* ausführlich dokumentiert.

Die neu eingeführten Statusinformationen ermöglichen eine durchgängige Nachverfolgung der EFDM-Instanzen entlang der UP-Prozesse und bilden die Basis für eine workflowgestützte Prozesssteuerung. Jede Statusänderung löst definierte Folgeaktionen aus und erlaubt, den Zustand von Flexibilitätsräumen und Flexible-Last-Maßnahmen zu überwachen. Je nach den Fähigkeiten der zugrunde liegenden IIoT-Plattform erfolgt die Automatisierung über Workflow-Management-Systeme (WMS), Funktionen der Middleware oder den zentralen Energieflexibilitätsmanagementservice.

Der Status eines Flexibilitätsraums kann folgende Zustände annehmen (*Abbildung 5*):

1. Entwurf (draft): Flexibilitätsraum ist im Erstellungsprozess und noch nicht verwertbar.
2. Verfügbar (available): Flexibilitätsraum steht für interne Optimierung oder externe Vermarktung bereit.
3. Angeboten (offered): Flexibilitätsraum wurde einem Nachfrager angeboten; eine Reservierung liegt bisher nicht vor. Rücknahme oder Anpassung sind daher noch möglich.
4. Reserviert (reserved): Flexibilitätsraum ist gebucht und muss jetzt im Bereitstellungsmodus gehalten werden, bis sein Gültigkeitszeitraum endet oder eine Flexible-Last-Maßnahme angefordert wird.
5. Maßnahmen angefordert (measuresRequested): Flexible-Last-Maßnahmen sind angefordert und werden ausgeführt; es wird bis zum Ablauf des Gültigkeitszeitraums oder zur vollständigen Erschöpfung des Flexibilitätsraums auf weitere Anforderungen gewartet.
6. Abgeschlossen (finalized): Flexibilitätsraum ist abgeschlossen und kann nicht weiterverwertet werden.

Für jede Flexible-Last-Maßnahme durchläuft die UP einen separaten Status-Workflow, während ihr übergeordneter Flexibilitätsraum im Zustand »Maßnahmen angefordert« verbleibt.

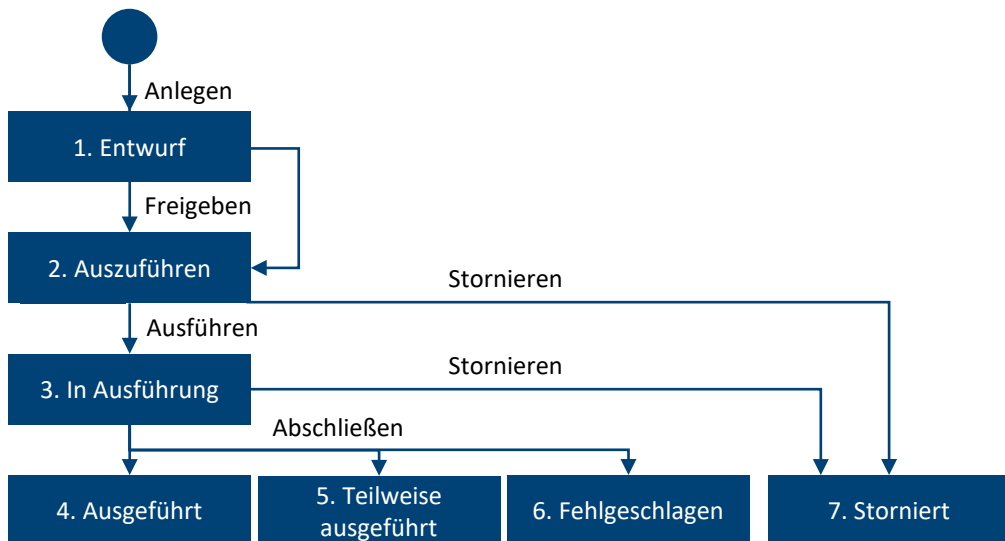


Abb. 6 Status-Workflow einer Flexible-Last-Maßnahme

Je nach Endzustand werden Erfolge, Teilerfolge oder Ausfälle dokumentiert. Um Abweichungen zwischen beauftragtem und tatsächlich realisiertem Lastprofil zu quantifizieren, wird die Klasse Flexible-Last-Maßnahmen-Ausführungsprotokoll verwendet. Es ist einer Flexible-Last-Maßnahme zugeordnet und enthält das während der Ausführung protokollierte Laständerungsprofil sowie gegebenenfalls Fehlerinformationen (Abbildung 7). Damit schafft die UP eine belastbare Grundlage für transparente Abrechnungsprozesse, ein Energieflexibilitätsmonitoring und gezielte Qualitätssicherungsmaßnahmen.

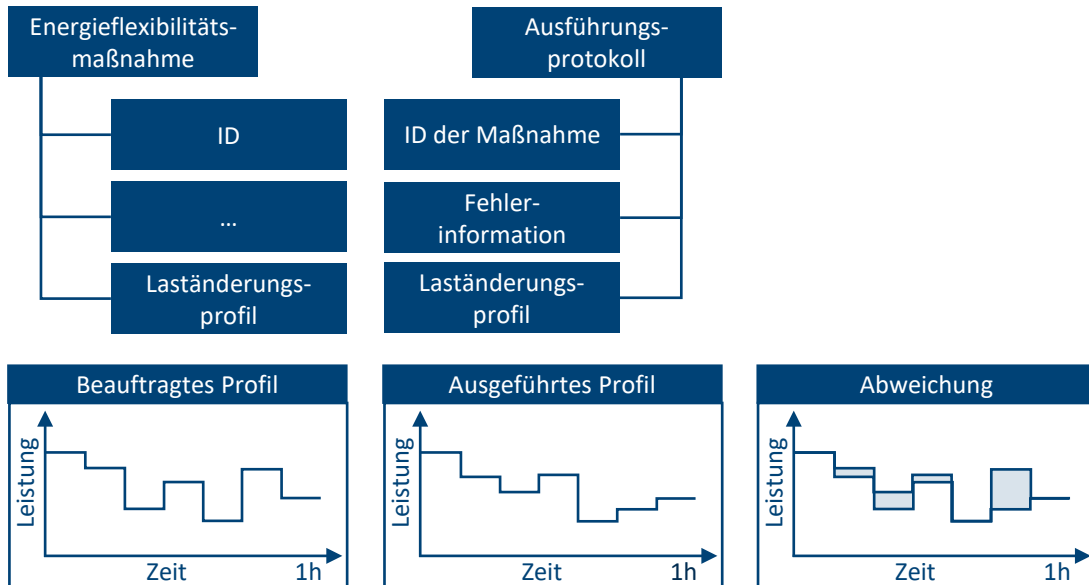


Abb. 7 Abweichung zwischen ausgeführtem Lastgang und ursprünglich beauftragtem Laständerungsprofil

1.4 Standardisierte Schnittstellen der Unternehmensplattform

Die UP-Referenzarchitektur ermöglicht es, interne Schnittstellen flexibel an die jeweiligen organisatorischen und technischen Gegebenheiten anzupassen. Für die Anbindung externer Systeme ist hingegen eine weitgehende Standardisierung erforderlich, um Interoperabilität und Wiederverwendbarkeit plattformübergreifend zu ermöglichen. Als gemeinsames Datenmodell dient dabei das EFDM. Wichtige externe Schnittstellen der UP sind

- das EFDM-Interface zur Integration von EFDM-kompatiblen Unternehmenssystemen sowie
- die Schnittstelle des standardisierten Vermarktungsservices.

Zur Spezifikation dieser Schnittstellen wurden drei Kommunikationsmuster in Betracht gezogen:

- **Synchrone Kommunikation:** Datenaustausch über Funktionsaufrufe nach dem Request-Response-Prinzip. Die Methoden- und Datendokumentation erfolgt mittels OpenAPI-Spezifikation (OpenAPI Specification, 2024).

- **Asynchrone Kommunikation:** Ereignisgesteuerter Nachrichtenaustausch, bei dem Systeme relevante Events abonnieren und über Nachrichten kommunizieren. Für die Dokumentation von Nachrichtenformaten und Protokollen wird die AsyncAPI-Spezifikation verwendet (AsyncAPI Specification, 2023).
- **Hybrider Ansatz:** Kombination aus synchronen Funktionsaufrufen und asynchronem Event-Austausch. Dieser Ansatz vereint unmittelbar abrufbare Operationen mit proaktiver Benachrichtigung.

Für das EFDM-Interface wurde der hybride Ansatz gewählt, da viele Unternehmenssysteme bereits synchrone APIs unterstützen und gleichzeitig asynchrone Events zur effizienteren Terminierung von Folgeprozessen genutzt werden können (*Abbildung 8*).



Abb. 8 Standard-Kommunikationsverlauf zwischen Unternehmenssystem und EFDM-Interface

Das EFDM-Interface ermöglicht die standardisierte Anbindung von Unternehmenssystemen, die das EFDM bereits unterstützen. Über den in *Abbildung 10* dargestellten Kommunikationsverlauf werden folgende Schritte realisiert:

- Ein Unternehmenssystem meldet einen neuen Flexibilitätsraum über das EFDM-Interface und abonniert alle zukünftigen zugehörigen Benachrichtigungen.
- Bei Reservierung des Flexibilitätsraums erhält das System eine entsprechende Benachrichtigung und hält die Energieflexibilität bereit.
- Werden Flexible-Last-Maßnahmen (paketierte) freigegeben, erhält das System eine Benachrichtigung, bezieht die Maßnahmen und löst die Ausführung aus.
- Für jede Flexible-Last-Maßnahme übermittelt das System das gemessene Laständerungsprofil oder informiert über Fehlerfälle.

Auf diese Weise unterstützt das EFDM-Interface nicht nur den Datenaustausch, sondern integriert auch die neuen Statusinformationen und Ausführungsprotokolle (siehe *Kapitel B.2.1.3*). Die vollständige Spezifikation des EFDM-Interfaces steht als Online-Dokumentation zur Verfügung (Stöhr, 2025).

Die in der Form weiterentwickelte ESP ermöglicht in Verbindung mit den in *Kapitel B.3* beschriebenen Standardisierungen eine vereinfachte und zugleich harmonisierte Implementierung in die Systemlandschaft von Industrieunternehmen und schafft die Grundlage für die Realisierung innovativer digitaler Werkzeuge und Plattformen (siehe *Kapitel B.4*).

2 Literatur

AHRENS, R., J. KÖBERLEIN, L. BANK, V. KALCHSCHMID, A. OEDER, A. SCHLERETH, A. GRIGORJAN, C. KAYMAKCI, D. SCHEL, D. BAUER, F. SCHULZ, R. LODWIG, T. BAUERNHANSL, A. SAUER, M. LINDNER, M. WEIGOLD, J. SCHULZ, M. SCHÖPF, C. VAN STIPHOUDT, G. FRIDGEN, S.P. MENCI, C. WINTER und J. SCHIMMELPFENNIG, 2022. Integration der Flexibilitätsvermarktung. In: SAUER, A., H. U. BUHL, A. MITSOS und M. WEIGOLD, Hrsg., 2022. Energieflexibilität in der deutschen Industrie. Band 2: Markt- und Stromsystem, Managementsysteme und Technologien energieflexibler Fabriken. Kopernikus-Projekt SynErgie. Stuttgart: Fraunhofer Verlag. ISBN 9783839617786. Verfügbar unter: doi:10.24406/publica-258

AsyncAPI Specification. Version 3.0.0, 2023 [Zugriff am: 29.07.2025]. Verfügbar unter: <https://www.asyncapi.com/docs/reference/specification/v3.0.0>

BAUER, D., E. ABELE, R. AHRENS, T. BAUERNHANSL, G. FRIDGEN, M. JARKE, F. KELLER, R. KELLER, J. PULLMANN, R. REINERS, G. REINHART, D. SCHEL, M. SCHÖPF, P. SCHRAML und P. SIMON, 2017. Flexible IT-Plattform to Synchronize Energy Demands with Volatile Markets [online]. *Procedia CIRP* **63**, 318–323. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.procir.2017.03.088

BAUERNHANSL, T., D. BAUER, E. ABELE, R. AHRENS, L. BANK, M. BRUGGER, E. COLANGELO, H. EIGENBROD, G. FRIDGEN, F. GONZALEZ VASQUEZ, A. GRIGORJAN, M. JARKE, R. KELLER, R. LODWIG, J. PULLMANN, G. REINHART, M. RÖSCH, A. SAUER, D. SCHEL, A. SCHLERETH, P. SCHOTT, F. SCHULZ, J. SEDLMEIR, P. SEITZ, P. SIMON und T. WEBER, 2019. Industrie 4.0 als Befähiger für Energieflexibilität. In: SAUER, A., E. ABELE und H.

U. BUHL, Hrsg., 2019. Energieflexibilität in der deutschen Industrie. Band 1: Synchronisierte und energieadaptive Produktionstechnik zur flexiblen Ausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende Energieversorgung. Kopernikus-Projekt SynErgie. Stuttgart: Fraunhofer Verlag. ISBN 9783839614792. Verfügbar unter: doi:10.24406/publica-r-299955

MENCI, S.P., G. FRIDGEN, C. VAN STIPHOUDT, J. SCHILP, J. KÖBERLEIN, T. BAUERNHANSL, A. SAUER, A. GRIGORJAN, D. SCHEL, A. SCHLERETH, F. SCHULZ, M. WEIGOLD, M. LINDNER, J. SCHIMMELPFENNIG und C. WINTER, 2021. Referenzarchitektur der Energiesynchronisationsplattform [online]. Teil der Reihe »Diskussionspapiere V4 – Konzept der Energiesynchronisationsplattform«. Verfügbar unter: doi:10.24406/IGCV-N-642369

OEDER, A., C. WINTER und R. AHRENS, 2022. Security Guide. Das Kopernikus-Projekt SynErgie [Zugriff am: 15.05.2025]. Verfügbar unter: <https://synergie-projekt.de/news/leitfaeden-fuer-die-energiesynchronisationsplattform-und-it-sicherheit>

OpenAPI Specification. Version 3.1.1, 2024 [Zugriff am: 29.07.2025]. Verfügbar unter: <https://swagger.io/specification/>

SCHLERETH, A., M. STÖHR, C. KAYMAKCI, E. DRIEBEN, T. BIRKLE, R. TORDY, J. JUNGE, C. WINTER und J. SCHIMMELPFENNIG, 2025. Leitfaden für die Umsetzung energieflexibler IIoT-Plattformen – Schritt für Schritt von der eigenen IIoT-Plattform zur energieflexiblen SynErgie-Unternehmensplattform. Version 1.0. Verfügbar unter: <https://synergie-projekt.de/news/leitfaden-fuer-die-umsetzung-energieflexibler-iiot-plattformen>

SCHOTT, P., R. AHRENS, D. BAUER, F. HERING, R. KELLER, J. PULLMANN, D. SCHEL, J. SCHIMMELPFENNIG, P. SIMON, T. WEBER, E. ABELE, T. BAUERNHANSL, G. FRIDGEN, M. JARKE und G. REINHART, 2018. Flexible IT platform for synchronizing energy demands with volatile markets [online]. Information Technology 60(3), 155–164. Verfügbar unter: doi:10.1515/itit-2018-0001

STÖHR, M., 2025. API-Dokumentation EFDM-Interface [online]. Verfügbar unter: <https://api-docs.synergie.ipa.fraunhofer.de>

VDI – VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE, 2023. VDI 5207 Blatt 3. Energieflexible Fabrik – IT-Infrastruktur zum Betrieb energieflexibler Fabriken [Zugriff am: 29.07.2025]. Verfügbar unter: <https://www.vdi.de/richtlinien/details/vdi-5207-blatt-3-energieflexible-fabrik-it-infrastruktur-zum-betrieb-energieflexibler-fabriken>





B.3

Skalierbarkeit von Energieflexibilität
in der Praxis

Management Summary

Standards, die Interoperabilität und Energieflexibilität zwischen unterschiedlichen Maschinen und Systemen ermöglichen, schaffen zugleich die Grundlage dafür, Energie gezielt und effizient zu flexibilisieren. Das Kapitel zeigt, wie die durchgängige Standardisierung technischer Schnittstellen und Datenmodelle, insbesondere mithilfe von OPC UA und der Verwaltungsschale, die Grundlage für interoperable, skalierbare und wartbare Energieflexibilitätslösungen schafft. Ein zentrales Ergebnis der Standardisierungsaktivitäten ist die Entwicklung der OPC UA Companion Specification 40701 für Reinigungs- und Vorbehandlungsanlagen sowie des universellen Bausteins »Energy Management« für die übergeordnete OPC UA for Machinery. Dadurch wird eine einheitliche und erweiterbare Datenanbindung verschiedener Anlagentypen an IT-Systeme ermöglicht, die als Grundlage für energetische Betrachtungen dient. Das Energieflexibilitätsdatenmodell lässt sich dabei nahtlos in eine bestehende Verwaltungsschale (AAS) integrieren. Diese fungiert als zentrale Informationsdrehscheibe für relevante Daten und Betriebsparameter von Anlagen, unterstützt durch die IEC-62832-Standardreihe. Eine prototypische Umsetzung in der Forschungs- und Demonstrationsumgebung für energieeffiziente und -flexible Produktion (ETA-Fabrik) der Technischen Universität Darmstadt demonstriert anhand einer Durchlaufreinigungsanlage die praktische Anwendbarkeit dieser Standards zur Umsetzung von energieflexiblen Betriebsstrategien und belegt das Potenzial interoperabler und harmonisierter Schnittstellen und Datenmodelle für die industrielle Energieflexibilitätsbefähigung.

Autoren

Kramer, Lina
l.kramer@ptw.tu-darmstadt.de
Institut für Produktionsmanagement, Technologie und
Werkzeugmaschinen (PTW), Technische Universität
Darmstadt
Otto-Berndt-Straße 2
64287 Darmstadt

Laube, Pascal
pascal.laube@gft.com
GFT Software Solutions GmbH
Reichenaustrasse 39a
78468 Konstanz

Meyer, Olga
olga.meyer@ipa.fraunhofer.de
Fraunhofer-Institut für Produktionstechnik und
Automatisierung IPA
Nobelstraße 12
70569 Stuttgart

Schmidt, Eric
eric.schmidt@vdma.eu
VDMA e. V.
Lyoner Straße 18
60528 Frankfurt am Main

Shi, Dachuan
dachuan.shi@ipa.fraunhofer.de
Fraunhofer-Institut für Produktionstechnik und
Automatisierung IPA
Nobelstraße 12
70569 Stuttgart

Weigold, Matthias
m.weigold@ptw.tu-darmstadt.de
Institut für Produktionsmanagement, Technologie und
Werkzeugmaschinen (PTW), Technische Universität
Darmstadt
Otto-Berndt-Straße 2
64287 Darmstadt

1 Einleitung

Um einen reibungslosen Hochlauf von Energieflexibilität in der industriellen Praxis zu ermöglichen, ist die Verwendung standardisierter Datenaustauschformate wie der Verwaltungsschale (englisch: Asset Administration Shell, AAS) oder Open Platform Communications Unified Architecture (OPC UA) unerlässlich. Diese Standards schaffen die Grundlage für Interoperabilität und eine hohe Energieflexibilität zwischen verschiedenen Maschinen und Systemen.

OPC UA (IEC 62541) ist ein industrietauglicher Standard für plattformunabhängigen, serviceorientierten Datenaustausch. Durch formale Informationsmodelle verknüpft OPC UA die Datenübertragung mit maschinenlesbarer Semantik von Maschinen- und Prozessdaten. Produktionsanlagen sind oft mit OPC-UA-Servern ausgestattet, was die Erfassung von Steuerungsdaten sowie die automatisierte Steuerung von Anlagen ermöglicht. Die Datenstruktur des jeweiligen Servers muss typischerweise in enger Abstimmung mit dem Kunden individuell entwickelt werden. Dieser Ansatz ist jedoch mit zeitlichem und finanziellem Aufwand verbunden, insbesondere in der Planungs- und Vorbereitungsphase. Zusätzliche Herausforderungen entstehen, wenn Anlagen in neue Plattformen oder digitale Services integriert werden sollen. Da die Informationsmodelle der Server in der Regel spezifisch auf bestehende Anwendungen zugeschnitten sind, erfordert jeder neue Anwendungsfall eine manuelle Anpassung, was zu weiteren Implementierungskosten führt sowie die Fehleranfälligkeit bei der Benennung und Interpretation einzelner Steuerungsvariablen erhöht. Um solche Implementierungsaufwände zu verringern, erlaubt OPC UA die Erweiterung des Basisstandards um OPC UA Companion Specifications (OPC UA CS), welche Informationsmodell und Semantik des Basisstandards erweitern. Die OPC UA CS dient damit als eine Art Adapter für die Anbindung eines bestimmten Maschinentyps (z. B. Industrieroboter, Werkzeugmaschine etc.) an ein übergeordnetes IT-System (MES, SCADA etc.) und kann als einheitliche Basis für spezifische Anwendungen genutzt werden. Als Äquivalent bietet die AAS sogenannte Submodel Templates (SMT), die spezifische Informationen und Funktionen von Assets strukturieren und in Kombination mit OPC UA CS eine standardisierte Integration in verschiedene Systeme ermöglichen.

Vor diesem Hintergrund wird im Rahmen des Kopernikus-Projekts SynErgie das Energieflexibilitätsdatenmodell (EFDM) aus Buhl et al. (2021) als Bestandteil einer AAS entwickelt und in zuständigen Gremien standardisiert. Überdies werden Aspekte der Energieflexibilität durch die Entwicklung des neuen OPC UA for Machinery Building Blocks Energy Management integriert. Um die oben genannten Implementierungsaufwände abzubauen, wird ergänzend eine OPC UA CS für Reinigungs- und Vorbehandlungsanlagen mitentwickelt. Anschließend erfolgt die prototypische Umsetzung dieses Standards an einer Durchlaufreinigungsanlage in der ETA-Fabrik der TU Darmstadt.

Auf diese Weise kann der Betrieb energieflexibel gestaltet werden, sodass Lastverschiebungen gezielt in Phasen erhöhter Energieverfügbarkeit erfolgen, ohne die Prozessqualität oder Produktionsdauer wesentlich zu beeinflussen. Die Anwendung der entwickelten Standards erlaubt zudem eine interoperable Einbindung in übergeordnete Energiemanagementsysteme und Plattformlösungen, was den skalierbaren Transfer in industrielle Anwendungen wesentlich erleichtert.

2 OPC UA Standardisierung – Machinery Building Block Energy Management und Domänenmodell für Reinigungsanlagen

OPC UA stellt eine wesentliche Grundlage für die Realisierung interoperabler und skalierbarer Lösungen im Kontext von datengetriebener Produktion dar. Insbesondere im Bereich des Energiemanagements ermöglicht OPC UA durch seine standardisierte Architektur eine plattformübergreifende und herstellerunabhängige Integration von Produktionsanlagen, Steuerungs- und Überwachungssystemen sowie IT-Anwendungen (Enste und Mahnke, 2011). Eine Grundvoraussetzung für die Skalierbarkeit OPC UA-basierter Lösungen ist jedoch die stringente Verwendung standardisierter und harmonisierter Informationsmodelle mit einheitlicher Semantik. Dies stellt sicher, dass IT-Systeme, beispielsweise Manufacturing Execution Systems (MES), auf einheitliche Weise auf Fertigungsinformationen zugreifen können, ohne dass für jeden Maschinentyp oder jede Produktionsumgebung spezielle Adapter als Vermittler zwischen den Systemen entwickelt werden müssen. Andernfalls wäre ein hoher Entwicklungsaufwand erforderlich, was den Einsatzbereich der entwickelten IT-Lösungen einschränken würde.

Die Entwicklung und Harmonisierung solcher Informationsmodelle wird im Rahmen der vorwettbewerblichen Entwicklung in offenen Arbeitsgruppen unter Leitung der OPC-Foundation und Branchenverbänden wie dem VDMA unter Einbeziehung von Branchenexperten durchgeführt (OPC UA Foundation, 2025; Rieser, 2025). Dieses Vorgehen dient dazu, durch die Einbindung verschiedener Interessengruppen eine breite Akzeptanz und eine schnellere industrielle Verbreitung der Modelle zu erzielen. Die Verwendung von OPC UA mit CS bildet eine zentrale Grundlage für die interoperable Einbindung von Maschinen und Anlagen in übergeordnete Energiemanagementsysteme sowie digitale Plattformen. Dabei erlaubt insbesondere der Funktionsbaustein für Energiemanagement (Basic Building Block Energy Management) eine standardisierte, herstellerübergreifende Kommunikation und ermöglicht die Nutzung maschinenspezifischer Energieflexibilität.

Die Standardisierung spezifischer Informationsmodelle für das industrielle Energiemanagement wird durch die Entwicklung von OPC UA Companion Specifications vorangetrieben. Unter Leitung des VDMA besteht hierfür eine gemeinsame Arbeitsgruppe mit der OPC Foundation, in der Expertinnen und Experten aus Industrie und Forschung zusammenwirken. Die Arbeitsgruppe entwickelt Companion Specifications (CS) auf unterschiedlichen Harmonisierungsstufen, insbesondere die OPC UA CS Surface Technology – Cleaning and Pretreatment (OPC UA 40701). Diese Spezifikation bildet die Anforderungen von Reinigungs- und Vorbehandlungsanlagen in einem standardisierten Informationsmodell ab.

Darüber hinaus entsteht die OPC UA CS Surface Technology – General (OPC UA 40700), die auf einer höheren Abstraktionsebene allgemeine Strukturen der Oberflächentechnik beschreibt. Ergänzend wird der Basic Building Block Energy Management innerhalb der OPC UA for Machinery (OPC 40001-4) spezifiziert, der maschinenübergreifend einsetzbar ist und eine standardisierte Integration energie-relevanter Informationen ermöglicht.

Die Datenanbindung einer Reinigungsanlage über OPC UA umfasst die Implementierung aller im Projekt entwickelten Companion Specifications. Zunächst wird die OPC UA for Machinery implementiert, welche maschinenübergreifende Funktionalität bereitstellt. Dazu zählen unter anderem die Identifikation und der Aufbau der Maschine sowie ihrer Komponenten, die Abbildung von Betriebszuständen und die Erfassung von Energie- und Medienverbräuchen über OPC 40001-4. Anschließend wird das modulare Anlagenmodell der Oberflächentechnik aus OPC 40700 übernommen, welches die Modellierung verschiedener Reinigungsanlagen aus vorgefertigten Funktionsbausteinen und die Kommunikation der Anlage mit MES ermöglicht. Zuletzt erfolgt die Einbindung von häufig in der Reinigungs- und Nachbehandlungstechnik verwendeten Komponenten und Messparametern über OPC UA 40701.

Zur Sicherstellung der Generalisierbarkeit des Anwendungsfalls innerhalb der Oberflächentechnik wird ein flexibler Modellierungsansatz verwendet. Die grundlegenden semantischen Bausteine sind in der übergeordneten Companion Specification Surface Technology – General (OPC UA 40700) verankert, auf deren Basis die spezifische Ausprägung Surface Technology – Cleaning and Pretreatment (OPC UA 40701) aufbaut. Dieser Ansatz ermöglicht eine anlagentypübergreifende Anpassung und Erweiterung der Informationsmodelle und reduziert gleichzeitig den Implementierungsaufwand.

Die Modellierung bildet Anlagen als Verkettung funktional entkoppelter Stationen ab, die jeweils definierte Eigenschaften und standardisierte Sensorkonfigurationen besitzen. Dadurch lassen sich neue oder geänderte Anlagenkonfigurationen flexibel integrieren, ohne Anpassungen an der zugrunde liegenden Modellierungslogik oder der Architektur des OPC-UA-Servers vornehmen zu müssen.

Ergänzend zur branchenspezifischen Standardisierung wird der universelle Basic Building Block Energy Management innerhalb der OPC UA for Machinery (OPC 40001-4) eingesetzt. Er definiert eine standardisierte Semantik und Informationsmodelle zur Erfassung und Kommunikation von Energie- und Medienverbräuchen auf Komponenten-, Maschinen- und Anlagenebene. Die Struktur des Bausteins basiert auf der OPC UA CS Energy Consumption Measurement (OPC UA 34100) und ermöglicht eine weitgehend universelle Anwendbarkeit über unterschiedliche Maschinentypen und industrielle Anwendungskontexte hinweg.

Die Validierung der entwickelten Companion Specifications erfolgt an einer industriellen Durchlaufreinigungsanlage in der ETA-Fabrik der Technischen Universität Darmstadt. Ziel ist der Nachweis der technischen Umsetzbarkeit sowie die Demonstration der einfachen Integration in bestehende OPC-UA-Server und der flexiblen Anpassbarkeit an spezifische Anforderungen des Energiemanagements.

Insgesamt bilden die Weiterentwicklungen der OPC UA Companion Specifications sowie der OPC UA for Machinery eine wesentliche Grundlage für skalierbare, interoperable und energieflexible Produktionssysteme. Sie verdeutlichen das Potenzial standardisierter Schnittstellen für die Umsetzung von Energieflexibilitätsmaßnahmen in der industriellen Praxis.

3 Verwaltungsschale für Energieflexibilitätsdatenmodelle

Die Verwaltungsschale ist das digitale Abbild eines physischen oder virtuellen Assets und bildet die Basis für den Digitalen Zwilling in der Industrie 4.0. Sie ermöglicht standardisierte Datenstrukturen und Schnittstellen, sodass Unternehmen ihre Assets effizient vernetzen, verwalten und in intelligente Produktionsprozesse integrieren können.

3.1 Grundprinzip der Verwaltungsschale (AAS)

Eine Verwaltungsschale (Asset Administration Shell, AAS) repräsentiert jeweils einen einzelnen Gegenstand (englisch: Asset), der durch die AAS eindeutig identifiziert, beschrieben und in datengetriebene Ökosysteme integriert werden kann. Dies kann entweder ein physisches Asset, z. B. eine Produktionsmaschine, oder ein virtuelles Asset sein, z. B. ein Prozess. Während OPC UA vorrangig die technische Kommunikation und Datenübertragung zwischen Maschinen und Systemen innerhalb eines Unternehmens regelt, konzentriert sich die AAS stärker auf die semantische Interoperabilität, insbesondere zur Unterstützung der unternehmensübergreifenden Kommunikation.

Die AAS zeichnet sich durch ihre strukturierte und modulare Architektur aus und fasst die Informationen zu einem Asset in den sogenannten Submodel Templates (SMT) zusammen. Durch SMTs können spezifische Informationen und Funktionalitäten eines Assets flexibel ergänzt werden, ohne dass bestehende Strukturen verändert werden müssen. Jedes SMT ist hierarchisch aufgebaut und beschreibt dabei spezifische Informationen eines Assets in der AAS. In diesem Zusammenhang dient das SMT als Vorlage, um AAS-Submodelle mit konkreten Anwendungen und spezifischen Werten zu erstellen.

3.2 EFDM-Standardisierung

Ein typisches SMT basiert auf standardisierten Bausteinen, die gemäß dem AAS-Metamodell IEC 63278-2 (2025) definiert sind, was eine systemübergreifende Konsistenz sicherstellt. Während das SMT die Struktur und die erforderlichen Felder definiert, enthält das tatsächliche AAS-Submodell die spezifischen Daten eines Assets, die in diese Vorlage eingefügt werden. Zur Gewährleistung der Interoperabilität sollten Submodel Templates idealerweise einheitlich als standardisierte Vorlagen festgelegt werden. Ein praktisches Beispiel hierfür ist das SMT Digitales Typenschild, welches die gesetzlich vorgeschriebene physische Maschinenkennzeichnung (z. B. nach EU-Maschinenrichtlinie 2006/42/EG) digital erweitert. Hersteller können dabei standardisierte Felder mit maschinenspezifischen Daten belegen. Innerhalb der AAS-Interessensgruppe wird die Standardisierung, Entwicklung, Überprüfung, Veröffentlichung und Aktualisierung von SMTs durch die Industrial Digital Twin Association (IDTA) vorangetrieben.

Die Standardisierung des EFDM der AAS orientiert sich an dem zuvor beschriebenen SMT-Ansatz der IDTA. Dabei bleibt die ursprüngliche Semantik des EFDM erhalten; die Repräsentation erfolgt durch normkonforme AAS-Bausteine. Analog zu etablierten Vorgehensweisen von der OPC Foundation wird die Entwicklung des EFDM SMT im Rahmen einer offenen Arbeitsgruppe realisiert, wodurch das Fachwissen unterschiedlicher Branchen gebündelt wird.

3.3 Grundlagen und Datenmodell für Energieflexibilität

Im Kontext der Energieflexibilität sind auf dem Flexibilitätsmarkt verschiedene Begriffe und Rollen definiert. Diese finden sich u. a. im »Annex 1 des Amended Demand Response Network Code of Recommendation No.01/2025 der European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators« in ACER (2025):

- Steuerbare Einheit (Controllable Unit): Eine einzelne stromerzeugende oder stromverbrauchende Einheit. Als energieflexible Assets gelten dabei vor allem Produktionsanlagen, die zur Energieflexibilität befähigt werden.
- Dienstbereitstellende Einheit (Service Providing Unit): Eine einzelne oder eine Gruppe steuerbarer Einheiten, die an einen gemeinsamen Netzanschlusspunkt betrieben werden, beispielsweise eine gesamte Energieflexible Fabrik mit einem zentralen Netzanschluss.
- Flexibilitätsanbieter (Flexibility Service Provider): Ein Marktteilnehmer, der über eine oder mehrere dienstbereitstellende Einheiten oder Gruppen verfügt und Systemdienstleistungen auf Regelenenergiemärkten oder lokalen Flexibilitätsmärkten erbringen kann. Ein Flexibilitätsanbieter kann sowohl ein externer Dienstleister (z. B. Aggregator oder Energiedienstleister) als auch die betreibende Fabrik selbst sein.

Neben den direkt am Markt beteiligten Akteuren spielen auch Anlagenhersteller eine wichtige Rolle. Obwohl sie nicht direkt am Strommarkt teilnehmen, liefern sie technische Spezifikationen, Betriebsbeschränkungen und Leistungsdaten ihrer Maschinen – typischerweise in Form einer AAS. Daraus lassen sich die für das EFDM relevanten Informationen ableiten.

So kann der Anlagenhersteller etwa spezifische technische Eigenschaften zur Energieflexibilität, wie Anlaufzeiten einer Maschine, direkt im standardisierten SMT EFDM hinterlegen. Sobald dieses mit konkreten Werten gefüllt wird, entsteht eine Submodell-Instanz, welche die grundlegenden Informationen zum physischen Energieflexibilitätspotenzial der Maschine eindeutig beschreibt.

Wird eine steuerbare Einheit durch den Anlagehersteller geliefert und in einer energieflexiblen Produktionsumgebung betrieben, kann der Flexibilitätsanbieter auf Grundlage der bereits vorhandenen Submodell-Instanz seine eigene EFDM-Instanz erstellen. Diese wird um betriebspezifische und anwendungsspezifische Datenelemente erweitert. Die standardisierte Struktur des SMT gewährleistet eine durchgängige und konsistente Informationsweitergabe zwischen Anlagenherstellern und Flexibilitätsanbietern.

Sobald der Flexibilitätsanbieter das Energieflexibilitätspotenzial der Anlage auf dem Markt anbietet, können andere Marktteilnehmer ebenfalls auf die relevanten Informationen dieser EFDM-Instanz zugreifen. Entscheidend ist dabei, dass die Energieflexibilität stets nach dem gleichen EFDM-Standard beschrieben wird und der Zugriff über die standardisierte AAS-Schnittstelle erfolgt. Dadurch wird die Interoperabilität zwischen allen beteiligten Akteuren sichergestellt.

3.4 Technische Umsetzung und Anbindung an den Energiemarkt

Die technische Umsetzung erfolgt über einen sogenannten AAS-Server, der als Laufzeitkomponente die Verwaltung der Verwaltungsschale übernimmt. Dieser Server speichert die AAS von verschiedenen Assets in einem zentralen Repository und stellt standardisierte Schnittstellen bereit, wie sie von der IDTA spezifiziert wurden. Dies ermöglicht einen automatisierbaren und maschinenlesbaren Zugriff auf Informationen. Der AAS-Server fungiert als eine einheitliche Datenmodellschicht zur Verwaltung von Asset-Informationen. Auf dieser können verschiedene Dienste und Akteure in konsistenter Weise aufbauen.

Wie in *Abbildung 1* dargestellt, ist der AAS-Server integraler Bestandteil der Unternehmensplattform. Diese Plattform bildet die technische Basis für die Integration energieflexibler Assets und umfasst neben dem AAS-Server auch eine Middleware-Schicht, verschiedene Plattfordienste sowie eine Vermarktungskomponente, die den Zugang zu Flexibilitätsmärkten ermöglicht.

Der AAS-Server stellt ein standardisiertes SMT EFDM bereit und dient als gemeinsame Datengrundlage für alle Anwendungen. Zusätzlich ist der Server mit weiteren Komponenten ausgestattet, wie einer Databridge zur Anbindung externer Quellen, APIs zu systemrelevanten Daten (z. B. ERP oder MES) und Integrationen in andere AAS-Umgebungen. So können alle relevanten Informationen automatisiert bereitgestellt und genutzt werden.

Die einheitliche Architektur der UP erleichtert die Integration neuer Dienste, ermöglicht einen konsistenten Datenzugriff und fördert die Zusammenarbeit zwischen verschiedenen Systemen und Akteuren im Energiemarkt.

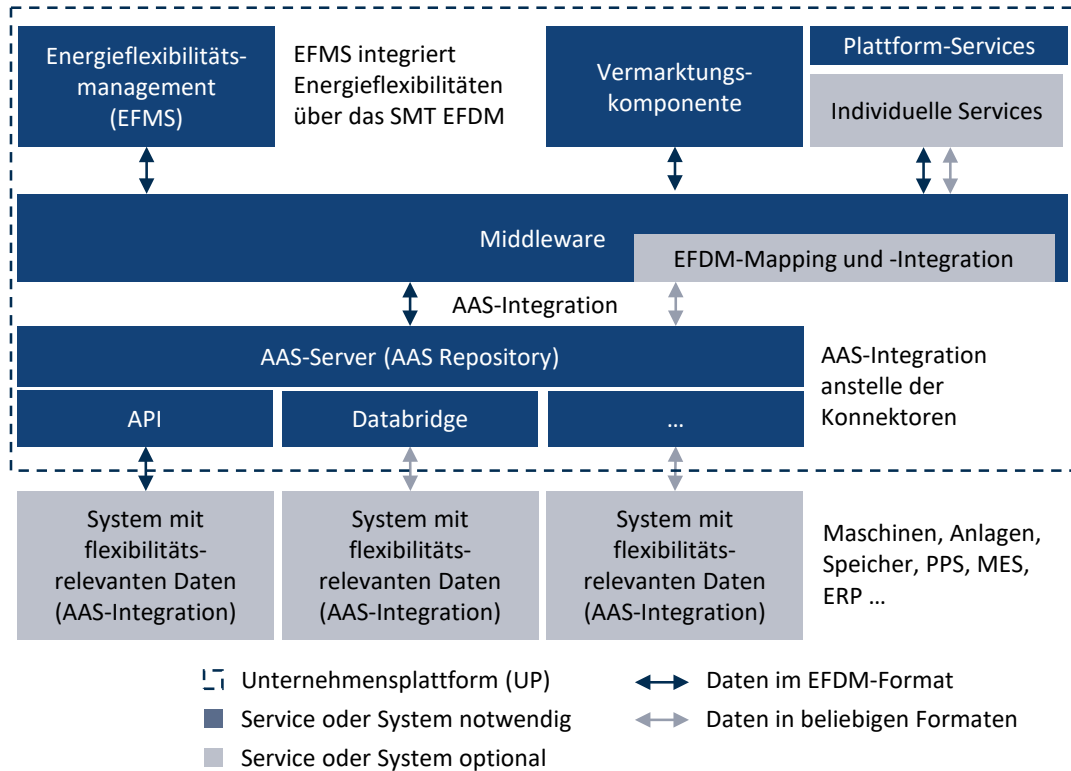


Abb. 1 Integration einer Verwaltungsschaleninfrastruktur in die Unternehmensplattform

3.5 Vorteile und Zukunftsaussichten

Die Nutzung des AAS-Servers in Kombination mit EFDM-Submodellen bietet erhebliche Vorteile für die energieflexiblen Assets innerhalb der UP. Durch das standardisierte SMT EFDM können sämtliche Services der UP auf konsistente Daten zugreifen. Die Entwicklung neuer Services erfordert dadurch keine individuellen Konnektoren oder Transformation der Datenmodelle mehr – der AAS-Server stellt die benötigten Informationen zentral bereit.

Darüber hinaus lässt sich der AAS-Server flexibel erweitern, etwa durch die Integration zusätzlicher Submodelle für Produktionsplanungsdaten (beispielsweise aus ERP- oder MES-Systemen), Prozessdaten der Anlagensteuerung oder Energieverbrauchswerte. Diese Ergänzungen erweitern die Datenbasis, ohne dass Services der UP erneut direkt an die Quellsysteme angebunden werden müssen. Die Einführung und Nutzung von Energieflexibilitäten wird dadurch deutlich vereinfacht und beschleunigt.

Zukünftig wird die Integration von KI-Technologien in die Verwaltungsschale entscheidend sein, um die Effizienz und Flexibilität in der Datenverarbeitung und -analyse weiter zu steigern. KI kann intelligentere Entscheidungsfindungen und automatisierte Prozesse ermöglichen, was letztlich die Interoperabilität und Leistungsfähigkeit Digitaler Zwillinge erheblich verbessern wird. Erste Ansätze zur Informationsmodellierung mit AAS, zur technischen Implementierung in Laufzeitumgebungen sowie zur Kombination mit Large Language Models sind bereits in der Fachliteratur beschrieben (Shi et al., 2025a; Shi et al., 2025b; Shi, Liedl und Bauernhansl, 2024).

Unternehmen, die bereits erste AAS-Implementierungen nutzen oder künftig AAS-fähige Maschinen einsetzen, können das EFDM mit minimalem Integrationsaufwand übernehmen und nahtlos in bestehende Systeme integrieren. Anstatt neue Schnittstellen oder proprietäre Lösungen zu entwickeln, lässt sich das EFDM direkt in bestehende AAS-Strukturen einbinden. Dies erleichtert die Einführung von Energieflexibilität erheblich, da vorhandene Mechanismen der AAS für Datenverwaltung, Kommunikation und Sicherheit genutzt werden können. Gleichzeitig fördert diese Lösung die Interoperabilität über System- und Hersteller Grenzen hinweg und ermöglicht eine zukunftssichere Einbindung in digitale Energiemanagementsysteme. Ferner ergänzt die AAS den OPC-Standard, indem sie Metainformationen vom OPC-Server bereitstellt, etwa die Beschreibung des Zugriffsendpunkts (Access Endpoints) auf den OPC-Server.

4 Algorithmen für den optimierten Betrieb

Im Folgenden werden die Validierung der Maschinenstandards und die Umsetzung einer energieflexiblen Steuerung auf Basis eines Betriebsoptimierungsalgorithmus beschrieben.

4.1 OPC UA-Datenmodell

Durch die Applikation des OPC UA-Datenmodells sowie die Implementierung spezifischer Steuerungsvariablen ist es möglich, Maschinen in der ETA-Fabrik energieflexibel zu betreiben. Die standardisierte OPC UA-Schnittstelle bildet hierbei die Grundlage für die Umsetzung eines integrierten Energiemanagements, das sowohl eine systematische Erfassung und Bereitstellung von Prozessdaten als auch eine Integration in MES-Systeme als Grundlage für die Anbindung von Reinigungsanlagen im Projekt ermöglicht (Kramer et al., 2025a). Über einen Optimierer wird die Reinigungsanlage unter Nutzung von Day-Ahead-Strompreisen, Prozessparametern und einem Referenzprozess gesteuert. Dabei wird das entwickelte EFDM als einheitliches Kommunikationsframework für Energieflexibilitätsmaßnahmen verwendet und stellt somit einen zentralen Bestandteil der Energiesynchronisationsplattform (ESP) dar (Reinhart et al., 2018).

4.2 Beschreibung des Use Cases

Im Anwendungsfall wird eine Durchlaufreinigungsanlage (DLRA) des Modells »YukonDAD« des Herstellers BvL Oberflächentechnik eingesetzt (Frank und Magin, 2024). Die Anlage ist in der ETA-Forschungsfabrik an der TU Darmstadt installiert und wird zur Oberflächenreinigung sowie zum Entfetten metallischer Werkstücke mit einem wässrigen Reinigungsmittel eingesetzt. Die DLRA ist für einen kontinuierlichen Materialfluss ausgelegt, bei dem die Werkstücke nacheinander eine Reinigungs-, Spül- und Trocknungszone durchlaufen werden (*Abbildung 2*). Diese zonenbasierte Prozessführung gewährleistet eine gleichmäßige und reproduzierbare Reinigungsqualität. Technisch handelt es sich um eine Mehrkammeranlage mit zwei Hauptkammern, einer Reinigungs- und einer Spülkammer, sowie einer nachgeschalteten Trocknungszone (Elserafi, 2025). Die Beheizung der beiden Tanks erfolgt jeweils über fünf Heizstäbe mit einer Leistungsaufnahme von 6 kW pro Heizstab. Die Umlufttrocknung hat eine Anschlussleistung von 24 kW. Die Anlage ist mit einer Beckhoff-SPS (Speicherprogrammierbare Steuerung) ausgestattet.

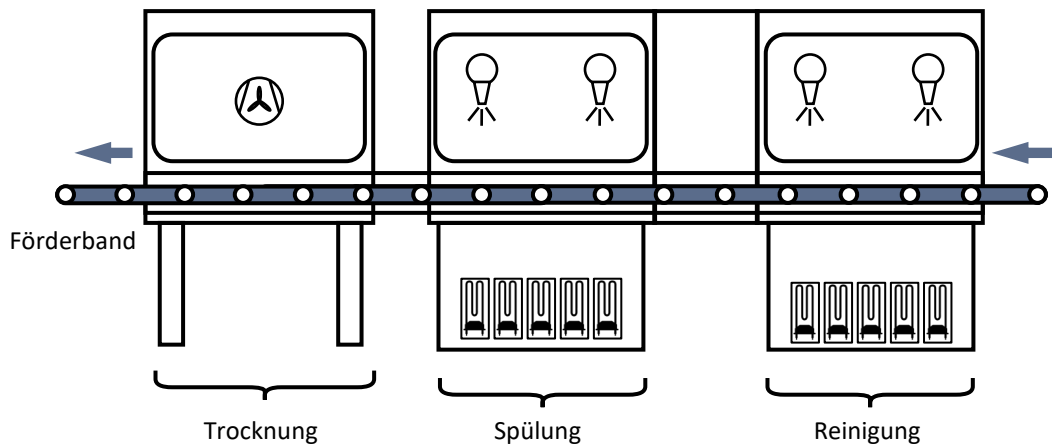


Abb. 2 Schematische Darstellung einer Durchlaufreinigungsanlage: Das Bauteil wird auf das Förderband gelegt, gereinigt, gespült, vorgetrocknet und abschließend getrocknet.

4.3 Referenzprozess und Potenzialanalyse

In *Abbildung 3* ist der Referenzprozess dargestellt. Dieser wurde im Forschungsprojekt LoTuS (Leistungs-optimierte Trocknung und Sauberkeit) umfänglich analysiert und detailliert beschrieben. Infolgedessen wird eine zuverlässige Grundlage für die Progression energieflexibler Betriebsstrategien generiert (TU Darmstadt, Institut PTW, 2023). Die Heizstäbe werden über einen klassischen Zweipunktregler gesteuert, der eine Hysterese zwischen einer unteren Temperaturschwelle von 48 °C und einer oberen Schwelle von 52 °C realisiert. Im Spültank erfolgt die Regelung ausschließlich von zwei Heizstäben. Ursache ist eine softwareseitige Leistungsbegrenzung, die das Zuschalten weiterer

Heizstäbe im Dauerbetrieb verhindert. Infolgedessen wird der Tank der Reinigungszone nur über den Kaskadenfluss durch die Abwärme des Spültanks beheizt, weshalb nur die Temperaturkurve des Spültanks dem typischen Verlauf eines Zweipunktreglers folgt. Die Heizstäbe werden unabhängig vom aktuellen Strompreis geregelt.

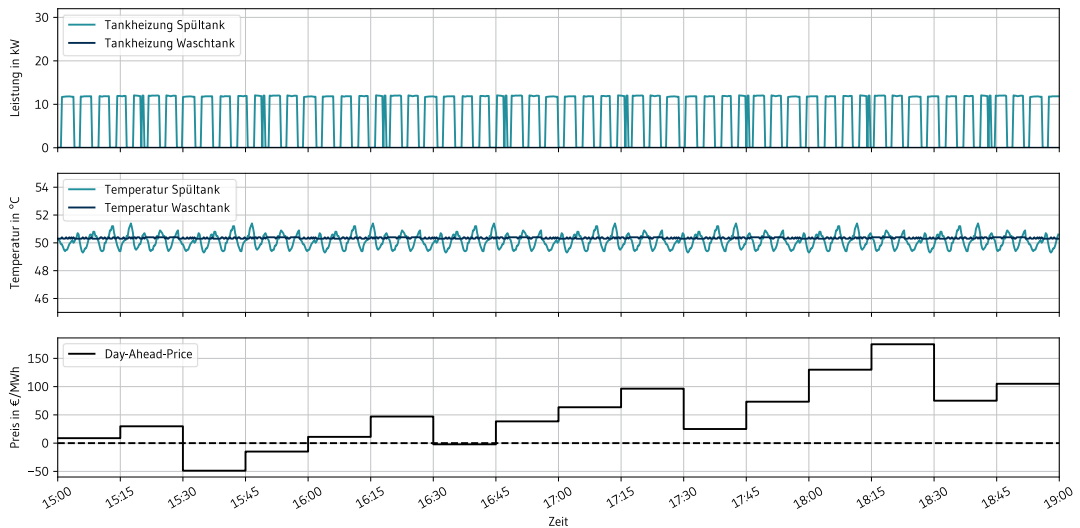
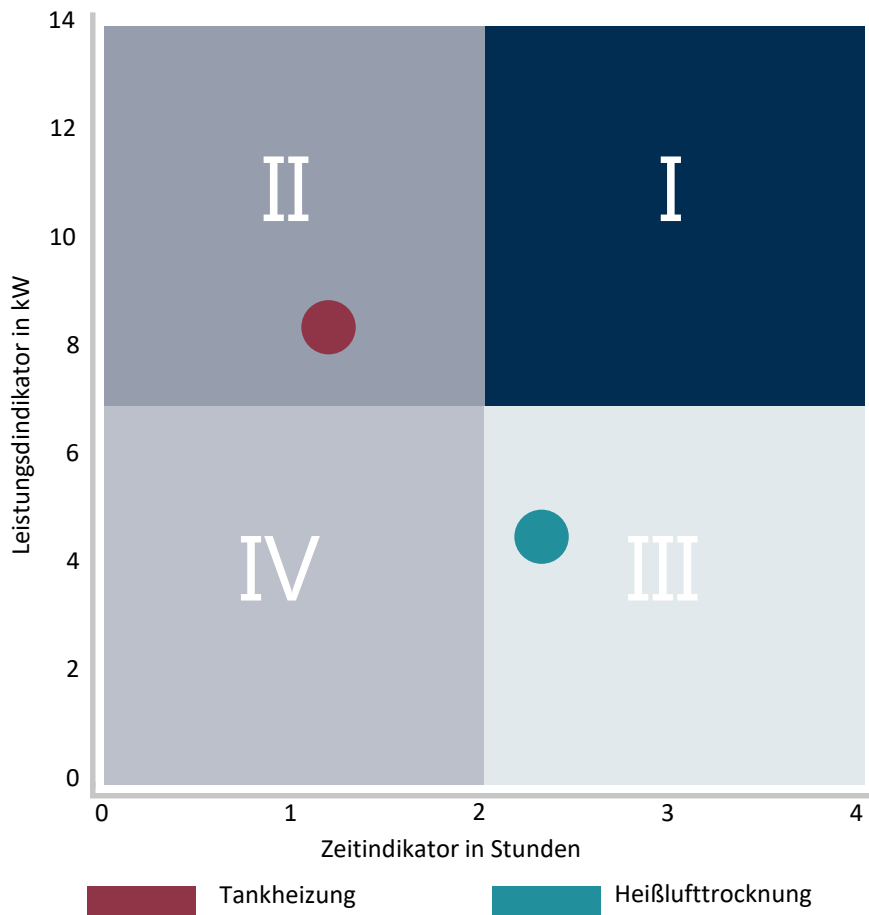


Abb. 3 Stellsignale und elektrische Leistung der Heizstäbe: Tankheizung Heizleistung (oben); Tanktemperatur (Mitte); Day-Ahead-Strompreise (unten) im Referenzbetrieb

Zunächst wird das Energieflexibilitätspotenzial der Anlage quantifiziert und als Basis für die Ableitung geeigneter Energieflexibilitätsmaßnahmen genutzt. Nach VDI-Richtlinie 5207 Blatt 2 ist eine Abschätzung des Potenzials von Anlagen und Aggregaten möglich, ohne dass hierfür umfangreiche Messungen oder eine Festlegung auf spezifische Maßnahmen erforderlich sind (VDI 5207 Blatt 2:2021). Zur Ermittlung des technischen Potenzials wird das Energieflexibilitätspotenzial der beiden Hauptverbraucher, der Tankheizungen sowie der Umlufttrocknung, unter Verwendung ihrer Zeit- und Leistungsindikatoren im Dauerbetrieb bewertet. Die Abschätzung des technischen Potenzials der Energieflexibilitätsmaßnahmen ist in *Abbildung 4* dargestellt.



I: Hohes Energieflexibilitätspotenzial

II: Energieflexibilitätspotenzial hauptsächlich über Spitzenlastmanagement

III: Energieflexibilitätspotenzial je nach wirtschaftlicher Betrachtung

IV: Keine Relevanz für Energieflexibilitätspotenzial

Abb. 4 Portfoliodarstellung der technischen Potenzialabschätzung von Energieflexibilitätsmaßnahmen

Auf Grundlage der Potenzialabschätzung wird untersucht, inwieweit die am PTW untersuchten Energieflexibilitätsmaßnahmen, die zuvor an der Reinigungsanlage »MAFAC KEA« Fuhrländer-Völker (2023) erprobt wurden, auf die Anlage »YukonDAD« übertragbar sind, die im Vergleich eine höhere Reinigungsleistung und einen höheren Energiebedarf aufweist.

Aus den Daten des Referenzprozesses leiten sich die Umlufttrocknung und die Tankheizungen als Hauptverbraucher ab. Dabei ist bei den Tankheizungen ein diskontinuierlicher Leistungsbedarf detektierbar, der auf ein hohes technisches Potenzial hinweist. Durch die Möglichkeit, thermische Energie in den jeweils 500 Liter großen, mit Reinigungsmedium gefüllten Tanks der Reinigungs- und Spülzonen zu speichern, entsteht die Option, die Aktivierung der Heizstäbe in Phasen niedrigerer Day-Ahead-Strompreise zu verlagern. Das realisierbare Potenzial der Umlufttrocknung ist geringer, da die Umgebungsluft in der Trocknungszone eine geringe Wärmespeicherkapazität aufweist und sich somit lediglich begrenzte Energieflexibilitätpotenziale erschließen lassen.

4.4 Implementierung des Datenmodells

Zur Umsetzung der OPC UA 40701 an der Durchlaufreinigungsmaschine wird die Anlage in Subsysteme und Komponenten strukturiert. Anschließend erfolgt die Zuordnung der bereits existierenden Datenpunkte zu den adäquaten Zonen und Komponenten. Im nächsten Schritt wird das System im Modellierungstool instanziiert. Nach dem Aufbau wird das Modell in die Beckhoff-Applikation importiert. Dort erfolgt das Mapping der Instanz mit den realen (bereits vorhandenen) Maschinenvariablen. Abschließend wird das Datenmodell auf die Beckhoff-SPS übertragen.

4.5 Optimierter Betrieb

Während bei der konventionellen Regelung die Tankheizungen unmittelbar aktiviert werden, sobald die Tanktemperatur unter die Prozesstemperatur fällt, ermöglicht der Einsatz des Optimierers eine energieflexible Steuerung. Neben regelbasierten Verfahren lässt sich der Optimierer auch durch Ansätze des maschinellen Lernens oder mittels mathematischer Optimierungsmethoden realisieren. Im Folgenden wird der Betrieb unter Verwendung der stochastischen dynamischen Optimierung analysiert. Diese Optimierungsmethode bietet Vorteile gegenüber einem regelbasierten Ansatz. Sie zeichnet sich durch eine vorausschauende Arbeitsweise aus, und dadurch kann sie besser auf dynamische Betriebsbedingungen reagieren (Nickel et al., 2022).

Im Betrieb auftretende Temperaturschwankungen erschweren die Prognose und resultieren in Unsicherheiten im System. Da der Day-Ahead-Strompreis für einen Zeitraum über 24 Stunden veröffentlicht wird und als feste Randbedingung angenommen werden kann, liegt keine Unsicherheit vor. Diese stochastischen Einflüsse werden durch Zufallsvariablen modelliert. Die Optimierung erfolgt rekursiv unter Verwendung einer terminalen Kostenfunktion, die die erwarteten Kosten bis zum Ende des Betrachtungszeitraums abbildet. Dabei erfolgt eine Minimierung der Heizkosten unter Einbeziehung der Strafkosten, die zur Sicherstellung der Einhaltung des zulässigen Temperaturbereichs berücksichtigt werden.

Eine Aktivierung erfolgt, wenn die Tanktemperatur unter dem Schwellwert liegt oder der Strompreis im untersuchten Intervall gemäß dem Algorithmus als vorteilhaft eingestuft wird. Die Heizleistung wird gezielt so verschoben, dass Wärme im Medium gespeichert und die Heizkosten reduziert werden.

Die Tanktemperatur wird dabei innerhalb eines gegenüber dem Referenzprozess erweiterten Prozessfensters zwischen 50 °C und 70 °C gesteuert, um eine flexible Lastanpassung zu ermöglichen.

Abbildung 5 zeigt den optimierten Betrieb mittels stochastischer dynamischer Optimierung. Für die wirtschaftliche Analyse wird anschließend der Betrieb durch einen regelbasierten Optimierer mit dem Referenzprozess verglichen.

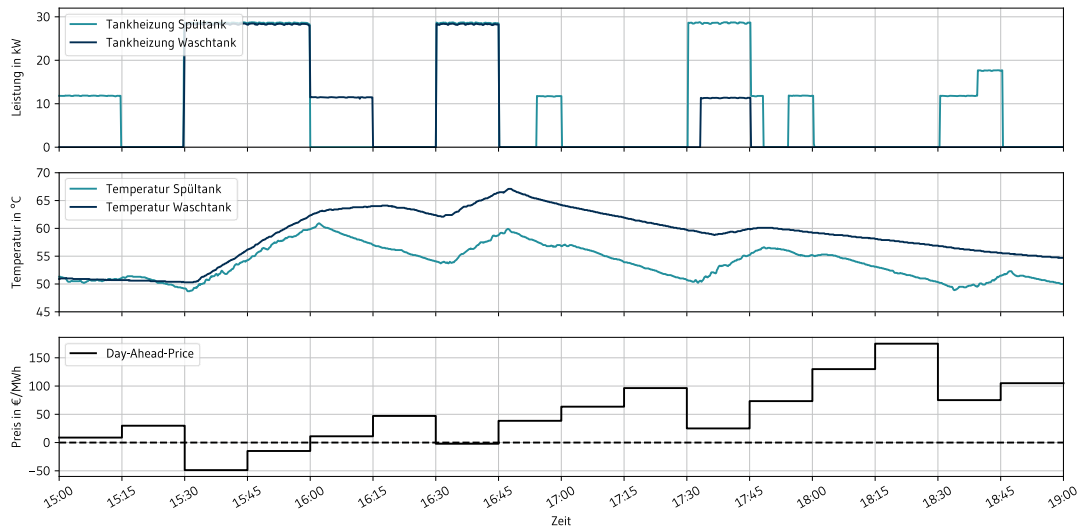


Abb. 5 Stellsignale und elektrische Leistung der Heizstäbe: Tankheizung Heizleistung (oben); Tanktemperatur (Mitte); Day-Ahead-Preise (unten) im optimierten Betrieb

4.6 Praktische Versuchsreihe

Zunächst wird die Energieflexibilitätsmaßnahme der inhärenten Energiespeicherung durch gezielte Steuerung der Tankheizungen realisiert; weitere Ergebnisse werden unter Kramer et al. (2025b) vorgestellt.

Für diese Maßnahme wird ausschließlich die Tankheizung untersucht, da die Strompreise alle fünfzehn Minuten aktualisiert werden.

Wasch- und Spültank fungieren als thermischer Speicher, wodurch die Aktivierung der Heizstäbe während Phasen hoher Strompreise überbrückt werden kann. Gleichzeitig ermöglicht dies ein verlängertes und bevorzugtes Aktivieren der Heizstäbe in Phasen niedriger Strompreise. Im Gegensatz

zum Spültank wird der Waschtank zu Beginn stärker erhitzt, während gegen Ende nur eine geringe Wärmezufuhr erfolgt. Diese Strategie bedient sich der thermischen Eigenschaften des Waschtanks: Er kühlt langsamer ab und kann schneller wieder aufgeheizt werden.

Die Ergebnisse sind in *Abbildung 3* dargestellt. Die Tests wurden über einen Zeitraum von vier Stunden durchgeführt. Zu Beginn des Zeitraums lagen die Strompreise auf einem niedrigen Niveau und stiegen im Verlauf kontinuierlich an. Daher wird insbesondere zu Beginn stärker aufgeheizt. In Zeitfenstern mit negativen Strompreisen wird mit voller Heizleistung aufgeheizt, um den ökonomischen Vorteil auszuschöpfen. Ab 17:45 Uhr erfolgt die Beheizung im analysierten Zeitraum ausschließlich bedarfsabhängig. Zusätzlich wird sie während kurzzeitiger Intervalle mit günstigen Strompreisen zugeschaltet.

Die erfolgreiche Implementierung der Maßnahmen kann im Vergleich zum entwickelten Referenzprozess nachgewiesen werden. Im Zwei-Schicht-Betrieb wird über einen Zeitraum von 16 Stunden durch den Einsatz von Energieflexibilitätsmaßnahmen in Kombination mit einer regelbasierten Optimierung Stromkosteneinsparungen von 43,5% erzielt. Die CO₂-Emissionen können durch die Implementierung der Energieflexibilitätsmaßnahmen um 22,46% reduziert werden. Die Berechnung der Emissionen erfolgt auf Basis des zeitvariablen CO₂-Emissionsfaktors des deutschen Strommixes.

4.7 Wirtschaftlichkeitsanalyse

Für die Wirtschaftlichkeitsanalyse der Energiekosten werden repräsentative Tage mittels Clusteranalyse identifiziert, um die unterschiedlichen Preisniveaus innerhalb der Monate optimal abzubilden. Hierfür werden die Tage des Monats anhand ihres Tagesdurchschnittspreises der Day-Ahead-Strompreise in die Cluster »niedrig«, »mittel« und »hoch« eingeordnet. Die Clustergrenzen werden mittels der Terzile der Preisverteilung bestimmt, sodass die Tage entsprechend dem unteren, mittleren und oberen Drittel der Verteilung zugeordnet werden. Als repräsentativ wird pro Monat und pro Cluster ein Tag gewählt, dessen Tagesdurchschnittspreis am nächsten am Durchschnittspreis des Clusters liegt (Rezanková, 2014). Als Datengrundlage werden die stündlichen Day-Ahead-Strompreise im Zeitraum von September 2023 bis August 2024 ausgewählt. Die Methode gewährleistet, dass die gewählten Tage weitgehend repräsentativ sind und als Basis für die Kostenberechnung herangezogen werden können. Für die gewählten Tage werden simulativ die täglichen Energiekosten ermittelt und daraus später die jährlichen Energiekosten berechnet.

Die simulierten Energiekosten des Referenzprozesses akkumulieren sich über ein Jahr auf 22.960 Euro und im optimierten Betrieb auf 17.973 Euro. Dies entspricht einer jährlichen Einsparung von 4.988 Euro.

Die initiale Implementierung eines energieflexiblen Algorithmus verursacht »First Copy Costs«. First Copy Costs definieren die einmaligen Entwicklungs- und Implementierungskosten vor der Übertragbarkeit auf weitere Anlagen (OECD, 2008). Bei einmaligen Implementierungskosten von 5.000 Euro für die Umsetzung der Energieflexibilitätsmaßnahmen amortisiert sich die Investition nach einem Jahr. Nach erfolgter Entwicklung und Validierung ist eine Nachrüstung weiterer Anlagen mit geringem Aufwand möglich.

4.8 Bewertung

Die durch den regelbasierten Optimierungsansatz erzielte Energiekosteneinsparung von 43,5% gegenüber dem Referenzbetrieb verdeutlicht die hohe Relevanz der Betriebsoptimierung für den energieflexiblen Betrieb von Durchlaufreinigungsanlagen. Hervorzuheben ist der notwendige Hardwareeingriff gegenüber konventionellen Ansätzen zur Energieflexibilitätsbefähigung, der allerdings mit geringen Kosten verbunden ist.

Die Maßnahme kann einen wichtigen Beitrag dazu leisten, die industrielle Energienachfrage mit dem zunehmend fluktuierenden Energieangebot zu synchronisieren. Zudem ist als zusätzliche Energieflexibilitätsmaßnahme eine bivalente Versorgung der Aufheizphase durch ein externes Heizwassernetz möglich.

Durchlaufreinigungsanlagen machen rund 23% aller industriell eingesetzten Reinigungsanlagen in Deutschland aus (Rögner und Pfeilschifter, 2021). Mit Blick auf den hohen Energiebedarf dieser Anlagentechnik (die mittlere Leistungsaufnahme einer Durchlaufreinigungsmaschine beträgt 96 kW und die einer Werkzeugmaschine 11 kW) wird die Relevanz der dargestellten Ergebnisse deutlich (Enste und Mahnke, 2011).

Skalierbarkeit ergibt sich daraus, dass die energieflexible Regelung auf weitere Anlagen übertragen werden kann, die in der Industrie häufig parallel eingesetzt werden.

4.9 Limitation und Ausblick

Im weiteren Verlauf ist die Überführung der erarbeiteten Ergebnisse in industrielle Anwendungsszenarien vorzunehmen.

Der Vorteil der Verwendung der Companion Specifications ist die Modularität: Anlagen mit verschiedenen Konfigurationen können als einheitliche OPC-UA-Datenmodelle abgebildet werden. Dadurch können die Datenmodelle »Basic Server Structure« und »Energy Management« über namensgleiche Knoten in das Energiemanagement integriert werden. So können MES-Anbieter standardisierte Energiemanagementlösungen entwickeln, ohne den Code für jeden Anwendungsfall individuell zu adaptieren. In der ETA-Fabrik wäre eine Übertragbarkeit auf weitere Reinigungsmaschinen möglich.

5 Literatur

ACER, 2025. Annex 1 – Amended Demand Response Network Code. Recommendation No 01/2025 [Zugriff am: 31.07.2025]. Verfügbar unter: https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Recommendations_annex/ACER_Recommendation_01-2025_DR_NC-Annex1_Amended_DR_NC.pdf

BUHL, H.U., S. DUDA, P. SCHOTT, M. WEIBELZAHL, S. WENNINGER, G. FRIDGEN, S.P. MENCI, M. SCHÖPF, C. VAN STIPHOUDT, M. WEIGOLD und M. LINDNER, 2021. Das Energieflexibilitätsdatenmodell der Energiesynchronisationsplattform. Verfügbar unter: https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Recommendations_annex/ACER_Recommendation_01-2025_DR_NC-Annex1_Amended_DR_NC.pdf

ELSERAFI, G.A.F.A., 2025. Needs-based and energy efficient parts drying using process monitoring and control [Dissertation]. Darmstadt: Technische Universität. Verfügbar unter: doi: 10.26083/tuprints-00028966

ENSTE, U. und W. MAHNKE, 2011. OPC Unified Architecture [online]. auto 59(7), 397-404. Verfügbar unter: doi:10.1524/auto.2011.0934

FRANK, M. und J. MAGIN, 2024. Throughput Cleaning Machine YUKON DAD-2 BL [online]. Verfügbar unter: <https://tudatalib.ulb.tu-darmstadt.de/handle/tudatalib/4225>

FUHLÄNDER-VÖLKER, D., 2023. Automation Architecture for Demand Response on Aqueous Parts Cleaning Machines [Dissertation]. Darmstadt: Technische Universität. Verfügbar unter: urn:nbn:de:tuda-tuprints-242591

IEC – International Electrotechnical Commission, 2025: IEC 63278-2 ED1 Asset Administration Shell for Industrial Applications – Part 2: Information meta model [Zugriff am: 31.07.2025]. Verfügbar unter: https://www.iec.ch/dyn/www/f?p=103:38:607572709001913:::FSP_ORG_ID,FSP_APEX_PAGE,FSP_PROJECT_ID:1250,23,109017

KRAMER, L., D. FUHLÄNDER-VÖLKER, M. von ELLING, S. KARNAPP, M. MOSER und M. WEIGOLD, 2025a. OPC UA Information Model for Energy-Flexible Aqueous Parts Cleaning Machines. In: H. KOHL, G. SELIGER, F. DIETRICH und H.T. VIEN, Hrsg. Decarbonizing Value Chains. Cham: Springer Nature Switzerland, S.155–163. ISBN 9783031938900

KRAMER, L., J. MAGIN, J. ZANGENBERG, M. ZAUN und M. WEIGOLD, 2025b. Energy-flexible operation of a cleaning machine through mathematical optimization [online]. Unveröffentlichtes Manuskript. Verfügbar unter: doi:10.5281/zenodo.15831515

NICKEL, S., S. REBENNACK, O. STEIN und K.-H. WALDMANN, 2022. Operations Research. Berlin, Heidelberg: Springer. ISBN 9783662653456

OECD, 2008. OECD Glossary of Statistical Terms [online]. Verfügbar unter: https://www.oecd.org/en/publications/oecd-glossary-of-statistical-terms_9789264055087-en.html

OPC UA FOUNDATION, 2025. Surface Technology [online]. VDMA OPC Surface Technology Initiative. Verfügbar unter: <https://opcfoundation.org/markets-collaboration/surface-technology/>

REINHART, G., L. BANK, M. BRUGGER, S. ROTH, P. SIMON, T. BAUERNHANSL, D. BAUER, E. COLANGELO, H. EIGENBROD, A. GRIGORJAN, L. PFEILSTRICKER, D. SCHEL, F. SCHULZ, G. FRIDGEN, F. HERING, R. KELLER, P. SCHOTT, M. JARKE, R. AHRENS und B. MEYER, 2018. Konzeption der Energiesynchronisationsplattform [online]. Verfügbar unter: doi:10.5281/zenodo.1412977

ŘEZANKOVÁ, H., 2014. Cluster Analysis of Economic Data [online]. STATISTIKA 94(1), 73–86. Verfügbar unter: <https://csu.gov.cz/docs/107508/f9af9161-d47d-7450-23b0-dfaad4eba77f/32019714q1073.pdf?version=1.0>

RIESER, M., 2025. Neue OPC UA Standards transformieren Oberflächentechnik [online]. Verfügbar unter: <https://www.vdma.eu/viewer/-/v2article/render/145070387>

RÖGNER, F.-H. und M. PFEILSCHIFTER, 2021. Markt- und Trendanalyse in der industriellen Teilereinigung 2020 [online]. Verfügbar unter: <https://publica.fraunhofer.de/entities/publication/33653c3a-28f1-40e0-8f9b-b62a62be664d>

SHI, D., J. LI, O. MEYER und T. BAUERNHANSL, 2025a. Enhancing retrieval-augmented generation for interoperable industrial knowledge representation and inference toward cognitive digital twins [online]. Computers in Industry 171, 104330. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.compind.2025.104330

SHI, D., O. MEYER, M. OBERLE und T. BAUERNHANSL, 2025b. Dual data mapping with fine-tuned large language models and asset administration shells toward interoperable knowledge representation [online]. Robotics and Computer-Integrated Manufacturing 91, 102837. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.rcim.2024.102837

SHI, D., P. LIEDL und T. BAUERNHANSL, 2024. Interoperable information modelling leveraging asset administration shell and large language model for quality control toward zero defect manufacturing [online]. Journal of Manufacturing Systems 77, 678–696. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.jmsy.2024.10.011

TU DARMSTADT, INSTITUT PTW, 2023. Abschlussbericht zum Verbundprojekt LoTuS – Leistungsoptimierte Trocknung und Sauberkeit [Zugriff am 31.07.2025]. Verfügbar unter: <https://edocs.tib.eu/files/e01fb24/1887862145.pdf>

VDI – VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE E. V., 2021. VDI 5207 Blatt 2: 2020-07 Energieflexible Fabrik – Identifikation und technische Bewertung [Zugriff am: 24.04.2025]. Verfügbar unter: <https://www.vdi.de/richtlinien/details/vdi-5207-blatt-2-energieflexible-fabrik-identifikation-und-technische-bewertung>





B.4

Digitale Werkzeuge und Services

Management Summary

Die Digitalisierung in der produzierenden Industrie bildet eine zentrale Voraussetzung, um Energieflexibilitätpotenziale systematisch zu erschließen und in die Energiemärkte zu integrieren. Digitale Werkzeuge und Services ermöglichen es Unternehmen, Produktionsprozesse energieorientiert zu planen, betriebliche Abläufe mit Marktsignalen zu koppeln und dadurch Wirtschaftlichkeit, Nachhaltigkeit und Versorgungssicherheit in Einklang zu bringen.

Kapitel B.4 stellt eine Auswahl praxisnaher sowie technisch validierter Lösungen vor, die exemplarisch für drei zentrale Handlungsfelder stehen:

- **Implementierung** und Integration ausgewählter Services und Komponenten der Energiesynchronisationsplattform
- **Validierung** des praktischen Nachweises der Übertragbarkeit der Energiesynchronisationsplattform auf bestehende IoT-Plattformen
- **Standardisierung** von Schnittstellen und Datenmodellen zur Sicherstellung der Interoperabilität

Die dargestellten Ansätze umfassen energieflexible Unternehmensplattformen, Prognosedienste, Digitale Zwillinge und produktionsnahe Energiemanagementsysteme. Sie zeigen, wie offene, standardisierte Datenmodelle – etwa das Energieflexibilitätsdatenmodell oder die Asset Administration Shell – die nahtlose Integration und Wiederverwendbarkeit von Anwendungen über Systemgrenzen hinweg ermöglichen.

Die entwickelten Lösungen wurden branchenübergreifend in der industriellen Praxis erprobt. So konnten in der ETA-Fabrik der TU Darmstadt durch energieorientierte Produktionsplanung Kosteneinsparungen von bis zu 75% erzielt werden. In der Lebensmittelindustrie führte der Einsatz des EFMSys zu Einsparungen im sechsstelligen Bereich durch eine dynamische Wärme- und Stromplanung. Darüber hinaus wurde ein Prognoseservice-Framework entwickelt, das zuverlässige Vorhersagen des Nutzenergiebedarfs bereitstellt, beispielsweise für die minütliche Wirkleistungsprognose.

Die Ergebnisse verdeutlichen, dass skalierbare, interoperable und datenbasierte Systeme den Übergang zu einem digitalen, netzwerkbasierten Energiemanagement in der Industrie ermöglichen und damit einen konkreten Beitrag zur praktischen Umsetzung der Energiewende leisten.

Autorenverzeichnis

Currle, Steffen
steffen.currle@trumpf.com
TRUMPF SE + Co. KG
Johann-Maus-Straße 2
71254 Ditzingen

Drießen, Elisa
elisa.driessen@gft.com
GFT Software Solutions GmbH
Reichenaustrasse 39a
78467 Konstanz

Eiser, Niklas
niklas.eiser@fim-rc.de
Forschungsinstitut für Informationsmanagement (FIM)
und Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT
(FIM/FIT)
Alter Postweg 101
86159 Augsburg

Forster, Andreas
andreas.forster@schaltbau.de
Schaltbau GmbH
Kreuzer Straße 1
84149 Velden / Vils

Geier, Jan
jan.geier@iwb.tum.de
Institut für Werkzeugmaschinen und Betriebswissen
schaften (iwb), Technische Universität München
Boltzmannstraße 15
85748 Garching bei München

Hucke, Manfred
manfred.hucke@trumpf.com
TRUMPF SE + Co. KG
Johann-Maus-Straße 2
71254 Ditzingen

Knapp, Jonas
jonas.knapp@ipa.fraunhofer.de
Institut für Energieeffizienz in der Produktion (EEP),
Universität Stuttgart
Nobelstraße 12
70569 Stuttgart

Koch, Tobias
t.koch@ptw.tu-darmstadt.de
Institut für Produktionsmanagement, Technologie und
Werkzeugmaschinen (PTW), Technische Universität
Darmstadt
Otto-Berndt-Straße 2
64287 Darmstadt

Kodalli, Nevid
kodalli.nevid@concircle.com
Concircle Consulting GmbH
Dingolfinger Straße 15
81673 München

Kopf, Michael
kopfmch@schaeffler.com
Schaeffler Technologies AG & Co. KG
Erlanger Straße 64
91074 Herzogenaurach

Schimmelpfennig, Jens
jens.schimmelpfennig@softwareag.com
Software GmbH
Altenkessler Straße 17
66115 Saarbrücken

Schlereth, Andreas
andreas.schlereth@ipa.fraunhofer.de
Fraunhofer-Institut für Produktionstechnik und
Automatisierung IPA
Nobelstraße 12
70569 Stuttgart

Stöhr, Matthias
matthias.stoehr@ipa.fraunhofer.de
Fraunhofer-Institut für Produktionstechnik und
Automatisierung IPA
Nobelstraße 12
70569 Stuttgart

Tesch, Ralf
ralf.tesch@conact.zone
ConAct GmbH
An der Goldgrube 43
55131 Mainz

Torolsan, Kerim
kerim.torolsan@ipa.fraunhofer.de
Institut für Energieeffizienz in der Produktion (EEP),
Universität Stuttgart
Nobelstraße 12
70569 Stuttgart

Weigold, Matthias
m.weigold@ptw.tu-darmstadt.de
Institut für Produktionsmanagement, Technologie und
Werkzeugmaschinen (PTW), Technische Universität
Darmstadt
Otto-Berndt-Straße 2
64287 Darmstadt

Winter, Christian
christian.winter@softwareag.com
Software GmbH
Uhlandstr. 12
64297 Darmstadt

Wittmann, Lukas
lukas.wittmann@igcv.fraunhofer.de
FraunhoferInstitut für Gießerei-, Composite- und
Verarbeitungstechnik IGCV
Am Technologiezentrum 10
86159 Augsburg

Wörle, Markus
markus.woerle@iwb.tum.de
Institut für Werkzeugmaschinen und Betriebswissen
schaften (iwb), Technische Universität München
Boltzmannstraße 15
85748 Garching bei München

Zäh, Michael F.
michael.zaeh@iwb.tum.de
Institut für Werkzeugmaschinen und Betriebswissen
schaften (iwb), Technische Universität München
Boltzmannstraße 15
85748 Garching bei München

Ziegler, Robin Dominic
robin.dominic.ziegler@ipa.fraunhofer.de
Fraunhofer-Institut für Produktionstechnik und
Automatisierung IPA
Nobelstraße 12
70569 Stuttgart

Zink, Robin
r.zink@ptw.tu-darmstadt.de
Institut für Produktionsmanagement, Technologie und
Werkzeugmaschinen (PTW), Technische Universität
Darmstadt
Otto-Berndt-Straße 2
64287 Darmstadt

1 Einleitung

Dieses Kapitel bietet einen systematischen Überblick über digitale Lösungen und deren Anwendungsmöglichkeiten in den drei Kernbereichen der Implementierung, Validierung und Standardisierung. Es erläutert die relevanten technischen Grundlagen, beschreibt praktische Anwendungen und zeigt die spezifischen Potenziale und Herausforderungen bei der Einführung energieflexibler Systeme in Industrieunternehmen auf. Jedes Unterkapitel befasst sich mit einer bestimmten Komponente der Lösung und zeigt, wie diese erfolgreich in bestehende Prozesse integriert werden kann. Ziel ist es, Unternehmen konkrete Handlungsmöglichkeiten aufzuzeigen und den Zugang zu bewährten sowie innovativen Konzepten zu erleichtern.

Jedes Unterkapitel ist wie folgt aufgeteilt:

1. **Kurzbeschreibung:** Kurze Zusammenfassung des Unterkapitels
2. **Methode:** Vorstellung von Methode und Vorgehensweise, die angewendet wurden, um das jeweilige Ziel zu erreichen. Eine Abbildung verdeutlicht die Methode zusätzlich.
3. **Potenziale:** Beschreibung des Energieflexibilitätpotenzials bei der Umsetzung und, falls nicht konkret nennbar, eine Beschreibung der anderen Vorteile und Mehrwerte
4. **Herausforderungen:** Beschreibung der entstandenen Herausforderungen bei der Umsetzung
5. **Use Cases:** Beschreibung, welche konkreten Anwendungsfälle mit der Umsetzung möglich oder bereits in Entwicklung sind. Ein kurzes Fazit rundet das Unterkapitel ab.

2 Digitaler Zwilling in der Unternehmensplattform

2.1 Kurzbeschreibung

Die Einführung der Unternehmensplattform (UP) ist mit erheblichem Aufwand verbunden, da energieflexible Produktionsressourcen, Systeme mit dafür relevanten Daten (z. B. Auftragsplanungsdaten aus ERP oder MES), Services und Marktplattformen digital vernetzt werden müssen. Unterschiedliche Datenformate und -protokolle erfordern eine aufwändige Integration.

Um den Umsetzungsaufwand zu reduzieren, wurde ein Digitaler Zwilling für den energieflexiblen Anlagenbetrieb eines Produktionssystems mit Schmieden in die Plattform integriert. Er dient als standardisiertes Energieflexibilitätsdatenmodell (EFDM) und erleichtert sowohl die vertikale (verschiedene Produktionsressourcen) als auch die horizontale Integration (verschiedene Systeme zur Datensammlung und -verarbeitung). Der Digitale Zwilling wird über einen Verwaltungsschalen-Server (engl. Asset Administration Shell, AAS) nach IDTA-Standards realisiert. Darin werden alle relevanten Daten gesammelt, semantisch beschrieben und für Services bereitgestellt.

Durch standardisierte oder AAS-konforme individuelle Submodelle (z. B. EFDM-Submodell) ist ein interoperabler Zugriff möglich. Zugleich wird sichergestellt, dass verschiedene Produktionsressourcen einheitlich modelliert werden können.

Ein weiterer Vorteil liegt in der Wiederverwendbarkeit der Daten für andere datengetriebene Use Cases, etwa zur energieorientierten Produktionsplanung oder für die Vermarktung von Energieflexibilitäten. Der AAS-Server ermöglicht eine zentrale Anbindung und mehrfache Nutzung der Daten über verschiedene Services hinweg.

2.2 Methode

Abbildung 1 zeigt die Architektur des Digitalen Zwillings innerhalb der Unternehmensplattform. Sie zeigt die Nutzung der AAS durch spezifische Submodelle, die für den energieflexiblen Betrieb notwendig sind. Die übrigen Komponenten und Systeme entsprechen der Energiesynchronisationsplattform (ESP)-Referenzarchitektur (Menci et al., 2021).

Der AAS-Server hält für jede energieflexible Produktionsressource mehrere Submodelle bereit: Im »Nameplate« wird die Ressource selbst beschrieben, in »JobPlanningData« die eingeplanten Aufträge und Produkte, in »ProcessData« die anlagenspezifischen Prozessparameter. Die »TimeSeries«-Modelle nach IDTA-Standard (IDTA, 2023a) enthalten historische Produktionsdaten, Anlagenzustände, Energieverbräuche und Auftragsverläufe. Der Vorhaltezeitraum beträgt wenige Tage und orientiert sich am Planungshorizont.

Das EFDM-Submodell beschreibt die bereitgestellten Flexibilitätsräume sowie auszuführende Maßnahmen bei einem Abruf am lokalen Flexibilitätsmarkt. Weitere Submodelle können je nach Produktionsressource ergänzt werden.

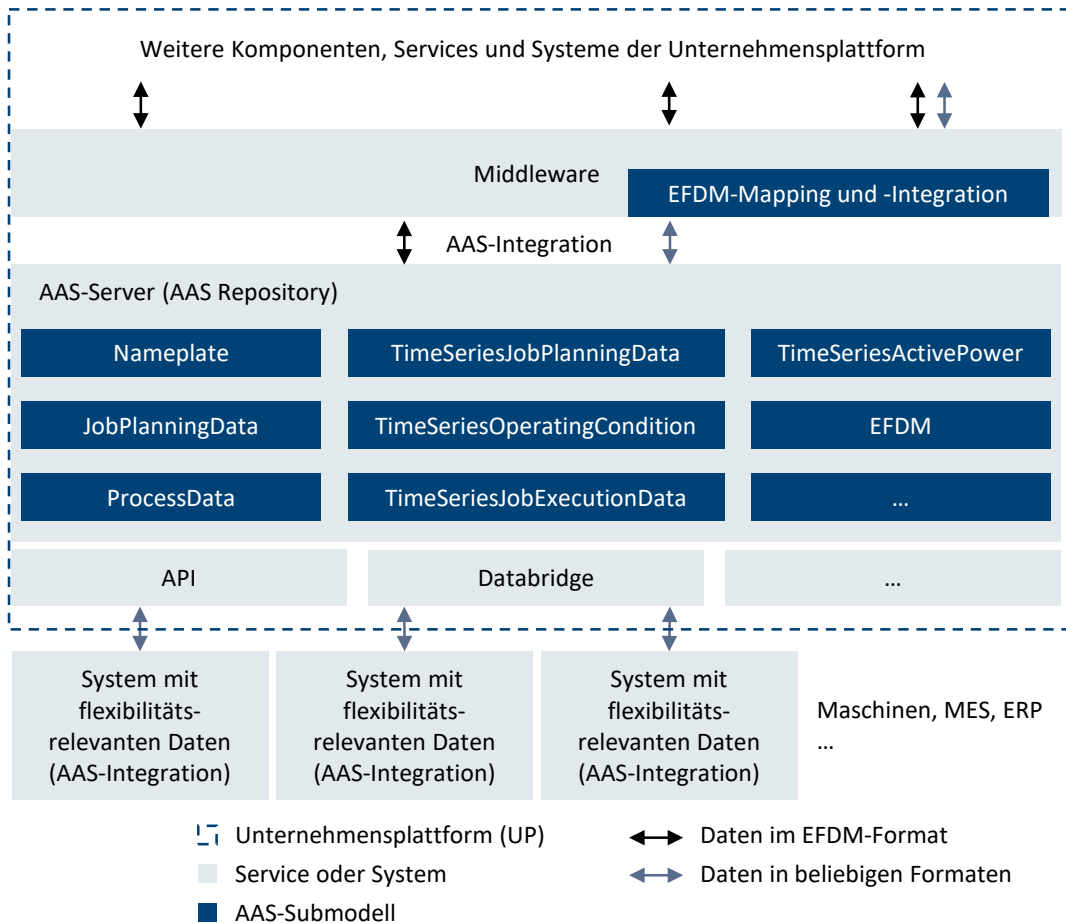


Abb. 1 Architektur des Digitalen Zwillings in der Unternehmensplattform

In der Entwicklung des Digitalen Zwillings wurden verschiedene Phasen durchlaufen.

- Ausgangspunkt war im ersten Schritt die Entwicklung der Datenteilmodelle für den AAS-Server nach dem in Wittmann et al. (2025) definierten Vorgehen. Zu diesem Zweck wurden die notwendigen Datenbedarfe für den energieflexiblen Anlagenbetrieb identifiziert und nach ihren Datenquellen und Bezugsebenen kategorisiert (z. B. Anlagen-, Prozess-, Gesamtsystembezug). Aufbauend darauf konnten für die Modellierung der Datenmodelle standardisierte AAS-Submodelle ausgewählt werden. Für alle Datenbedarfe, die nicht durch standardisierte Submodelle abgedeckt werden konnten (z. B. die Produktionsplanungsdaten), wurden individuelle Submodelle nach dem AAS-Metamodell (IDTA, 2025a) entworfen.

- Parallel zur Datenmodellierung erfolgt im zweiten Schritt der Aufbau des AAS-Servers. Hierfür kommen sowohl Open-Source-Lösungen (z. B. Eclipse Basyx) als auch kommerzielle Optionen infrage. Die Auswahl einer geeigneten Lösung kann basierend auf unternehmensspezifischen Kriterien (z. B. Kosten, Serviceaufwand, Sicherheitsrichtlinien) erfolgen. Entscheidend ist, dass eine Lösung verwendet wird, welche die Standards der IDTA berücksichtigt, insbesondere bezüglich der Schnittstellendefinition (IDTA, 2025b).
- Mit Abschluss der Datenmodellierung und dem Aufbau des AAS-Servers kann im dritten Schritt die Entwicklung bzw. Beschaffung von energieflexiblen Services erfolgen. Diese Services ermöglichen den energieflexiblen Anlagenbetrieb, beispielsweise durch eine energieorientierte Produktionsplanung oder Identifikation von bereitstellbaren Energieflexibilitäten. Der durch den AAS-Server standardisierte Zugriff auf die relevanten Daten lässt sowohl eine Eigenentwicklung dieser Services als auch die Verwendung von kommerziell verfügbaren Standard-services zu.
- Der vierte Schritt der Entwicklung des Digitalen Zwillings ist die Anbindung der Datenmodelle innerhalb des AAS-Servers an die entsprechenden Datenquellen. Hierfür sind geeignete Extract-Transform-Load(ETL)-Pipelines aufzubauen, um die Sammlung der Daten nach der im Datenmodell festgelegten Semantik sicherzustellen.
- Abgeschlossen wird die Entwicklung im fünften und letzten Schritt mit der Anbindung der Services an den AAS-Server und den darin enthaltenen Datenmodellen, um die Funktionsweise und Schnittstellen zu validieren. Dazu wird insbesondere der Zugriff auf die Datenpunkte durch die Services getestet. Außerdem muss überprüft werden, ob die Resultate der Services den Anforderungen zur Erfüllung der Use Cases entsprechen oder ob es zu Fehlern in der Datenqualität infolge einer fehlerhaften ETL-Pipeline kommt.

2.3 Potenziale

Der Digitale Zwilling ermöglicht die Umsetzung verschiedener Use Cases für den energieflexiblen Anlagenbetrieb. Im Produktionssystem, für welches der Digitale Zwilling aufgebaut wurde, werden drei Use Cases betrachtet: ein Lastspitzenmanagement, eine energieorientierte Produktionsplanung und eine Bereitstellung von Energieflexibilität am lokalen Flexibilitätsmarkt. Die Datenbasis, die für die Umsetzung benötigt wird, überschneidet sich (z. B. Produktionsplanungsdaten, Energieverbrauchsdaten ...). Entsprechend ergeben sich durch die Nutzung des AAS-Servers als standardisiertes Datenmodell Synergieeffekte bei der Anbindung der Datenquellen an die Services zur Umsetzung der Use Cases. Wie einleitend ausgeführt, gilt dies aber nicht nur für die Use Cases für den energieflexiblen Anlagenbetrieb, sondern auch für weitere datengetriebene Use Cases. Folglich verringert sich auch für diese der Umsetzungsaufwand durch den Digitalen Zwilling. Die Skalierung von datengetriebenen Use Cases fällt also deutlich leichter als bei einer isolierten Umsetzung der Use Cases ohne Digitalen Zwilling.

Ein weiteres Potenzial, das sich durch die Nutzung des Digitalen Zwillings ergibt, ist die Verringerung von Lock-in-Effekten für Services zur Umsetzung von Use Cases. Bei einer Umsetzung ohne einen Digitalen Zwilling sind jeweils individuelle ETL-Pipelines notwendig, die auf die übergeordneten

Services und deren Schnittstellen zugeschnitten sind. Bei einer einheitlichen Datenbasis mit standardisierten Schnittstellen hingegen, wie bei Verwendung eines AAS-Servers, werden Services austauschbar. Es erfolgt keine Festlegung auf proprietäre Datenformate und Protokolle, wodurch der Wechsel auf andere Zulieferer von Services vereinfacht wird.

2.4 Herausforderungen

Bei der Entwicklung und Implementierung des Digitalen Zwillings ergeben sich einige Herausforderungen. Zum einen ist für die erfolgreiche Umsetzung vor allem eine sinnvolle Gestaltung der Datenmodelle für die AAS der energieflexiblen Produktionsressourcen entscheidend. Hierbei müssen Inhalt, Art und Häufigkeit der Datenaktualisierung und die Zusammenhänge der Daten logisch zueinander in Bezug gesetzt werden, um ein Modell zu erhalten, welches die Produktionsressourcen umfassend abbildet. Weiterhin ist bei der Anbindung der Datenmodelle an die Datenquellsysteme eine detaillierte Konzeption sinnvoll, um die Hürden und Aufwände der Anbindung (z. B. fehlende Schnittstellen in den Quellsystemen, Daten- und Prozessverständnis ...) frühzeitig identifizieren zu können. Gleichzeitig ist festzulegen, welche Sicherheitsklassifizierung die Daten innerhalb des Unternehmens besitzen. So kann der spätere Zugriff auf die Daten über den AAS-Server nach einem dazu passenden Rechte- und Rollenkonzept gestaltet werden.

2.5 Use Cases

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass der entwickelte Digitale Zwilling den Entwicklungs- und Implementierungsaufwand in der UP verringert und zudem Synergieeffekte mit weiteren datengetriebenen Use Cases ermöglicht. Eine detaillierte Definition der Use Cases, die durch den Digitalen Zwilling adressiert werden sollen, ist am Anfang der Entwicklung von zentraler Bedeutung. Daraus können die Datenbedarfe abgeleitet und die Datenmodelle entwickelt werden. Zudem sind aktiv Überschneidungen zu weiteren Use Cases zu suchen, bei denen ähnliche oder gleiche Datenbedarfe herrschen, um Synergieeffekte nutzen zu können. Bei der Erstellung der Datenmodelle ist es vorteilhaft, so weit wie möglich auf bereits standardisierte Datenmodelle der IDTA zurückzugreifen. So kann eine Übertragbarkeit und Nutzung existierender Services zur Erfüllung von Use Cases ermöglicht werden.

3 Service für eine energieflexible Produktionsplanung in der metallverarbeitenden Industrie

3.1 Kurzbeschreibung

Im Rahmen der ETA-Fabrik der TU Darmstadt werden eine Service-Architektur für eine energieflexible Produktionsplanung entworfen, die Umsetzungsschritte beschrieben und die Funktionalität dieses Konzepts in der Praxis demonstriert. Zentral ist dabei die Nutzung des EFDM in Kombination mit bestehenden Produktionsplanungs- und Steuerungssystemen (PPS). Dazu wird ein bestehendes PPS um den mittleren elektrischen Leistungsbedarf der Fertigungsvorgänge erweitert, es werden Schnittstellen geschaffen und Softwarekomponenten implementiert, etwa ein Energy Information Service (Bereitstellung von Strommarktdaten und einzuhaltender elektrischer Last), ein EFDM-PPS-Connector und ein Optimierungsalgorithmus. Daraufhin kann ein nicht energieoptimierter Produktionsplan automatisiert in das EFDM-Format überführt werden. Anhand energieflexibler Zielsetzungen – etwa der Reaktion auf volatile Strompreise – wird er optimiert und anschließend zurück in das PPS übertragen. Die Umsetzung wurde erfolgreich an einer Fertigungslinie demonstriert. Der Ansatz nutzt bestehende Systeme ohne grundlegende Änderungen und legt mit dem EFDM die Basis für ein herstellerunabhängiges, ganzheitliches Energieflexibilitätsmanagement.

3.2 Methode

Der Umsetzungsprozess gliedert sich in fünf aufeinanderfolgende Phasen: (1) Definition geeigneter Energieflexibilitätsmaßnahmen und Optimierungsziele, (2) manuelle Modellierung mit dem EFDM, (3) Konzeptionierung und Implementierung einer Service-Architektur, (4) Erfassung energierelevanter Daten sowie (5) operative Umsetzung der Energieflexibilitätsmaßnahmen.

Für die Konzeptionierung der Software-Architektur ist es zunächst notwendig, geeignete Energieflexibilitätsmaßnahmen der Produktionsplanung auszuwählen und ein Ziel der Maßnahmen zu definieren (beispielsweise das Verschieben des Auftragsstarts), um auf volatile Energiepreise reagieren zu können.

Zur Vorbereitung der technischen Umsetzung wird das zugrunde liegende Produktionsplanungsproblem zunächst als Instanz eines Flexibilitätsraums im EFDM formal abgebildet. Ziel dieser Modellierung ist die Überprüfung, ob sich die relevanten Parameter, Abhängigkeiten und Restriktionen des Planungsproblems durch das EFDM hinreichend präzise beschreiben lassen oder ob ergänzende Modellierungskonzepte erforderlich sind. Parallel dazu werden die benötigten Datenobjekte, ihre Quellen sowie die notwendigen Verarbeitungsschritte systematisch identifiziert. Darauf aufbauend erfolgt die Entwicklung und Integration der entsprechenden Softwarekomponenten in die bestehende Systemarchitektur (*Abbildung 2*).

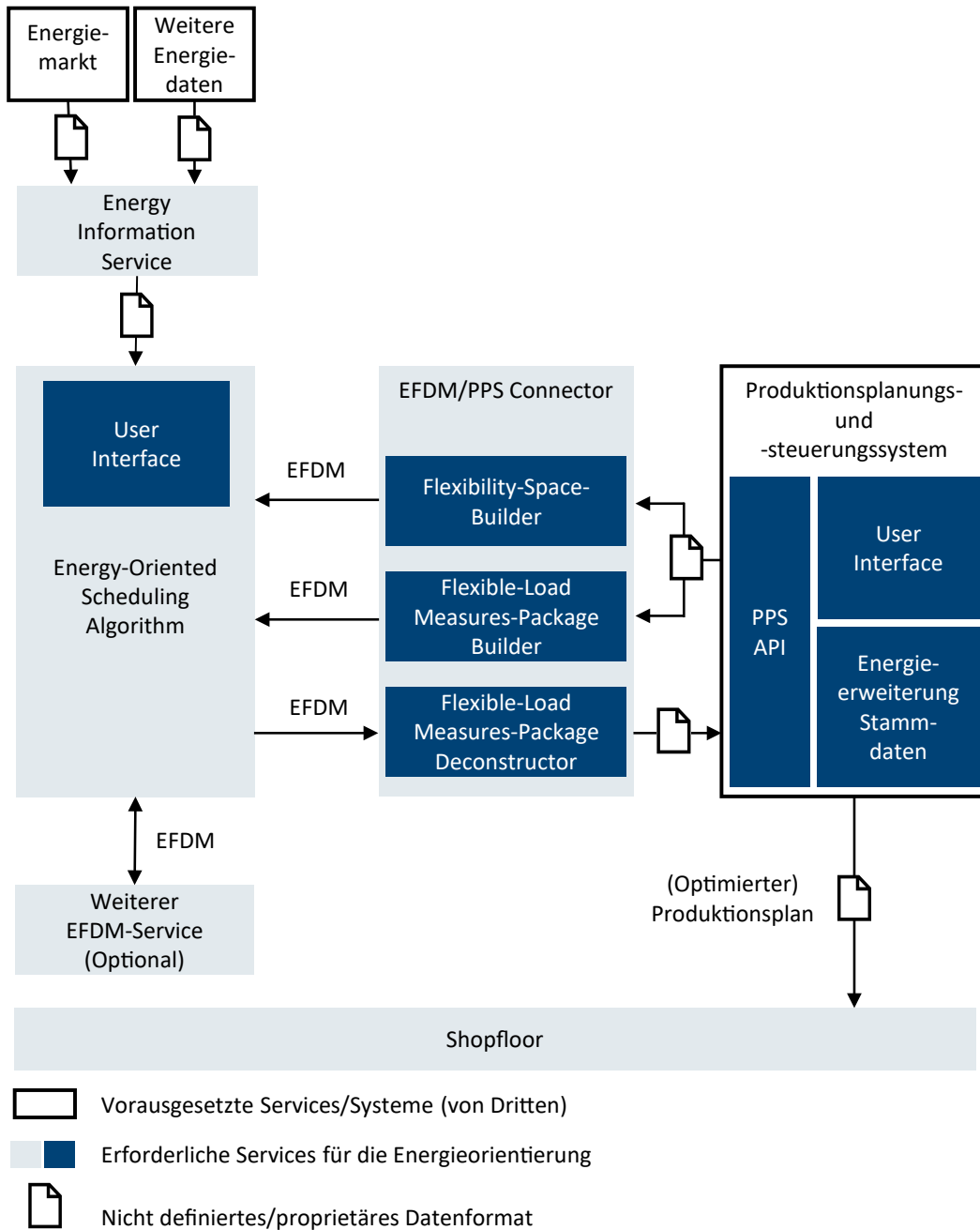


Abb. 2 Service-Architektur der energieorientierten Produktionsplanung

Zunächst wird das bestehende Produktionsplanungssystem für eine energieflexible Planung befähigt. Dabei werden die Stammdaten des PPS um energierelevante Kennzahlen ergänzt, etwa Energiebedarf pro Fertigungsvorgang. Darüber hinaus wird das Planungs-Dashboard um eine grafische Benutzeroberfläche erweitert, über die die energieflexible Optimierung angestoßen und gesteuert werden kann. Im Anschluss werden geeignete Schnittstellen spezifiziert und implementiert, die einen bidirektionalen Datenaustausch von Produktionsplänen und Stammdaten ermöglichen.

Eine zentrale Rolle nimmt dabei der EFDM-PPS-Connector ein. Diese Softwarekomponente übersetzt PPS-spezifische Datenstrukturen in EFDM-konforme Flexibilitätsräume und Flexible-Last-Maßnahmen-Pakete (FLMP) und übernimmt zugleich die Rückführung des optimierten Plans ins Produktionssystem. Während der Flexibilitätsraum die potenziellen Freiheitsgrade zur Umplanung beschreibt, etwa durch Auftragsverschiebungen, bildet das FLMP den ursprünglichen Produktionsplan ab und ermöglicht einen Vergleich mit dem optimierten Produktionsplan. Eine weitere Komponente bildet der Scheduling-Algorithmus, der Produktionspläne auf Basis des EFDM auf energieflexible Zielstellungen optimiert. Die dafür benötigten Informationen, beispielsweise Börsenstrompreise, werden durch den Energy Information Service bereitgestellt.

Nach erfolgreicher Implementierung erfolgt die Erfassung der Energieverbräuche einzelner Fertigungsvorgänge. Je nach technischer Infrastruktur kann diese Datenerhebung manuell oder automatisiert erfolgen, ebenso wie der Eintrag in die Stammdaten.

Im operativen Betrieb werden die identifizierten Energieflexibilitätsmaßnahmen fortlaufend umgesetzt. Zunächst wird im PPS ein initialer Produktionsplan erstellt. Über das Dashboard wird eine energieflexible Optimierung eingeleitet, woraufhin der Plan in das EFDM-Format überführt, dort optimiert und anschließend zurück in das PPS übermittelt wird. Der optimierte Plan kann über das Benutzeroberfläche akzeptiert, angepasst oder abgelehnt werden. Nach erfolgter Freigabe erfolgt die Übergabe an die Produktionsebene – etwa über ein bestehendes Manufacturing Execution System (MES).

3.3 Potenziale

Der beschriebene Ansatz lässt sich als Erweiterung bestehender Systeme verstehen, da er auf der Neuplanung bereits vorhandener Produktionspläne basiert. Damit werden grundlegende Systemveränderungen wie die vollständige Umstellung auf ein neues, energieflexibles Planungssystem vermieden. Der initiale Produktionsplan bleibt als Rückfallebene erhalten, falls Störungen im Optimierungsprozess auftreten. Ein zentrales Element ist die Verwendung eines einheitlichen, generischen Datenmodells für Energieflexibilität. Es ermöglicht eine anbieterunabhängige Service-Architektur und bildet die Grundlage für ein übergreifendes Management von Energieflexibilität. Durch die generische Beschreibung von Energieflexibilitätsmaßnahmen lassen sich z. B. produktionstechnische und infrastrukturelle Energieflexibilitätsmaßnahmen gezielt kombinieren. Der Ansatz ist auf unterschiedliche Produktionssysteme übertragbar und bietet großes Potenzial für den schrittweisen Ausbau hin zu einer ganzheitlichen Energieflexibilitätsbefähigung durch zusätzliche Maßnahmen oder Ziele, z. B. die externe Vermarktung von Energieflexibilität. Eine Open-Source-Bereitstellung der Softwaremodule über den Prototypenstatus hinaus könnte die herstellerunabhängige

Umsetzung weiter vereinfachen und beschleunigen. Eine weitere Automatisierung kann durch die Nutzung eines MES erfolgen, indem kontinuierlich Leistungs- und Zeitmessungen der einzelnen Fertigungsvorgänge erfasst und die Stammdaten aktualisiert werden können.

3.4 Herausforderungen

Die Integration von Energieflexibilitätsmaßnahmen in Produktionsplanungssysteme birgt zahlreiche Herausforderungen: Kompetenzen aus den Bereichen Produktionsplanung sowie den zugehörigen Systemen wie Enterprise Resource Planning (ERP), Softwareentwicklung und Energieflexibilität müssen vorhanden sein und effektiv zusammenwirken. Dabei ist insbesondere die technische Realisierung der Anbindung an das Produktionsplanungssystem sowie die Erweiterung der Stammdaten sicherzustellen. Zudem müssen die für die Produktionsplanung relevanten Rahmenbedingungen wie Schichtzeiten, Liefertermine etc. im EFDM ausreichend präzise abgebildet werden können und alle relevanten Informationen müssen automatisiert zur Verfügung stehen. Letztlich muss der Produktionsplan hinreichende Energieflexibilität bieten, damit der Implementierungsaufwand wirtschaftlich gerechtfertigt ist. Im Zuge der Projektarbeiten wurde festgestellt, dass trotz möglicher Kosteneinsparungen auf der Industrieseite bislang nur eine geringe Nachfrage nach bzw. Vorbehalte gegen die Einführung einer energieflexiblen Produktionsplanung bestehen. Daher sollte der Fokus in den zukünftigen Arbeiten verstärkt auf einer Demonstration mit hoher Nutzerfreundlichkeit und Praktikabilität liegen.

3.5 Use Cases

Das entwickelte Konzept ist auf verschiedene Produktionsplanungssysteme und Produktionsumgebungen anwendbar. Zur Demonstration wurde die Service-Architektur in der ETA-Fabrik umgesetzt. Dort kommt ein PPS der Firma SAP zum Einsatz, das durch ein Feinplanungs-Add-on (ConOs, Fa. Concircle) im ERP ergänzt wird. Die Produktionsplanung erfolgt im ERP-System (S/4HANA), die Ausführung im Manufacturing Execution System (MES) SAP DMC, das die Aufträge über Production Operator Dashboards (PODs) an das Bedienpersonal übermittelt.

Der Anwendungsfall umfasst die Fertigung von Steuerscheiben für Hydraulikpumpen an einer Linie mit fünf Maschinen und sieben Fertigungsvorgängen. Durch Anpassung der Auftragsreihenfolge und das Verschieben von Auftragsstarts kann auf schwankende Day-Ahead-Strompreise reagiert werden, die über eine API (Application Programming Interface) der ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) bereitgestellt werden. In Zusammenarbeit mit dem Projektpartner Concircle wurden die ERP-Stammdaten um die mittlere Stromleistung der Maschinenzustände ergänzt und eine Datenschnittstelle entwickelt. Über diese kann der EFDM-PPS-Connector automatisiert Aufträge als Flexible Lasten im EFDM abbilden. Die Sicherstellung der Einhaltung von Reihenfolgen und Maschinenkapazitäten erfolgt über die EFDM-Klasse Abhängigkeiten. Damit kann ein Optimierungsalgorithmus auf Basis des Solvers Gurobi energieflexible Produktionspläne berechnen,

die sowohl die aktuellen Strompreise berücksichtigen als auch einen definierten maximalen elektrischen Leistungsbezug einhalten. Die optimierten Pläne werden ins ERP-System zurückgespielt und nach Freigabe über das MES an die PODs am Shopfloor übertragen.

Die Funktionsfähigkeit der implementierten Service-Architektur konnte erfolgreich demonstriert werden. An zwei Versuchstagen ließen sich durch die Nutzung günstigerer Day-Ahead-Preisphasen im Vergleich zur ursprünglichen Rückwärtsterminierung (Planung vom Endtermin ausgehend) deutliche Kosteneinsparungen erzielen: 54 % im ersten Versuch (vier Fertigungsvorgänge mit neuer Terminierung) bzw. 75 % im zweiten Versuch (acht Fertigungsvorgänge neu terminiert). Da die Ergebnisse stark von den spezifischen Produktionsaufträgen, dem jeweiligen Szenario und den tagesaktuellen Strompreisen abhängen, sind sie nicht unmittelbar verallgemeinerbar, sondern dienen primär der Validierung des Ansatzes. Damit zeigt die vorgeschlagene Architektur, wie Energieflexibilität ohne tiefgreifende Änderungen in bestehende Produktionsplanungssysteme integriert werden kann, und eröffnet einen praktikablen Weg zur Nutzung industrieller Energieflexibilitätpotenziale.

4 Entwicklung eines Prognoseservices für den Nutzenergiebedarf in der metallverarbeitenden Industrie

4.1 Kurzbeschreibung

Nutzenergiebedarfsprognosen ermöglichen es Industrieunternehmen, den zukünftigen Energiebedarf vorausschauend zu planen und den Betrieb ihrer Anlagen an sich ändernde Produktions- und Marktbedingungen anzupassen. Eine präzise kurzfristige Prognose des zeitaufgelösten Energiebedarfs, insbesondere der Hauptverbraucher, ist die Voraussetzung, um Energieflexibilitätpotenziale zu quantifizieren, die Energieversorgung flexibel zu steuern und Produktionsprozesse unter Berücksichtigung energiewirtschaftlicher Rahmenbedingungen zu optimieren (Walter, 2022).

Der im Projekt entwickelte Prognoseservice stellt ein Softwareframework zur Verfügung, das Funktionalitäten für den zuverlässigen Betrieb von Vorhersagemodellen des Nutzenergiebedarfs (Wärme, Kälte, Strom) in Produktionssystemen bereitstellt. Im Mittelpunkt steht die Anwendung von datengetriebenen Modellen, die Methoden des maschinellen Lernens verwenden, ohne jedoch auf diese beschränkt zu sein. Der in der Open-Source-Sprache Python implementierte Code bietet eine freie Nutzung und flexible Weiterentwicklung. Klar definierte Schnittstellen zum Produktionssystem sowie zu nachgelagerten Services ermöglichen eine einfache Integration in bestehende Systeme. Der Service setzt einen starken Fokus auf die Zuverlässigkeit von Modellen und bietet Module zur Überwachung und Wartung der Algorithmen.

Aktuell richtet sich das Framework an Forschungseinrichtungen sowie Industrieunternehmen, die an umsetzungsorientierten Forschungsvorhaben beteiligt sind. Ziel ist es, durch fortlaufende Weiterentwicklung eine kontinuierliche Nutzung in Produktivumgebungen zu ermöglichen.

4.2 Methode

Der Prognoseservice basiert methodisch auf dem Cross-Industry Standard Process for Machine Learning with Quality Assurance (CRISP-ML(Q)) Prozessmodell nach Studer et al. (2021). Der CRISP-ML(Q) lässt sich in Anlehnung an den DevOps-Ansatz aus der Softwareentwicklung in die Entwicklung (Development) und den Betrieb (Operations) der Modelle untergliedern (Abbildung 3).

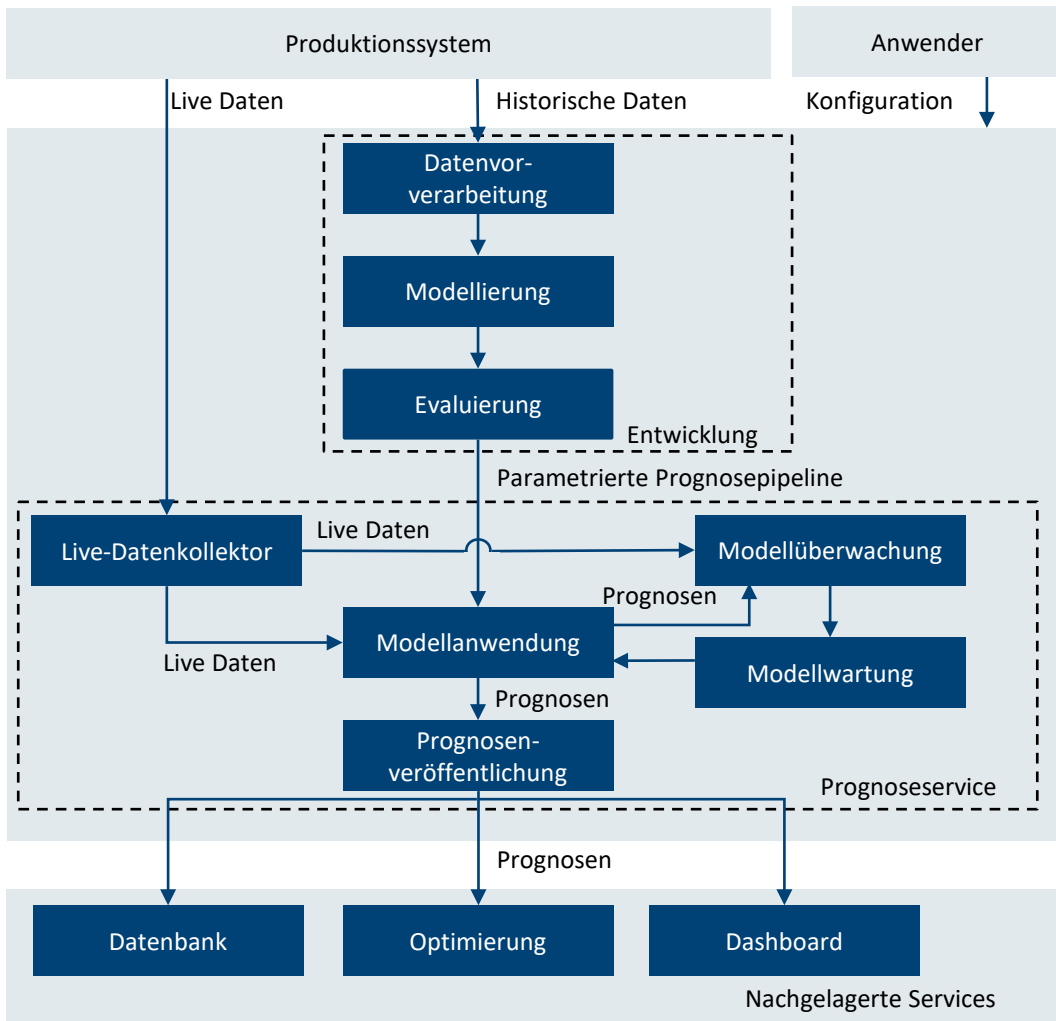


Abb. 3 Prognoseservice-Framework

Die Modellentwicklung umfasst die Verarbeitung historischer Daten, die Erstellung eines Prognosemodells einschließlich erforderlicher Vorverarbeitungsschritte sowie dessen Evaluierung. Das trainierte Modell mit den definierten Vor- und Nachverarbeitungsschritten wird anschließend in den Prognose-service integriert. Über eine Konfigurationsdatei legt der Anwender die Eingangsparameter fest, zum Beispiel die zeitliche Auflösung der Daten. Auf dieser Grundlage führt der Prognoseservice die Vorhersagen automatisiert aus und stellt die Ergebnisse bereit.

Die Datenbereitstellung im Betrieb erfolgt durch einen Live-Datenkollektor, der standardisierte Schnittstellen (z.B. OPC UA und Modbus) unterstützt und relevante Daten der Modellanwendung bereitstellt (Grosch et al., 2022). Bei den Daten handelt es sich je nach Anwendungsfall um Messdaten (z.B. Energiebedarfe), Produktionsplandaten (z.B. geplante Fertigungsaufträge) und Wetterdaten (z.B. Außentemperatur). Die Prognosemodell-Pipeline generiert aus den Eingangsdaten Prognosewerte für die Modellanwendung. Zur Realisierung eines zuverlässigen Betriebs bietet der Prognose-service Funktionalitäten zur Modellüberwachung und Modellwartung. Das Modul zur Modellüberwachung nutzt die Prognosen und die Live-Daten für eine Leistungsüberwachung der Prognosemodelle. Dafür können verschiedene Algorithmen aus dem Bereich der statistischen Prozesskontrolle ausgewählt werden (Zink et al., 2024). Wenn die Modellüberwachung eine statistisch valide Degradation der Modelle feststellt, wird die Modellwartung ausgelöst.

In der Modellwartung wird das Modell in einen Zustand zurückversetzt, in dem es die Anforderungen hinsichtlich Prognosegüte wieder erfüllt und das degradierte Modell in der Modellanwendung ersetzt. Bei der Modellwartung kann zwischen einem kompletten Neutraining und einem sogenannten Fine-Tuning unterschieden werden, bei dem ein bereits trainiertes Modell auf Basis neuer Daten gezielt weiter angepasst wird. Die Prognosen werden nach der Modellanwendung veröffentlicht, um sie nachgelagerten Services wie Datenbanken, Visualisierungen und modellprädiktiven Optimierungen auf der Unternehmensplattform zugänglich zu machen. Die Datenschnittstelle zu den externen Modulen ist über eine REST-Schnittstelle im JSON-Format realisiert.

Der Prognoseservice ist mittels Python-Bibliotheken (Open Source) und Containervirtualisierung implementiert. Die Implementierung ermöglicht in der Folge eine einfache Integration des Prognose-services in Produktionsumgebungen.

4.3 Potenziale

Nutzenergiebedarfsprognosen bieten großes Potenzial für die Energieflexibilitätsbefähigung von Produktionssystemen. Sie erlauben es, zukünftige Systemzustände frühzeitig abzuschätzen und einzubeziehen. Dies ermöglicht es, prädiktive Strategien zu implementieren, die eine zielgerichtete Beeinflussung sowohl aktueller als auch erwarteter Systemzustände erlauben. Insbesondere in dynamischen Energiesystemen bilden zuverlässige Prognosen die Grundlage für die Optimierung der Betriebsführung (Walter, 2022). Maschinelle Lernverfahren wie künstliche neuronale Netze bieten großes Potenzial, in den dynamischen, nichtlinearen Daten aus Produktionsumgebungen Muster zu erkennen und so die Prognosegüte zu erhöhen (Walther, 2022).

Der Prognoseservice stellt eine softwareseitige Implementierung für den automatisierten Betrieb von Prognosemodellen zur Verfügung. Durch die konkrete Umsetzung von Modellüberwachung und Modellwartung werden die Zuverlässigkeit der Algorithmen erhöht und der Aufwand für die Anwender minimiert.

4.4 Herausforderungen

Generell besteht eine zentrale Herausforderung beim Einsatz von datengetriebenen Algorithmen in der Sicherstellung einer hohen Qualität der Eingangsdaten. Fehlende Werte oder Ausreißer beeinträchtigen die Modellgüte und damit die Prognosegenauigkeit erheblich. Datengetriebene Modelle liefern auch bei fehlerhaften Eingangsdaten weiterhin Vorhersagen, was aber zu Risiken bei datenbasierten Entscheidungen führt. Zur Bewältigung dieser Problematik sind zum einen robuste Verfahren zur Datenvorverarbeitung essenziell, wie Imputationstechniken oder Anomalieerkennung. Damit lassen sich Probleme mit der Datenqualität identifizieren und innerhalb der Prognosepipeline beheben. Zum anderen sind Produktionssysteme und deren Einflussfaktoren (z. B. Wettereinflüsse) häufig dynamisch. Dabei kann es zu Änderungen in der Beziehung zwischen Eingangs- und Ausgangsdaten kommen, sogenannten Concept-Drifts (Bayram et al., 2022), die wiederum zur Modelldegradation führen. Diese lassen sich durch Überwachung der Modell-Performance erkennen und durch Wartung der Algorithmen beheben.

Eine große Herausforderung liegt in der Wartung der Algorithmen, da ein Neutrainieren sehr rechenintensiv ist und das Fine-Tuning bei komplexen Modellen zu Interferenzen mit dem aktuellen Wissen führen kann, wodurch bestehende interne Repräsentationen verändert und zuvor erlerntes Wissen teilweise überschrieben wird (Mundt et al., 2023). Aus diesem Grund wurden Methoden aus dem Bereich des kontinuierlichen Lernens erforscht und in den Prognoseservice integriert, um Degradationseffekte im Einsatz von Prognosemodellen in Produktionssystemen effektiv und effizient zu reduzieren.

4.5 Use Cases

Für das Kopernikus-Projekt SynErgie wurden Nutzenergiebedarfsprognosen für die Energieträger Strom, Wärme und Kälte entwickelt. Ein exemplarischer Anwendungsfall ist die minütliche Wirkleistungsprognose mit einem Horizont von 15 Minuten in der ETA-Forschungsfabrik, einer repräsentativen Produktionskette für die metallverarbeitende Industrie an der Technischen Universität Darmstadt (Zink et al., 2024).

Das Prognosemodell konnte durch den Einsatz des Prognoseservice-Softwareframeworks kontinuierlich im Produktionssystem zur Verfügung gestellt werden; Degradationen wurden identifiziert und reduziert. Der Prognoseservice ist in seiner Struktur unabhängig vom spezifischen Anwendungsproblem gestaltet und kann für zukünftige Use Cases durch die Wahl der Daten und Modelle an das jeweilige Problem angepasst werden.

5 Entwicklung einer Unternehmensplattform auf Basis der SPHINX OPEN IIoT-Plattform

5.1 Kurzbeschreibung

SPHINX OPEN ist eine IIoT-Plattform der GFT Software Solutions GmbH, die im Rahmen des Kopernikus-Projekts SynErgie zu einer UP weiterentwickelt wurde. Die Plattform ermöglicht Industrieunternehmen die flexible Anpassung ihrer Produktionsprozesse an das schwankende Energieangebot und die aktive Teilnahme am Energiemarkt. Als Teil der digitalen Transformationslösungen von GFT Technologies unterstützt sie die durchgängige Vernetzung entlang der gesamten Wertschöpfungskette. Die Plattform zeichnet sich durch ihre modulare Architektur aus, die eine schrittweise Integration in bestehende Produktionsumgebungen ermöglicht. Durch die Implementierung von maschinellem Lernen werden präzise Vorhersagen für Energieverbräuche und Produktionsplanung ermöglicht. Die Integration verschiedener Datenquellen und die Echtzeitverarbeitung von Produktions- und Energiedaten bilden die Grundlage für eine effiziente Steuerung der Produktionsprozesse.

5.2 Methode

Die Transformation von einer bestehenden IIoT-Plattform zur energieflexiblen UP erfolgt systematisch. Zunächst wird eine detaillierte Gap-Analyse durchgeführt, um bestehende Lücken zwischen der vorhandenen IIoT-Plattform und den Anforderungen der UP-Referenzarchitektur zu identifizieren. Die resultierende Architektur ist in *Abbildung 4* dargestellt.

Im Anschluss erfolgen die Integration des standardisierten EFDM mit dem zugehörigen EFMS sowie die Implementierung von Vermarktungslösungen für Energieflexibilität. Die Plattform wird an die Referenzarchitektur angepasst und schließlich für Referenzkunden prototypisch umgesetzt. Die Implementierung erfolgt in iterativen Schritten mit regelmäßigen Evaluationsphasen, um die Qualität und Effektivität der Transformation sicherzustellen. Zudem werden gesammelte Erfahrungen im Rahmen der Validierung in die Weiterentwicklung der Referenzarchitektur der UP einbezogen. Die Integration von Feedback aus dem Produktentwicklungsteam und von Endanwendern gewährleistet eine bedarfsgerechte Ausrichtung der Plattform. Zudem wurde ein Leitfaden entwickelt, der helfen soll, die Hürden für weitere IIoT-Plattformanbieter zur Umsetzung einer UP auf Basis der eigenen IIoT-Plattform zu senken (Schlereth et al., 2025).

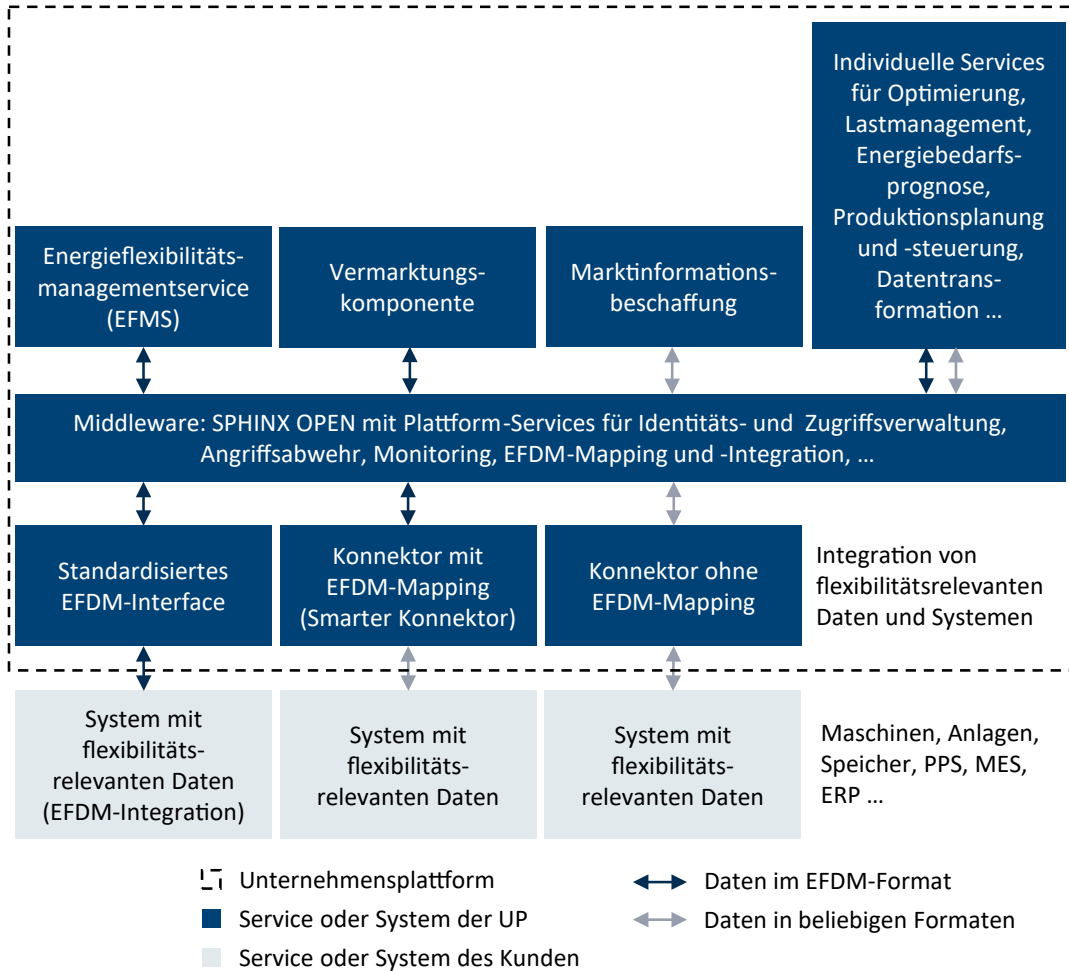


Abb. 4 Architekturübersicht der SPHINX OPEN Unternehmensplattform

5.3 Potenziale

Die SPHINX OPEN UP verfolgt als wesentliches Ziel eine weitere erfolgreiche Kommerzialisierung der entwickelten UP als marktreifes Produkt bei gleichzeitiger Validierung der Referenzarchitektur. Die SPHINX OPEN UP zielt darauf ab, Industrieunternehmen unter Berücksichtigung branchen- und kundenspezifischer Anforderungen zur flexiblen Anpassung an das volatile Energieangebot zu befähigen und ihnen die aktive Teilnahme am Energiemarkt zu ermöglichen. Die im Projekt SynErgie entwickelte Lösung bedient sowohl die Betriebsstrategie der innerbetrieblichen Optimierung als auch die der Flexibilitätsvermarktung.

5.4 Herausforderungen

Bei der Implementierung der SPHINX OPEN UP entstehen verschiedene Herausforderungen. Der Ausbau bestehender IIoT-Plattformen zu UPs erfordert eine sorgfältige Planung und Umsetzung. Die Implementierung des standardisierten EFDM sowie die Umsetzung der Referenzarchitektur sind komplexe Aufgaben, die eine tiefgehende technische Expertise erfordern. Die Entwicklung von Vermarktungslösungen und die Sicherstellung der Kompatibilität mit bestehenden Systemen sind weitere wichtige Aspekte, die bei der Umsetzung berücksichtigt werden müssen. Ein besonderes Augenmerk liegt auf der Wiederverwendbarkeit bestehender Services, da diese oft nicht ohne Anpassungen in die neue Plattformarchitektur integriert werden können. Die Heterogenität der bestehenden Systeme und die unterschiedlichen Schnittstellenstandards erfordern eine sorgfältige Abwägung zwischen Wiederverwendung und Neuentwicklung. Die strikte Einhaltung der Schnittstellendokumentation der UP-Außenschnittstellen ist von zentraler Bedeutung für die nahtlose Kommunikation mit zukünftigen Services und deren Integration gemäß der Referenzarchitektur.

5.5 Use Cases

Die SPHINX OPEN UP adressiert verschiedene Problemfelder in der industriellen Praxis. Sie ermöglicht die flexible Produktionsanpassung an das volatile Energieangebot und unterstützt Unternehmen dabei, aktiv am Energiemarkt teilzunehmen. Durch die Optimierung der Wertschöpfungskette trägt die Plattform zur digitalen Transformation in der Industrie bei. Die Plattform unterstützt dabei die Erfassung, die Vermarktung oder interne Verwertung sowie die Erbringung von Flexibilität. Durch die Integration eines EFDM-Status-Feldes werden die Prozesse transparent und nachvollziehbar gestaltet, was eine effiziente Steuerung und Überwachung der Flexibilitätsprozesse ermöglicht. Die Entwicklung einer UP auf Basis der SPHINX OPEN IIoT-Plattform demonstriert die Übertragbarkeit der UP-Referenzarchitektur auf bestehende IIoT-Plattformen.

6 Entwicklung einer energieflexiblen Maschinensteuerung für Werkzeugmaschinen

6.1 Kurzbeschreibung

Bei den Arbeiten zur energieflexiblen Maschinensteuerung wird das übergeordnete Ziel verfolgt, einen energieflexiblen Betrieb von Werkzeugmaschinen zu ermöglichen. Hierfür sollen die in den vorangegangenen Förderphasen identifizierten Energieflexibilitätspotenziale bei Werkzeugmaschinen systematisiert und schrittweise zur Anwendung in einer realitätsnahen Produktionsumgebung gebracht werden. Zentrale Themen stellen hierbei die Auswahl möglicher Energieflexibilitätsmaßnahmen, die Modellierung respektive die Prognose von Energieverbräuchen, die Anbindung an eine UP mittels Smartem Konnektor sowie notwendige Anpassungen an der Maschinensteuerung von Werkzeugmaschinen dar.

6.2 Methode

In *Abbildung 5* ist schematisch dargestellt, wie eine energieflexible Maschinensteuerung im Kontext von spanenden Werkzeugmaschinen ermöglicht wird. Die entsprechenden Schritte werden im Folgenden näher erläutert.

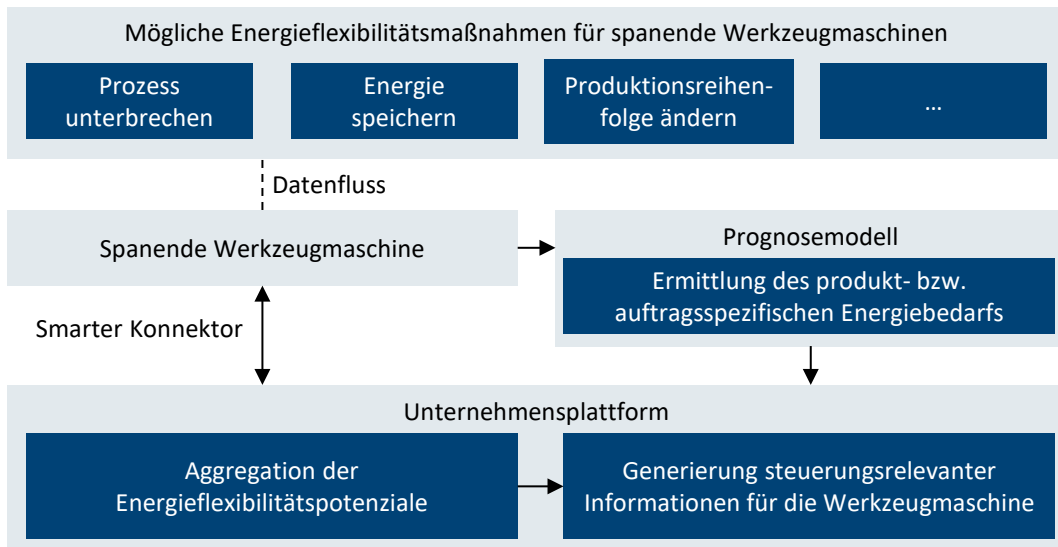


Abb. 5 Energieflexible Maschinensteuerung im Kontext spanender Werkzeugmaschinen

Die Entwicklung einer energieflexiblen Maschinensteuerung für Werkzeugmaschinen erfolgt praxisnah sowie unter Berücksichtigung von technischen und organisatorischen Aspekten. Den ersten Schritt stellt dabei die Identifikation realisierbarer Energieflexibilitätsmaßnahmen dar. Im Kontext von spanenden Werkzeugmaschinen kommen verschiedene kurz- und langfristige Energieflexibilitätsmaßnahmen in Betracht. Dabei eignen sich allerdings nicht alle Maßnahmen gleichermaßen für eine operative Umsetzung. Ausgehend von einer initialen technischen Analyse sowie anschließenden Interviews mit Experten eines weltweit tätigen Werkzeugmaschinenherstellers wurden die verschiedenen Energieflexibilitätsmaßnahmen sukzessive hinsichtlich ihrer praktischen Umsetzbarkeit in Unternehmen bewertet. Der mehrstufige Auswahlprozess führte zu den nachstehenden Energieflexibilitätsmaßnahmen, die priorisiert betrachtet werden:

- Fertigungsebene: Prozess unterbrechen
- Fertigungsleitebene: Auftrag unterbrechen, Auftragsreihenfolge ändern, Auftragsstart verschieben, Ressourcenbelegung anpassen, Energie speichern
- Unternehmensleitebene: Produktionsreihenfolge ändern, Produktionsstart verschieben, Kapazitätsplanung anpassen

Damit die genannten Maßnahmen umgesetzt werden können, sind unter anderem Kenntnisse über die produkt- bzw. auftragsspezifischen Energiebedarfe erforderlich. Hierfür wird ein datenbasiertes Prognosemodell eingesetzt, das den zeitlich aufgelösten Energiebedarf von Werkzeugmaschinen für konkrete Bearbeitungsvorgänge vorhersagen kann. Das Modell nutzt Eingabedaten aus Numerical-Control-Programmen, simulationsgestützte Parameter sowie reale Leistungsdaten und befähigt Unternehmen zur Planung energieflexibler Produktionsstrategien.

Ein wesentlicher Teil der Arbeiten zur energieflexiblen Maschinensteuerung betrifft die Durchführung einer Anforderungsanalyse für den Smarten Konnektor. Besonderes Augenmerk liegt dabei auf der Fähigkeit zur herstellerunabhängigen Erfassung, Vorverarbeitung und Bereitstellung von Maschinendaten sowie auf der Möglichkeit, Maschinenbefehle gezielt zur Ansteuerung flexibler Komponenten (wie Kühlschmierstoffpumpen, Späneförderer etc.) zu nutzen. In einem weiteren Schritt werden die identifizierten Anforderungen an den Smarten Konnektor prototypisch umgesetzt und unter realen Bedingungen an marktüblichen Steuerungen validiert.

Den letzten Schritt auf dem Weg zu einem automatisierten, energieflexiblen Betrieb von Werkzeugmaschinen stellen die Implementierung einer UP sowie die Anbindung realer Maschinen mittels Smartem Konnektor dar. Dadurch wird perspektivisch der Transfer der erarbeiteten Lösungen vom Labormaßstab in die industrielle Anwendung ermöglicht.

6.3 Potenziale

Das Ziel der Arbeiten ist die Umsetzung einer energieflexiblen Maschinensteuerung, die den automatisierten Einsatz von Energieflexibilitätsmaßnahmen bei spanenden Werkzeugmaschinen ermöglicht. Obwohl der Energieverbrauch einer einzelnen Maschine vergleichsweise gering ist, ergibt sich

insbesondere bei größeren Fabriken, in denen viele Werkzeugmaschinen im Verbund Produktionsaufträge bearbeiten, ein großes Energieflexibilitätspotenzial. Dabei kommt es insbesondere auf eine optimale Orchestrierung der individuellen Produktionsanlagen an, um Synergieeffekte wie niedrigere Kosten und eine schnellere Auftragsbearbeitung erzielen zu können.

6.4 Herausforderungen

Bei der Umsetzung einer energieflexiblen Maschinensteuerung sind neben den informationstechnischen Nachrüstungen – dazu zählt auch der Einsatz des Smarten Konnektors in Verbindung mit einer UP – weitere technische und organisatorische Voraussetzungen zu berücksichtigen.

Aus technischer Sicht ist insbesondere die Nachrüstung der Werkzeugmaschinen mit Leistungsmessgeräten erforderlich, um den Energieverbrauch während der Bauteilbearbeitung zu erfassen. Die aufgezeichneten Daten dienen als Eingangsgrößen für das erwähnte Prognosemodell, das eine prädiktive und energieorientierte Produktionssteuerung ermöglicht. Eine energetische Zielfunktion, z.B. die Energiekostenfunktion des Produktionssystems, wird mathematisch optimiert, indem Prozessparameter, Produktionspläne etc. angepasst werden.

Organisatorische Voraussetzung für die Umsetzung der Energieflexibilitätsmaßnahme ist eine enge Abstimmung zwischen den betroffenen Abteilungen (z.B. Energieeinkauf, Fertigung, Produktionsplanung etc.), um zu gewährleisten, dass zentrale Kennzahlen wie die Fertigungsdurchlaufquote nicht negativ beeinflusst werden.

6.5 Use Cases

Die beschriebenen Arbeiten im Zusammenhang mit energieflexiblen Werkzeugmaschinen (Energieflexibilitätsmaßnahmenauswahl, energetische Modellierung, Steuerungsanpassung etc.) adressieren zentrale Herausforderungen bei der Integration von Energieflexibilität in Produktionsumgebungen, die hohen Qualitätsanforderungen unterliegen. Dahingehend werden Lösungsansätze für Produktionssysteme mit einer Vielzahl von spanenden Werkzeugmaschinen erarbeitet. Diese Ansätze sind darauf ausgerichtet, eine Aggregation verschiedener Energieflexibilitätspotenziale auf einer übergeordneten UP zu ermöglichen, sodass Unternehmen ihre vorhandene Energieflexibilität gezielt und automatisiert vermarkten können.

7 Entwicklung einer Unternehmensplattform auf Basis der Cumulocity IIoT-Plattform

7.1 Kurzbeschreibung

Die IIoT-Plattform Cumulocity wird von einschlägigen Marktforschungsunternehmen zu den führenden Angeboten auf dem Markt gezählt (Gartner Inc., 2024). Cumulocity wird in vielen unterschiedlichen Branchen eingesetzt und bietet umfassende Möglichkeiten zur Entwicklung spezialisierter Lösungen für ganz unterschiedliche Anwendungsfälle, beispielsweise die Optimierung des Betriebs von Fabrikanlagen oder die Überwachung von Windparks. Die Plattformlösung ist in ein starkes Partnernetzwerk von Geräteanbietern, Anwendungsanbietern und Dienstleistern eingebettet.

Auf Basis von Cumulocity wurden bei einigen Anwendungspartnern Unternehmensplattformen umgesetzt.

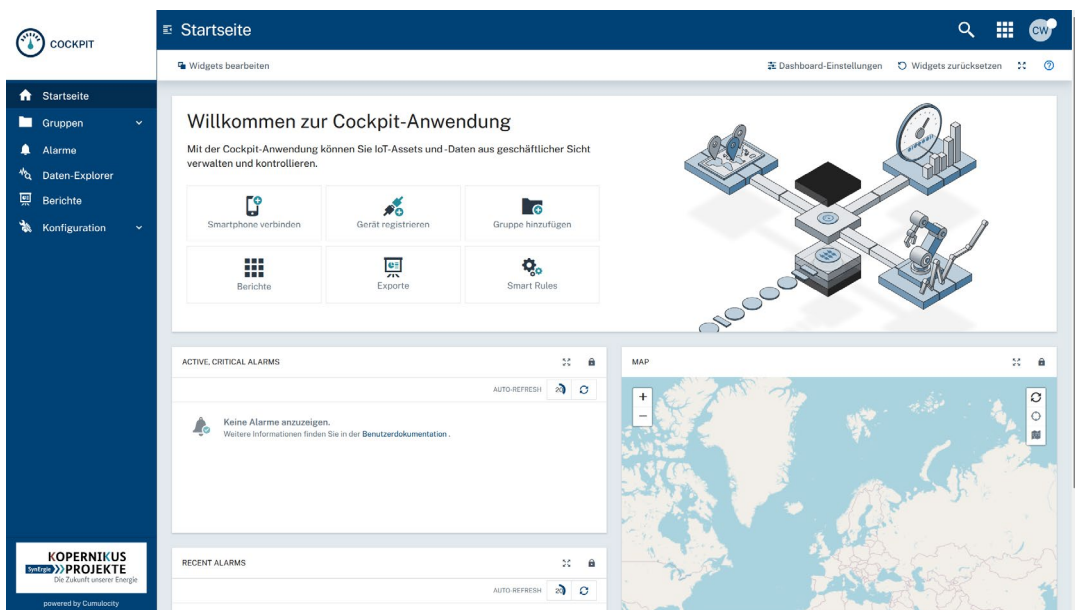


Abb. 6 Startansicht des Cockpits einer Cumulocity-Instanz mit SynErgie-Branding

7.2 Methode

Zur Umsetzung von Unternehmensplattformen mit Cumulocity werden drei Säulen genutzt:

- Bordmittel von Cumulocity liefern die Grundfunktion zum Aufbau von Unternehmensplattformen. Genutzte Bordmittel sind bspw. der Operational Data Store zur Verarbeitung von Measurements, Events etc., Widgets zur Erstellung von Dashboards und die Funktionalitäten zum Orchestrieren von Microservices sowie zum Erstellen zusätzlicher Frontend-Anwendungen.
- Generische UP-Services sind für alle Cumulocity-basierten UP-Instanzen gleich. Diese Services sind die Vermarktungskomponente zur Vermarktung von Energieflexibilität über externe Märkte und Dienstleister, eine Certificate Authority für die UP zur Erzeugung und Verwaltung von kryptographischen Zertifikaten, die etwa zur Signatur von Flexibilitätsangeboten genutzt werden können, optional ein Energieflexibilitätsmanagementservice (EFMS) (EFDM-Objekte können auch ohne EFMS direkt im Operational Data Store verwaltet werden) sowie als Neuentwicklung das sogenannte messtechnische Präqualifikationstool zur Unterstützung bei der Präqualifikation von Anlagen für die Regelreserve. Solche Services bestehen in der Regel aus einem Microservice als Backend und einer Webanwendung als Frontend.
- Individuelle UP-Services werden maßgeschneidert für einen Anwendungsfall implementiert. Ein Schwerpunkt liegt dabei auf individuellen Konnektoren. Grundsätzlich kann Cumulocity viele Geräte direkt oder über Partnerlösungen anbinden. In der praktischen Umsetzung der Anwendungsfälle im Rahmen des Projekts SynErgie stellte sich jedoch heraus, dass Geräte in der Regel nicht direkt, sondern über eine heterogene Landschaft von Bestandsystemen angebunden werden sollten, da einerseits ein direkter Maschinenzugriff oft nicht erwünscht ist und andererseits die Bestandsinfrastruktur bereits etabliert ist. Dies konnte in allen Fällen durch individuelle Konnektor-Microservices gelöst werden. In diesen Konnektoren wird in der Regel auch die Flexibilitätsberechnung umgesetzt. Dabei kann ein einfaches Mapping von Attributen in das EFDM stattfinden bis hin zu einer aufwändigen Simulation von Systemverhalten. Auch Optimierungsfunktionen können direkt integriert oder in eigenständige Microservices ausgelagert werden. Ein weiterer Schwerpunkt liegt auf individuellen Dashboards zur Visualisierung der Betriebszustände der energieflexiblen Anlagen.

7.3 Potenziale

Cumulocity hat das Potenzial, über Forschungsdemonstratoren hinaus zur Schaltzentrale energieflexibler Unternehmen zu werden. Hiermit können Unternehmen beliebiger Branchen ihre Energieflexibilitätspotenziale heben – in Zahlen lässt sich das Energieflexibilitätspotenzial jedoch nur im konkreten Anwendungsfall beziffern. Es können alle relevanten Datenquellen angebunden, interne Optimierungsstrategien umgesetzt und die Vermarktung von Energieflexibilität durchgeführt werden, sodass die Flexibilitätsautomatisierung vollständig auf dieser Plattform umgesetzt werden kann. Dies ermöglicht Unternehmen, die gesamte Flexibilitätsverwaltung und -steuerung zentral in einem System abzubilden.

7.4 Herausforderungen

Voraussetzung ist, dass die energieflexibilitätsrelevanten Daten eines Unternehmens verfügbar sind. Diese müssen im individuellen Anwendungsfall zunächst identifiziert werden. In der Regel sind Unternehmen hinreichend digitalisiert, sodass die Daten vorliegen. In Ausnahmefällen müssen Sensoren nachgerüstet werden.

Die größte Herausforderung besteht im Umgang mit den vielfältigen Bestandssystemen in Unternehmen. Häufig nutzen Unternehmen, die energieflexibel werden wollen, bereits eine heterogene Landschaft an IT-Systemen. Technisch ist eine Integration mit Cumulocity kein Hindernis, jedoch ist aus betrieblicher Sicht abzuwägen, ob eine weitere Vergrößerung der IT-Landschaft akzeptabel ist.

7.5 Use Cases

Es gibt keine grundsätzliche Einschränkung der umsetzbaren Anwendungsfälle. Erfolgreich umgesetzt wurden energieflexible Betriebsweisen bereits bei SynErgie-Partnern im Anlagen- und Fahrzeugbau, in der Papierindustrie, in der Getränkeherstellung und im E-Flotten-Management. Darüber hinaus deckt Cumulocity viele weitere IIoT-Funktionalitäten ab, sodass Unternehmen nicht nur die Chance haben, energieflexibel zu werden, sondern auch die eigene IT-Infrastruktur zu verschlanken, wenn der Mut zu System-Migrationen besteht.

8 Demonstration einer Open-Source-basierten Unternehmensplattform

8.1 Kurzbeschreibung

Ausgewählte Komponenten der UP werden in einer Alpha-Version als Open-Source-Referenzimplementierung bereitgestellt und in einen Demonstrator integriert. Dieser fungiert als Einstiegshilfe und demonstriert Unternehmen, wie sie Energieflexibilität von Systemen und Anlagen automatisiert bereitstellen und über die UP sowohl für die Optimierung als auch für die Vermarktung einsetzen können.

Am Fallbeispiel einer emulierten Wasseraufbereitungsanlage zeigt der Demonstrator

- die Erfassung von Zustandsdaten via OPC UA,
- das Mapping auf das EFDM,
- die Anbindung an Optimierungs- und Vermarktungsprozesse sowie
- die Ausführung von Flexible-Last-Maßnahmen.

Der Demonstrator wird zum Projektende als Open Source veröffentlicht und ermöglicht eine einfache Einarbeitung in die UP-Prozesse und die Anwendung des EFDM.

8.2 Methode

Abbildung 7 zeigt den Aufbau des Demonstrators. Zu Beginn erfolgt die kontinuierliche Erfassung zentraler Betriebsparameter der emulierten Wasseraufbereitungsanlage über das OPC-UA-Protokoll: Pumpleistung, Zulauftrate, Tankfüllstand, Entnahmerate. Im angeschlossenen Leitsystem werden diese Rohdaten auf Flexibilitätsräume des EFDM abgebildet. Der EFMS übernimmt die persistente Speicherung aller erzeugten EFDM-Instanzen und leitet diese entsprechend der Betriebsstrategie weiter.

Der Demonstrator stellt vier Betriebsstrategien (Modi) bereit.

- Im Standardmodus werden Pumpleistung und Tankfüllstand konstant auf 50% gehalten.
- Im manuellen Modus kann der Anwender die Pumpleistung direkt anpassen und so die Systemdynamik erkunden.
- Im Modus der innerbetrieblichen Optimierung berechnet ein Optimierer auf Basis des kommunizierten Flexibilitätsraums und unter Einbezug von Strompreisprognosen einen optimalen Lastgang.
- Im Modus der Vermarktung wird eine Buchung der Energieflexibilität durch einen marktseitigen Flexibilitätsnachfrager simuliert, um den Vermarktungsprozess zu demonstrieren.

Die resultierenden Flexible-Last-Maßnahmen werden jeweils ins Leitsystem übertragen und zur Steuerung der Anlage gemäß den beauftragten Laständerungen übersetzt.

Parallel dazu ermöglicht das Dashboard des Leitsystems die visuelle Kontrolle des Demonstrators. Der aktuelle Anlagenzustand wird in einer animierten Grafik dargestellt. Die Betriebsstrategie kann gewechselt werden, und ein EFDM-Monitor zeigt die Rohdaten der gesendeten und empfangenen EFDM-Instanzen.

Durch diesen methodischen Aufbau – Datenerfassung, EFDM-Mapping, Optimierung, Vermarktung, Steuerung und Visualisierung – entsteht eine durchgängige Prozesskette, die die wesentlichen Abläufe der UP praxisnah und nachvollziehbar demonstriert.

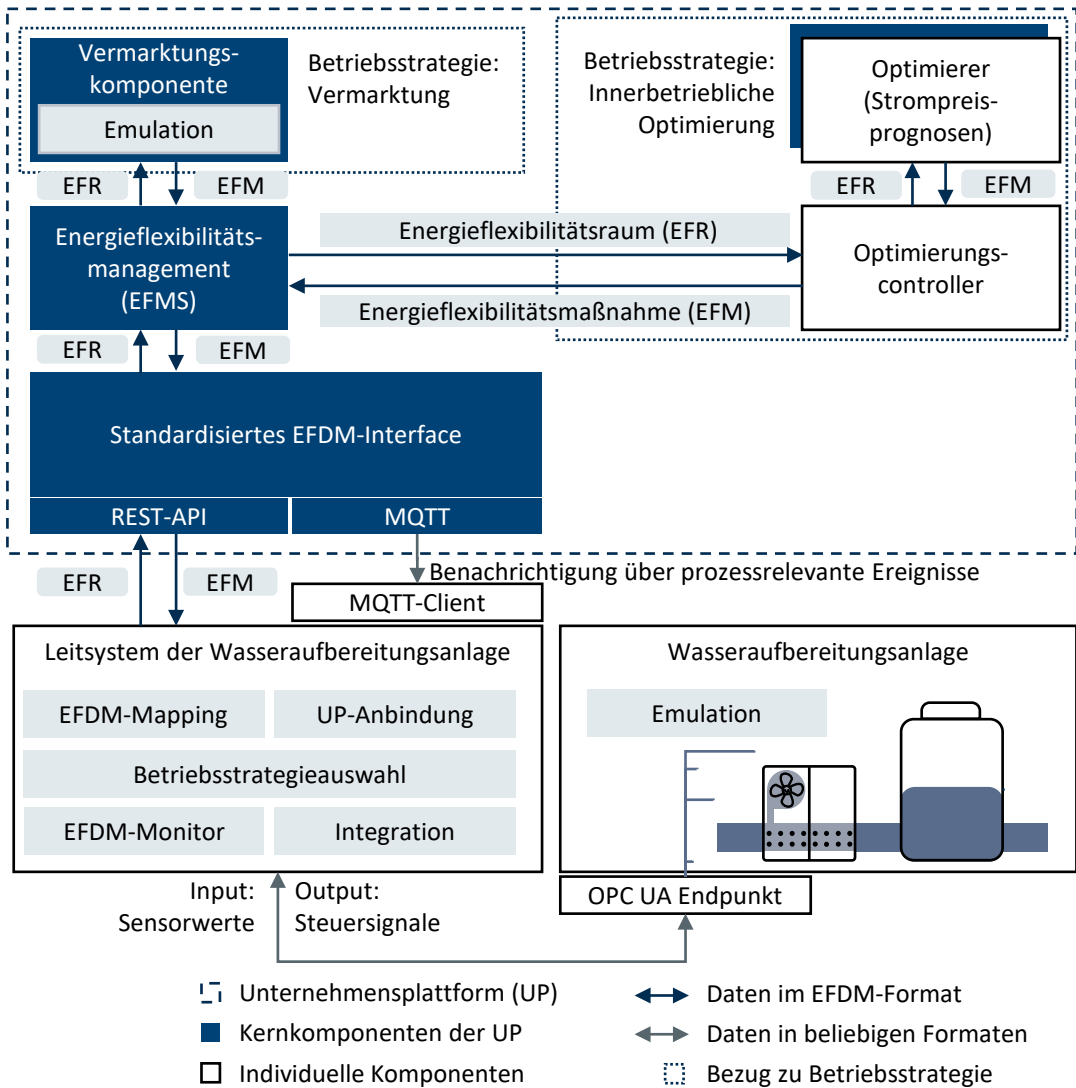


Abb. 7 Aufbau des Demonstrators unter Verwendung von Open-Source-Komponenten

8.3 Potenziale

Der Demonstrator verfolgt vier zentrale Ziele: Erstens soll Transparenz geschaffen werden, indem wesentliche UP-Prozesse sowie die EFDM-Anwendung nachvollziehbar dargestellt werden. Zweitens wird die Einstiegshürde gesenkt, indem komplexe Sachverhalte in einem leicht verständlichen, modularen Demonstrator zusammengefasst werden. Drittens soll Reproduzierbarkeit gewährleistet werden, indem die Open-Source-Komponenten auch als Basis für andere Anwendungsfälle genutzt werden können. Viertens wird die Erweiterung ermöglicht, da durch die Open-Source-Lizenzierung auch nach Projektende neue Module entwickelt werden können, beispielsweise zur Integration des Produktionsplans.

8.4 Herausforderungen

Die Einarbeitung in Themen rund um Energieflexibilität, Energiesynchronisationsplattform, Unternehmensplattform, Energieflexibilitätsdatenmodell und Referenzarchitektur erfordert die Auseinandersetzung mit umfangreicher Fachliteratur, darunter Fachbücher, Diskussionspapiere und Spezifikationen. Diese Quellen bieten zwar eine hohe Informationsdichte und decken alle relevanten Aspekte ab, stellen jedoch insbesondere für Neueinsteiger, die eine UP realisieren möchten, auch eine Herausforderung dar.

Die Neuentwicklung einer UP setzt die Berücksichtigung vielfältiger Anforderungen sowie ein tiefgehendes Verständnis des EFDM und der zugrunde liegenden UP-Prozesse voraus. Fehlen frei zugängliche und bis auf Code-Ebene transparente Referenzimplementierungen und Demonstratoren, sind Neuentwicklungen stets mit hohem initialem Aufwand verbunden.

8.5 Use Cases

Die Referenzarchitektur der UP und der Leitfaden für IIoT-Plattformen (Schlereth et al., 2025) liefern einen umfassenden Bauplan für die Implementierung. Zwar existieren bereits Umsetzungen der UP auf Basis kommerzieller Plattformlösungen (siehe *Kapitel B.4.3*, *Kapitel B.4.6* und *Kapitel B.4.8*), doch eine frei zugängliche Open-Source-Referenzimplementierung ausgewählter Komponenten fehlte bislang.

Der hier vorgestellte Demonstrator überbrückt diese Lücke und zeigt dabei praxisnah den energieflexiblen Betrieb einer Wasseraufbereitungsanlage, wie sie etwa in der Lebensmittel-, Pharma- oder Mikroelektronikindustrie Anwendung findet.

9 Implementierung der Unternehmensplattform in der CO₂-neutralen Fabrik

9.1 Kurzbeschreibung

Die NEX Factory der Schaltbau GmbH ist eine mit Gleichstrom (DC) versorgte Produktionsstätte für elektromechanische Komponenten. Gleichstromnetze bieten Vorteile im Bereich der Ressourcen- und Energieeffizienz durch Vermeidung der Umwandlung von Gleich- in Wechselstrom und zurück. Der sukzessive Ausbau des DC-Netzes zielt darauf ab, die gesamte Fabrik vollständig mit DC zu versorgen. Im Zuge dieses Umbaus wird ein flexibles Energiemanagementsystem (EMS) implementiert, das sowohl für DC- als auch AC-Netze geeignet ist und die Energieflüsse optimiert. Das EMS wird komponenten- und energieträgerübergreifend gestaltet und integriert thermische (Wärmepumpe, thermischer Speicher) sowie elektrische Komponenten (PV-Anlage, Li-Ionen-Speicher, DC- und AC-Geräte). Zudem steuert das EMS in der Produktion gezielt flexible Lasten, erhöht die Eigenverbrauchsquote und steigert den Autarkiegrad. Das EMS wird in der CO₂-neutralen NEX Factory pilotiert und soll verschiedene Prognosen (Wetter, Energiemarkt, Produktionsauslastung) einbeziehen, um Versorgungsstrategien zu entwickeln. Ziel ist es, den Eigenverbrauchsanteil und den Autarkiegrad zu steigern sowie die Möglichkeiten der Energieflexibilität mittels Lastverschiebung zu ermöglichen.

9.2 Methode

Neben der Implementierung des EMS in die reale Anlage wird ein Digitaler Zwilling erstellt, der thermische und elektrische Aspekte abbildet. Der Fokus des elektrischen Netzes liegt dabei auf DC, da in Zukunft die komplette Halle mit Gleichstrom versorgt werden soll. Der Digitale Zwilling wird modelliert und validiert, damit produktionskritische Fehlerfälle analysiert werden können. Dazu gehören der Ausfall der Netzeinspeisung und damit die Inselnetzfähigkeit des DC-Netzes, der Ausfall von Verbrauchern und jener von Einspeisern. Dabei werden die Stabilität des Netzes, die Autarkiefähigkeit sowie die Spannungsschwankungen bewertet. Darüber hinaus können Energieflexibilitätsmaßnahmen simuliert und ihre Auswirkungen auf die Stabilität des DC-Netzes analysiert werden. Der Aufbau des elektrischen Netzes der Schaltbau GmbH ist in *Abbildung 8* dargestellt.

Die Vorgehensweise zur Implementierung von Energieflexibilitätsmaßnahmen kann in folgende Schritte untergliedert werden:

- **Identifikation der Key Performance Indicators (KPI):** Es werden KPIs zur Reduzierung von Kosten mittels *Energie speichern (inhärent)* über die Lageenergie des Hochregallagers und *Energie speichern* (elektrischer und thermischer Speicher) festgelegt. Zur Quantifizierung werden zusätzlich der Autarkiegrad, die Eigenverbrauchsquote und die CO₂-Emissionen bewertet. Dabei werden die Struktur, die Schnittstellen zwischen den Energiemanagementebenen und externen Tools sowie die entsprechenden Anforderungen definiert und die identifizierten KPIs werden zugeordnet.

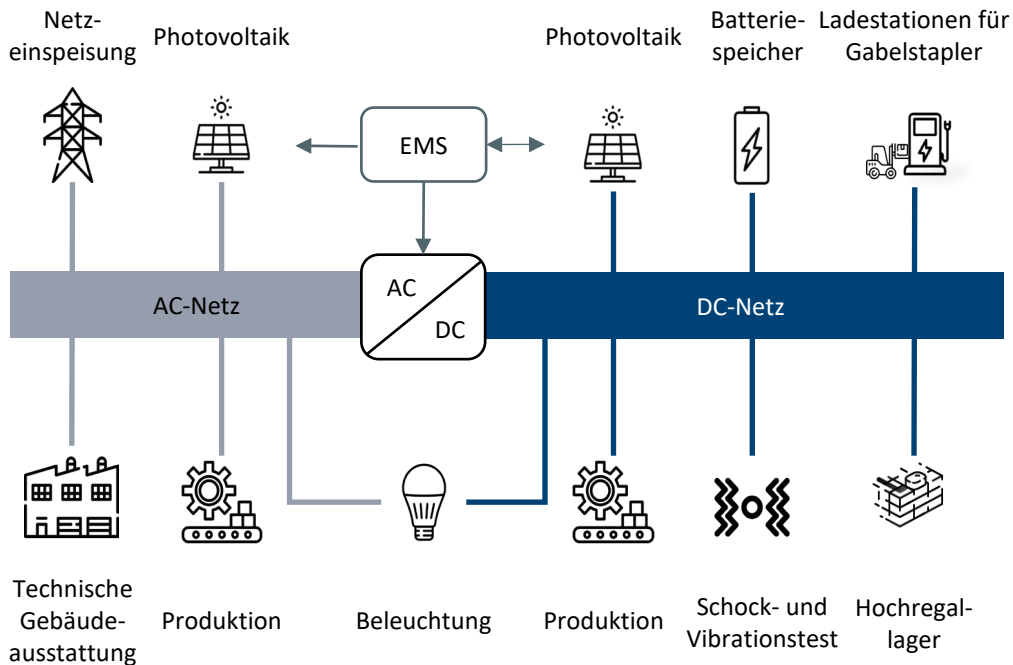


Abb. 8 Aufbau des elektrischen Netzes der Schaltbau GmbH

- **Entwicklung des Digitalen Zwillings:** Es wird je ein Digitaler Zwilling für das AC, DC- und thermische Netz erstellt. Mit der Modellierung sollen Energieflexibilitätsmaßnahmen vorab getestet werden können.
- **Simulation von Betriebsszenarien des DC- und des thermischen Netzes:** Die Ergebnisse der durchgeführten Simulationen werden analysiert und bewertet. Das DC-Netz wird gemäß VDE SPEC 90037 (VDE, 2024) auf Stabilität und Spannungsschwankungen geprüft. Sowohl das thermische als auch das elektrische Netz werden dabei in Hinblick auf dynamische Preise, Eigenverbrauchsmaximierung und einen typischen Produktionstag bewertet.
- **Implementierung von Energieflexibilitätsmaßnahmen:** Nach der Simulation werden sinnvolle technische und organisatorische Maßnahmen zur Energieflexibilität im Betrieb implementiert. Dazu gehören eine prädiktive Batteriesteuerung und der Lastabwurf unter Berücksichtigung der Stabilität des DC-Netzes.
- **Bewertung der Ergebnisse:** Die zuvor definierten KPIs werden quantifiziert und bewertet. Dabei werden potenzielle Zielkonflikte identifiziert und entsprechende Lösungsstrategien entwickelt. Bei geplanter Erweiterung des DC-Netzes mit zusätzlichen Verbrauchern steigt die Last um den Faktor drei. Dadurch erhöht sich die Eigenverbrauchsquote auf rund 95 % und der Autarkiegrad reduziert sich auf 34 %.

9.3 Potenziale

Die wichtigsten KPIs sind für die Schaltbau GmbH der Autarkiegrad des Systems, die Maximierung der Eigenverbrauchsquote und die Minimierung der Energiekosten. Weniger priorisierte KPIs umfassen die Maximierung der Jahresarbeitszeit der Wärmepumpen, die Reduzierung der Spitzenlast sowie die Minimierung der CO₂-Emissionen.

Auf Grundlage der KPIs ergeben sich die Anforderungen an die Simulation und die Modelle. Daraus wird ein Digitaler Zwilling entwickelt, und es werden Betriebsszenarien für das elektrische und thermische System entworfen. Die relevanten elektrischen Betriebsszenarien umfassen den Ausfall der Einspeisung und damit die Inselnetzfähigkeit, einen durchschnittlichen Produktionstag, die Bewertung dynamischer Strompreise, atypische Netznutzungen sowie den Ausfall der PV-Anlage. Zu den thermischen Betriebsszenarien gehören die Maximierung des Eigenverbrauchs, dynamische Strompreise, der durchschnittliche Produktionstag, der elektrische Verbrauch der Wärmepumpe im DC-Netz sowie der Einfluss der Absenkung der Raumtemperatur zu verschiedenen Zeitpunkten.

Die Simulationsergebnisse erleichtern es der Schaltbau GmbH, Entscheidungen über Betriebsszenarien zu treffen und Wechselwirkungen zwischen der Optimierung und der Stabilität des Systems zu analysieren. Mit dem Modell lassen sich die Regelkennlinien der Primärregelung flexibel anpassen und die daraus resultierenden Auswirkungen auf die Systemstabilität analysieren. Dabei kann nicht nur der Normalbetrieb simuliert werden, sondern auch der Lastabwurf und die daraus resultierenden Spannungsschwankungen im DC-Netz.

Darüber hinaus wird der sukzessive Ausbau der NExT Factory unterstützt, indem simulativ verschiedene Betriebsszenarien getestet werden, die derzeit nicht realisiert sind. Dazu zählt beispielsweise die Sektorkopplung zwischen dem elektrischen und dem thermischen Netz. Die daraus resultierenden Wechselwirkungen umfassen etwa den sich ändernden Spannungsverlauf im DC-Netz durch die zunehmende Last der Wärmepumpen sowie wetterbedingte Einflüsse.

9.4 Herausforderungen

Die Herausforderungen dieses Vorgehens bestehen im hohen Datenbedarf. Es sind sowohl Kennzahlen der einzelnen elektrischen und thermischen Geräte als auch die Lastverläufe erforderlich. Dazu müssen in den Netzen zahlreiche Sensoren installiert werden, und es ist ein umfassendes Monitoring notwendig.

9.5 Use Cases

Ein zentrales Element der Energieflexibilität in der Produktion ist die gezielte Steuerung flexibler Lasten wie der Schock- und Vibrationstestanlage (Shaker). Diese Anlage stellt einen der größten Einzelverbraucher im Gebäude dar und kann bis zu 20 % des gesamten Energiebedarfs ausmachen. Viele Testläufe sind nicht zeitkritisch und lassen sich daher flexibel in den Produktionsablauf integrieren.

Das EMS der Schaltbau NEXt Factory steuert den Shaker-Betrieb durch intelligentes Lastmanagement, basierend auf PV-Ertragsprognosen und Batteriespeicher-Parametrierung. Dann können Tests bevorzugt in Zeiten mit hohem Solarertrag durchgeführt werden, etwa in den Mittagsstunden oder an besonders sonnigen Tagen. Wird der PV-Ertrag nicht vollständig benötigt, kann überschüssige Energie in den Batteriespeichern zwischengespeichert werden, um später – auch nachts – den Betrieb des Shakers zu ermöglichen.

Durch diese Flexibilisierung wird der Eigenverbrauchsanteil deutlich erhöht und die Energiekosten werden gesenkt. Gleichzeitig trägt die Lastverschiebung dazu bei, das Stromnetz zu entlasten und die Versorgungssicherheit zu steigern. Die Steuerung erfolgt automatisiert über das EMS, das aktuelle Wetterdaten, den Zustand der Speicher und die Produktionsplanung berücksichtigt. Auf diesem Weg kann ein industrieller Großverbraucher gezielt zur Energieflexibilität und zur Integration erneuerbarer Energien beitragen.

10 Implementierung der Unternehmensplattform in der Lebensmittelindustrie

10.1 Kurzbeschreibung

Das Energieflexibilitätsmanagement erweitert das bestehende Energiemanagement um die Fähigkeit, flexibel auf das schwankende Energieangebot zu reagieren. Hierzu zählen unter anderem die kurzfristige Anpassung von Lastprofilen an Marktpreise, die Verschiebung nicht zeitkritischer Prozesse sowie die priorisierte Nutzung von Eigenerzeugung oder Speichern bei begrenztem Energieangebot. Ziel ist ein industrieller Betrieb, der nicht nur energetisch effizient ist, sondern auch anpassungsfähig gegenüber volatilen Energiepreisen. Dazu gehört unter anderem die Optimierung des Energieverbrauchs, um an bestehenden Energiemärkten sowie künftigen Flexibilitätsmärkten, etwa lokalen Energieflexibilitätsmärkten, teilnehmen zu können.

Ein Überblick zeigt, wie das Energieflexibilitätsmanagementsystem (EFMSys) des Projektpartners ConAct.zone im Rahmen der in *Kapitel B.2* beschriebenen Architektur der UP, als integraler Bestandteil in die dort beschriebene Systemumgebung eingebettet ist. Im Zentrum stehen die koordinierte Betriebsführung von Erzeugungsanlagen, Speichern und Energieverbrauchern sowie die antizipative Anpassung energiebezogener Entscheidungen an externe Rahmenbedingungen, wie volatile Energiemarktpreise oder Netzzustände.

10.2 Methode

Die Basis der UP ist eine virtuelle Fabrikumgebung bei ConAct, die über eine Schnittstelle von European Power Exchange (EPEX SPOT) die Day-Ahead-Energiepreise für Strom und von Trading Hub Europe (THE) jene für Gas empfängt (Abbildung 9). Diese werden im Common Data Hubling gespeichert und zusammen mit der Betriebsplanung der Fabrik als Input für die Energieplanung genutzt. Ziel ist ein energieeffizienter und kostenoptimierter Betrieb durch intelligente Steuerung. Die Energieplanung gliedert sich in die dynamische Wärme- und Stromplanung.

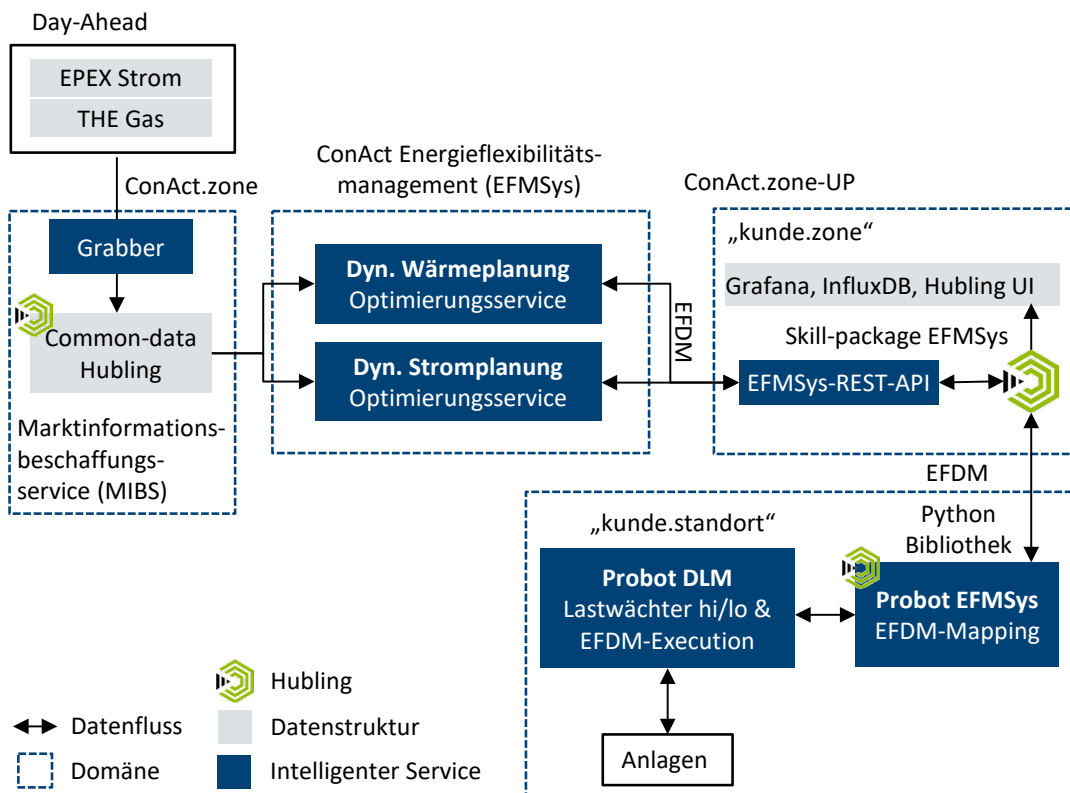


Abb. 9 Integration des ConAct-Energieflexibilitätsmanagements in eine bestehende Unternehmensplattform von ConAct

Zwei Services übernehmen die Vorausplanung:

- Die dynamische Wärmeplanung nutzt eine Cross-Commodity-Optimierung zwischen Strom und Gas. Dabei wird kontinuierlich bewertet, welche Energieform in der aktuellen Situation wirtschaftlicher und umweltfreundlicher ist. Grundlage sind externe Preisdaten und interne Anlageninformationen. Dieser Ansatz eignet sich besonders für gleichmäßige Prozesse, etwa in der Nahrungsmittel- und Getränkeindustrie.
- Die dynamische Stromplanung optimiert den Verbrauch zeitlich (Within-Commodity-Ansatz). Ziel ist es, den Strombezug an Preissignale, vorgegebene oder prognostizierte Lastverläufe und Eigenerzeugung anzupassen. Mithilfe zeitlich aufgelöster Preisdaten werden Fahrpläne erstellt, die eine ökonomische und ökologische Verbesserung gegenüber dem Ausgangszustand ermöglichen, zum Beispiel durch die Minimierung von Energiebezugskosten oder die gezielte Integration von eigenerzeugtem Strom. Voraussetzungen sind die Flexibilität der Verbraucher sowie passende Steuerungstechnik.

Die erstellten Bedarfspläne werden im EFDM-Format an die kundenseitige EFMSys-REST-API übergeben, welche die Fahrpläne für flexible Lasten über den kundenseitigen Hubling an den intelligenten Service am Standort überträgt, den Probot EFMSys. Dabei können ein oder mehrere Hublings gleichzeitig angesprochen werden. Über standardisierte Schnittstellen erfolgt der Austausch digitaler Dienste – ohne Abhängigkeit von einzelnen Anbietern. Entscheidend ist die EFDM-Konformität aller Systeme. Der Zugriff auf Zustandsdaten erfolgt browserbasiert über den Hubling, wahlweise mittels Grafana, InfluxDB oder dem integrierten Hubling User Interface (UI).

Das Probot Dynamisches Lastmanagement (DLM) erhält vom Probot EFMSys die standortspezifischen Fahrpläne, überträgt diese auf die verfügbaren flexiblen Lasten und setzt die geplanten Maßnahmen unter Prüfung ihrer Zulässigkeit automatisiert um. Dabei werden definierte Lastgrenzen eingehalten; bei Abweichungen wird automatisch reagiert. Die Umsetzung erfolgt über Energieflexibilitätsräume. Passende Energieflexibilitätsmaßnahmen werden an die Anlagen übertragen und rückgemeldet. Der EFMSys verarbeitet diese Rückmeldungen und passt zukünftige Pläne entsprechend an. Das EFMSys erfordert eine stabile Datenkommunikation und eine durchgängige Echtzeitfähigkeit der beteiligten Hard- und Softwarekomponenten.

10.3 Potenziale

Das EFMSys kommt bereits in Produktionsstandorten der Nahrungsmittel- und Getränkeindustrie zum Einsatz. Zentrale Wärmeverbraucher sind hier Prozesse wie die Pasteurisierung, Reinigung und thermisch unterstützte Abfüllung. Die hohe Planbarkeit dieser Abläufe schafft günstige Voraussetzungen für marktangepasste Energieeinsatzstrategien. Das EFMSys wird eingesetzt, um die energieintensive Wärmebereitstellung wirtschaftlich zu optimieren und flexibel zu steuern.

Im Betrieb nutzen die dynamischen Planungsservices drei Hauptdatenquellen: Day-Ahead-Preise der EPEX SPOT und THE, die Produktionsplanung mit Zeitfenstern und Wärmeanforderungen sowie aktuelle Informationen zu den thermischen Anlagen inklusive Zustandsparametern und Verfügbarkeit. Auf dieser Basis erfolgt eine kontinuierlich optimierte Wärmeerzeugung mit dem jeweils günstigsten Energieträger, also die Nutzung der Energieflexibilitätsmaßnahme *Energieträgerwechsel*.

Durch die preisbasiert gesteuerte Betriebsweise lassen sich im laufenden Betrieb Einsparungen im sechsstelligen Bereich erzielen.

10.4 Herausforderungen

Für die erfolgreiche Implementierung des Energieflexibilitätsmanagements sind mehrere technische und organisatorische Voraussetzungen erforderlich. Zunächst muss eine durchgängige und standardisierte Datenverfügbarkeit gewährleistet sein, sowohl hinsichtlich externer Marktsignale (z. B. Energiepreise) als auch interner Zustandsinformationen (z. B. Anlagenverfügbarkeit, Temperaturverläufe, Produktionsplanung). Eine zentrale Voraussetzung ist zudem die Fähigkeit zur zeitnahen Kommunikation und -verarbeitung innerhalb des Systems, insbesondere zwischen den kundenseitigen Schnittstellen, dem EFMSys-Server und dem EFMSys-Client sowie dem dynamischen Lastmanagementsystem und den flexiblen Lasten. Darüber hinaus ist eine ausreichende technische Flexibilität der Produktionsprozesse notwendig, um Lastverschiebungen oder Energieträgerwechsel (z. B. Strom vs. Gas) auch tatsächlich umsetzen zu können. Zusätzlich ist ein gewisses Maß an vertraglicher und organisatorischer Voraussetzung erforderlich, um die operative Planung mit dynamischen Fahrplänen mit der Energiebeschaffung und den aktuellen Möglichkeiten des Produktionsbetriebes zu verknüpfen und entsprechende Schulungsbedarfe abzudecken. Nicht zuletzt stellen Datenschutz, IT-Sicherheit und die Absicherung gegen unerwünschte Eingriffe in die Produktionsprozesse zentrale Anforderungen dar.

10.5 Use Cases

Das EFMSys adressiert zentrale Herausforderungen energieintensiver Branchen, insbesondere in Anwendungsfeldern mit thermisch dominierten Prozessen, die durch eine hohe Regelmäßigkeit und zeitliche Planbarkeit gekennzeichnet sind. Typische Anwendungsfälle sind in der Nahrungsmittel- und Getränkeindustrie verortet, wo Prozesse wie Pasteurisierung, Clean-in-Place (CIP)-Reinigung oder temperaturgeführte Abfüllprozesse erhebliche Wärmemengen erfordern. Hier ermöglicht die Kombination aus dynamischer Wärme- und Stromplanung eine präzise und marktorientierte Fahrplanerstellung des Energiebezugs, die sowohl ökonomische Vorteile (z. B. Kostenminimierung durch Nutzung des jeweils günstigsten Energieträgers) als auch ökologische Effekte (z. B. CO₂-Reduktion durch Nutzung erneuerbarer Stromüberschüsse) hat.

Darüber hinaus ist das EFMSys einsetzbar in Unternehmen mit Eigenstromerzeugung wie KWK-Anlagen, PV-Systemen oder Power-to-Heat-Anwendungen, bei denen eine flexible Betriebsweise die Wirtschaftlichkeit erheblich steigern kann (Armioun et al., 2023). Perspektivisch lassen sich auch weitere Branchen mit kontinuierlichen oder batch-orientierten Energieverbräuchen adressieren, z. B. die Chemie-, Papier- oder metallverarbeitende Industrie.

11 Implementierung der Unternehmensplattform in der Papierherstellung

11.1 Kurzbeschreibung

Die Energieflexibilitäts-Architektur (EnFlex-Architektur) ist eine digitale UP zur Förderung industrieller Energieflexibilität, die auf dem Konzept der ESP basiert und vom energieintensiven Papierhersteller UPM entwickelt wurde. Ziel ist es, Produktionsprozesse flexibel und kostenoptimiert auf der Basis von Marktsignalen zu steuern. EnFlex vernetzt Produktionsanlagen, Energieerzeugung und Marktschnittstellen in einer modularen Plattformstruktur. An jedem Standort kommt eine spezifisch konfigurierte UP-Instanz zum Einsatz, welche über eine zentrale Steuerungsebene koordiniert wird. Eingebunden sind dabei Energiemanagementsysteme, Prozessleittechnik, Marktanbindungen und softwarebasierte Optimierungsdienste. Ein zentrales Modul ist der cloudbasierte Service »Beyond Spot Cloud«, der auf Basis von Markt- und Betriebsdaten täglich kostenoptimierte Fahrpläne für Produktion und Energieanlagen berechnet. Die Architektur bildet damit alle wesentlichen Elemente des ESP-Modells ab und ermöglicht eine vorausschauende, automatisierte und standortübergreifend koordinierte Steuerung industrieller Energieverbräuche.

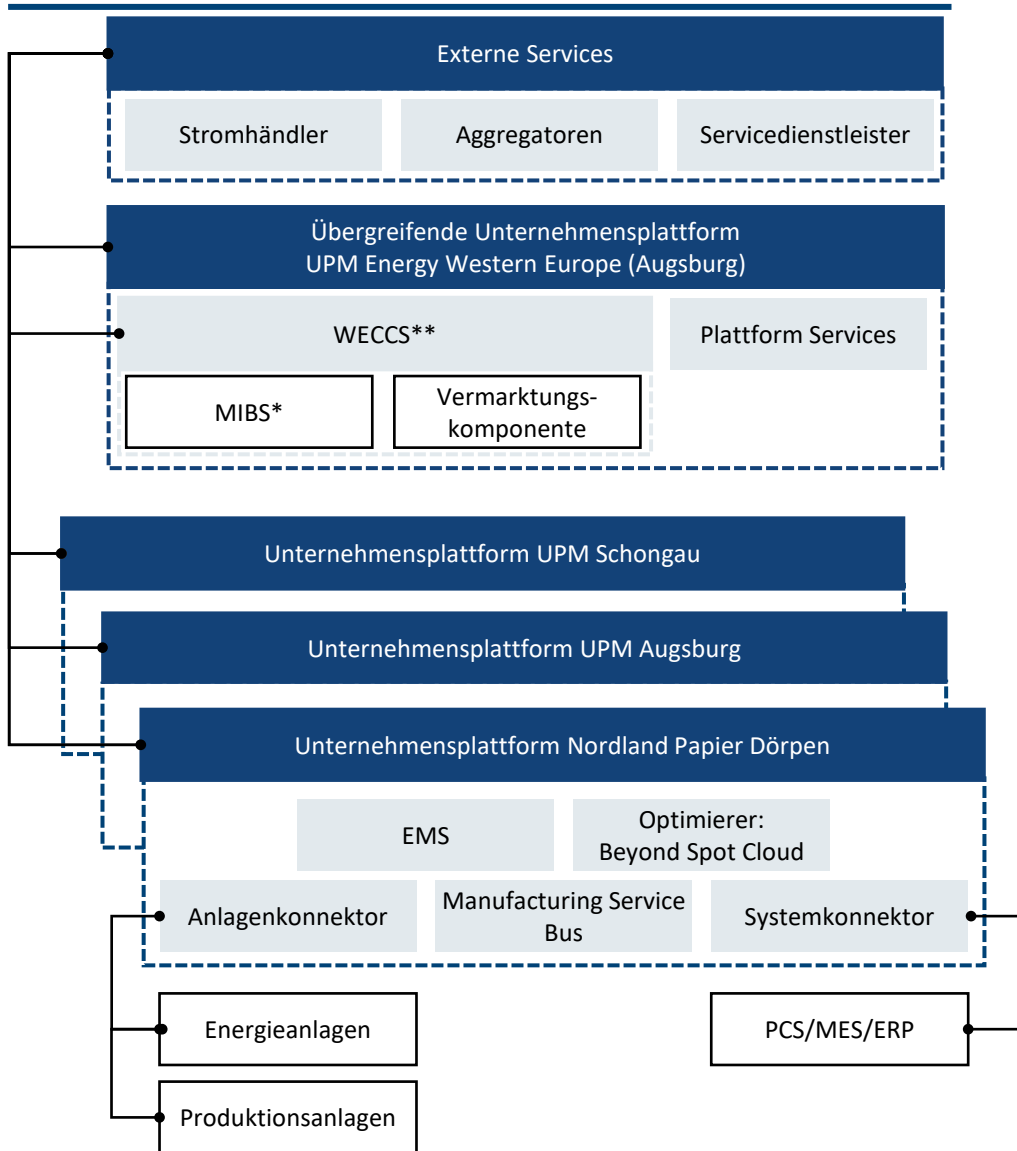
11.2 Methode

In der funktionalen Struktur der EnFlex-Architektur werden drei Ebenen abgebildet:

- die operative Werksebene, auf der physische Anlagen (z. B. Dampferzeuger, Papiermaschinen) und Steuerungssysteme eingebunden sind,
- die unternehmensspezifische Plattformebene, in der servicespezifische Module zur Optimierung, Datenintegration und Marktschnittstelle koordiniert werden,
- sowie die übergeordnete Ebene einer Leitstelle, die als zentrale Koordinations- und Analyseplattform fungiert.

Die in *Abbildung 10* dargestellte Architektur entspricht in ihrer Struktur der Referenzarchitektur der ESP, unterscheidet sich jedoch dadurch, dass sie derzeit als private, on-premise-gehostete Plattform ohne übergeordnete Marktplattform operiert.

EnFlex-Implementierung



* MIBS = Marktinformationsbeschaffungsservice

** WECCS = Western Europe Central Control System

Abb. 10 EnFlex-Implementierung

Das Ziel der Entwicklung der EnFlex-Architektur ist ein digitales Artefakt, das den synchronisierten und energieadaptiven Einsatz industrieller Produktion in einer fluktuierenden Energieversorgungslandschaft ermöglicht. Ausgangspunkt war ein modellbasiertes Architekturkonzept, das zentrale Anforderungen aus Energiemanagement, OT/IT-Integration, Anlagenbetrieb und Energiemarktzugang berücksichtigt. Dieses Konzept wurde insbesondere an den UPM-Standorten Dörpen und Schongau in Feldstudien und Implementierungsphasen iterativ validiert, angepasst und ausgebaut. Neue Anforderungen und Erkenntnisse aus dem Realbetrieb fließen kontinuierlich in die Weiterentwicklung der Architektur ein. Zentrale Grundlage der Optimierung sind strukturierte Zeitreihen, die Strom-, Dampf- und Gasverbräuche, Produktionspläne, geplante Stillstände sowie Marktpreisprognosen abbilden. Diese Daten werden regelmäßig mit den tatsächlichen Verläufen abgeglichen sowie mittels geeigneter Systeme überwacht und analysiert. Ein integraler Bestandteil der Architektur ist der cloudbasierte Optimierungsdienst »Beyond Spot Cloud«, der als softwaregestütztes Modul innerhalb jeder UP fungiert. Er unterstützt die tägliche Energieplanung, indem er aus den aggregierten Daten kostenoptimierte Fahrpläne für die Produktion und Energieversorgung ableitet. Die Plattform kann zudem flexibel um externe Anbieter und digitale Services ergänzt werden. Dabei hat sich, insbesondere zur Reduktion der Komplexität heterogener Kommunikationsschnittstellen verschiedener Serviceanbieter, die Auswahl von nur wenigen externen Anbietern bewährt.

11.3 Potenziale

Die EnFlex-Architektur zielt auf die systematische Synchronisation von Energie- und Produktionsdaten, um industrielle Prozesse wirtschaftlich und ökologisch zu optimieren. Sie adressiert zentrale Herausforderungen energieintensiver Branchen, etwa die flexible Reaktion auf volatile Strommärkte, die Senkung von Energiekosten und die Reduktion von Emissionen. Grundlage ist ein datenbasierter Optimierungsservice, der strukturierte Zeitreihen zu Verbräuchen, Produktionsplänen und Marktpreisen analysiert und daraus betriebliche Handlungsempfehlungen ableitet. Mithilfe linearer mathematischer Optimierungsmodelle wird auf Basis von Day-Ahead-Daten des Strommarkts eine möglichst kostengünstige Allokation von Stromverbräuchen für den Folgetag empfohlen. Weiterhin kann über Bivalenzlösungen fortlaufend die kostengünstigste Wahl zwischen Strom und Erdgas zur Wärme- und Dampferzeugung stattfinden, beispielsweise innerhalb eines Tages im 15-Minuten-Takt.

Zukünftig soll EnFlex durch die Integration detaillierter Anlagenmodelle und die schrittweise Automatisierung der Energieplanung weiterentwickelt und die Vermarktung von Flexibilitäten auf den Regelenenergiemärkten evaluiert werden. Langfristig bietet die Architektur das Potenzial, als skalierbares Referenzmodell für eine marktorientierte Steuerung von Energieverbräuchen in der Industrie zu dienen.

11.4 Herausforderungen

Die erfolgreiche Umsetzung der EnFlex-Architektur erfordert eine Vielzahl technischer, organisatorischer und systemischer Voraussetzungen. Im Zentrum steht die Integration heterogener OT- und IT-Systeme an den jeweiligen Standorten. Anlagensteuerungen, Datenformate und Infrastrukturen müssen in ein interoperables Gesamtsystem überführt werden. Entscheidend ist zudem die technische Befähigung der Prozessleitsysteme, um automatisierte Steuerungsimpulse verarbeiten zu können. Ein ebenso wichtiger Faktor ist die Akzeptanz der Mitarbeitenden gegenüber automatisierten Entscheidungen und marktbasierter Steuerung. Vertrauen in die Systemlogik und eine enge Einbindung der operativen Ebenen sind daher zentrale Erfolgsfaktoren. Darüber hinaus müssen regulatorische und marktseitige Rahmenbedingungen, etwa zur Strommarktteilnahme oder Emissionsberichterstattung, berücksichtigt und technisch umgesetzt werden. Die Verfügbarkeit präziser Echtzeitdaten sowie ein hoher Digitalisierungsgrad in der Betriebsführung sind ebenso unerlässlich wie die systematische Integration betrieblicher Schnittstellen zwischen Beschaffung, Betrieb und Vertrieb.

11.5 Use Cases

EnFlex adressiert insbesondere die drei Problemfelder kosteneffizienter Energieeinsatz, Reaktion auf volatile Marktbedingungen sowie Verbesserung der betrieblichen Nachhaltigkeit. In der Praxis wird die Architektur an verschiedenen UPM-Standorten eingesetzt. Dort ermöglicht sie beispielsweise eine Lastverschiebung durch die Nutzung von Pufferlagern oder die ökonomische und ökologische Optimierung der Wärme- und Dampferzeugung durch eine gezielte Aktivierung von Elektrodampfkesseln bei günstigen Strompreisen zur Substitution von Erdgasbedarfen. Darüber hinaus unterstützt EnFlex auch die Flexibilitätsvermarktung auf den verschiedenen Strommärkten und kann durch ihre modulare Struktur gut an neue Anforderungen der Produktion oder weiterer Vermarktungsmöglichkeiten angepasst werden. Damit wird EnFlex zu einem strategischen Instrument für Unternehmen, die ihre Energieversorgung aktiv und zukunftsorientiert gestalten wollen.

12 Implementierung der Unternehmensplattform in Stanz-Laser-Maschinen

12.1 Kurzbeschreibung

TRUMPF Werkzeugmaschinen SE + Co. KG ist ein weltweit führender Hersteller von Werkzeugmaschinen für die Blechbearbeitung, insbesondere mit Lasern, und bietet mit Oseon (ERP/MES) eine Software zur Planung und Optimierung der Fertigungsprozesse. Dieses Projekt zielt darauf ab, eine Service-Architektur zu entwickeln, die eine energieeffiziente Maschinenbelegung im Laserschneidprozess ermöglicht und nahtlos in TRUMPFs UP integriert wird. Mithilfe des EFDM werden Produktionspläne so angepasst, dass Maßnahmen wie Lastverschiebung, -reduktion oder -steigerung dynamisch umgesetzt werden können. Oseon wird durch energierelevante Daten, spezifische Schnittstellen und Softwarekomponenten wie den TRUMPF-Connector mit MQTT-Schnittstelle und einen Optimierungs-

algorithmus erweitert. Die Funktionalität wurde in einer simulierten Produktionsumgebung bei TRUMPF getestet. Der Ansatz ermöglicht ein flexibles, herstellernerutrales Energiemanagement, welches bestehende Systeme ergänzt, ohne tiefgreifende Änderungen zu erfordern.

12.2 Methode

Die in *Abbildung 11* dargestellte Implementierung erfolgt in fünf Schritten: (1) Festlegung von Energieflexibilitätsmaßnahmen und Zielsetzungen, (2) Modellierung des Produktionsszenarios im EFDM, (3) Entwicklung der Service-Architektur, (4) Erhebung energierelevanter Daten und (5) praktische Umsetzung der Maßnahmen.

- **Schritt 1: Festlegung von Energieflexibilitätsmaßnahmen und Zielsetzungen**
Zu Beginn werden Maßnahmen zur Energieflexibilität definiert, wie das zeitliche Verschieben von Laserschneidprozessen in Phasen niedriger Strompreise, das Unterbrechen nicht kritischer Vorgänge (z. B. Warten auf Materialnachschub) oder das Nutzen von Energieüberschüssen durch Prozessbeschleunigung. Ziel ist die Minimierung von Energiekosten bei gleichbleibender Produktionsqualität.
- **Schritt 2: Modellierung des Produktionsszenarios im EFDM**
Das Laserschneidprozess-Szenario wird in einer Simulation als EFDM-Flexibilitätsraum abgebildet. Dies ermöglicht die Analyse, ob die Prozess- und Maschinenparameter im EFDM präzise dargestellt werden können, und identifiziert relevante Datenquellen sowie Verarbeitungsschritte.
- **Schritt 3: Entwicklung der Service-Architektur**
Der Oseon-Server wird um energierelevante Daten wie den Energieverbrauch von Maschinenzuständen erweitert. Ein benutzerfreundliches Dashboard ermöglicht die Steuerung der energieoptimierten Planung. Der TRUMPF-Connector mit dem OFC Message Broker als MQTT-Schnittstelle wandelt Oseon-Daten in EFDM-kompatible Formate um, die Flexibilitätsmöglichkeiten (z. B. zeitliche Verschiebung von Prozessen) und den Ausgangsplan beschreiben. Ein Optimierungsalgorithmus berücksichtigt externe Daten wie Strompreise von einer Service-App, um die Maschinenbelegung zu optimieren.
- **Schritt 4: Erhebung energierelevanter Daten**
Daten zu Energieverbrauch, Prozessdauern und Rüstzeiten werden manuell oder automatisiert erfasst und in Oseon integriert. Ein direkter Zugriff auf Maschinendaten ist nicht erforderlich, da die Daten über die Produktionsplanung abgeleitet werden.
- **Schritt 5: Praktische Umsetzung**
Ein initialer Produktionsplan wird in Oseon erstellt. Über das Dashboard wird die Optimierung gestartet, wobei der Plan ins EFDM-Format übertragen, optimiert und an die UP weitergeleitet wird. Der optimierte Plan kann überprüft, angepasst oder verworfen werden, bevor er über Oseon an die Produktion übermittelt wird.

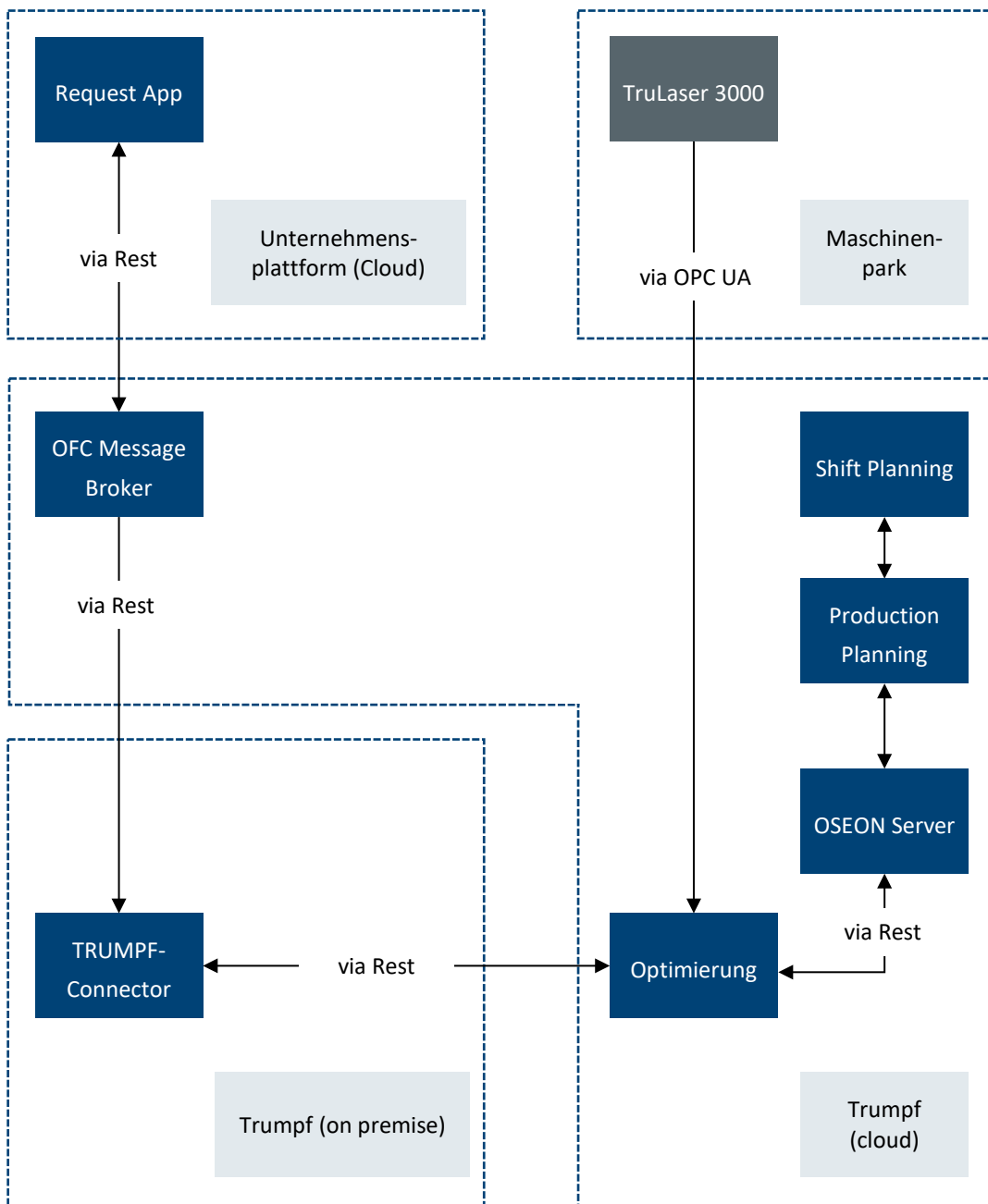


Abb. 11 Service-Architektur der energieorientierten Maschinenbelegung in der Unternehmensplattform

12.3 Potenziale

Die Lösung erweitert bestehende Systeme ohne umfassende Änderungen und bietet mit dem ursprünglichen Plan eine Rückfallebene. Die Transparenz des Energieeinsparpotenzials fördert die Akzeptanz bei Anwendern. Das EFDM unterstützt ein herstellernerutrales Datenformat, das die Integration verschiedener Energieflexibilitätsmaßnahmen ermöglicht. Der Ansatz ist auf andere Produktionsumgebungen übertragbar, z. B. Fräsprozesse, bei denen Maschinenlaufzeiten an Strompreisschwankungen angepasst werden.

12.4 Herausforderungen

Die Umsetzung erfordert Know-how in Produktionsplanung, IT und Energiemanagement. Die Anbindung an Oseon und die Integration energierelevanter Daten sind komplex. Alle Prozessrestriktionen müssen im EFDM abgebildet werden, und die Flexibilität des Produktionsplans muss ausreichend sein, um den Aufwand zu rechtfertigen. Zudem müssen Mitarbeitende geschult werden, um Kompetenzlücken zu schließen. Um der erwarteten steigenden Nachfrage nach Energieflexibilitätslösungen in der Industrie nachzukommen, beginnt TRUMPF mit der Umsetzung benutzerfreundlicher und praxisnaher Lösungen.

12.5 Use Cases

Die Architektur wurde in einer simulierten Produktionslinie bei TRUMPF getestet, die Laserschneidprozesse für Blechteile mit mehreren Maschinen umfasst. Oseon koordiniert und verteilt Produktionsaufträge. Der Anwendungsfall beinhaltet die Anpassung der Maschinenbelegung, um auf schwankende Day-Ahead-Strompreise zu reagieren, die über eine Service-App bereitgestellt werden. Energieverbräuche wurden in die Stammdaten integriert, und der TRUMPF-Connector ermöglichte die EFDM-Modellierung. Ein Optimierungsalgorithmus generierte planbare Energieflexibilitäten für einen definierten Zeitraum, welche nach Freigabe über Oseon an die Produktion übermittelt wurden.

Als übergeordnetes Ziel möchte TRUMPF seinen Kunden ermöglichen, an den Energieflexibilitätsmärkten teilzunehmen. Dies schafft das Unternehmen durch das Aufzeigen des Energieflexibilitätspotenzials, die Identifikation der Lastspitzen, die Ermittlung der Energieeffizienz und die Mitteilung der optimalen Verteilung.

13 Literatur

ARMIOUN, M., M.S. NAZAR, M. SHAFIE-KHAH und P. SIANO, 2023. Optimal scheduling of CCHP-based resilient energy distribution system considering active microgrids' multi-carrier energy transactions [online]. Applied Energy 350, 121719. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.apenergy.2023.121719

BAYRAM, F., AHMED, S., BESTOUN und A. KASSLER, 2022. From concept drift to model degradation: An overview on performance-aware drift detectors [online]. Knowledge-Based Systems 245, 108632. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.knosys.2022.108632

GARTNER, INC., 2024. Gartner Magic Quadrant for Global Industrial IoT Platforms [online]. Gartner Research. [Zugriff am: 29.07.2025]. Verfügbar unter: <https://www.gartner.com/en/documents/5389163>

GROSCH, B., H. RANZAU, B. DIETRICH, T. KOHNE, D. FUHLÄNDER-VÖLKER, J. SOSENHEIMER, M. LINDNER und M. WEIGOLD, 2022. A framework for researching energy optimization of factory operations [online]. Energy Informatics 5(S1). Verfügbar unter: doi:10.1186/s42162-022-00207-6

IDTA, 2023. IDTA 02008-1-1 Time Series Data. Specification – Submodel Template of the Asset Administration Shell. [Zugriff am: 30.07.2025]. Verfügbar unter: https://industrialdigitaltwin.org/wp-content/uploads/2023/03/IDTA-02008-1-1_Submodel_TimeSeriesData.pdf

IDTA, 2025a. Specification of the Asset Administration Shell [online]. Part 1: Metamodel. IDTA Number: 01001 Version 3.1. Verfügbar unter: doi:10.62628/IDTA.01001-3-1

IDTA, 2025b. Specification of the Asset Administration Shell [online]. Part 2: Application Programming Interfaces. IDTA Number: 01002 Version 3.1. Verfügbar unter: doi:10.62628/IDTA.01002-3-1

MENCI, S.P., G. FRIDGEN, C. VAN STIPHOUTD, J. SCHILP, J. KÖBERLEIN, T. BAUERNHANSL, A. SAUER, A. GRIGORJAN, D. SCHEL, A. SCHLERETH, F. SCHULZ, M. WEIGOLD, M. LINDNER, J. SCHIMMELPFENNIG und C. WINTER, 2021. Referenzarchitektur der Energiesynchronisationsplattform [online]. Teil der Reihe »Diskussionspapiere V4 – Konzept der Energiesynchronisationsplattform«. Verfügbar unter: doi:10.24406/IGCV-N-642369

MUNDT, M., Y. HONG, I. PLIUSHCH und V. RAMESH, 2023. A wholistic view of continual learning with deep neural networks: Forgotten lessons and the bridge to active and open world learning [online]. Neural networks 160, 306–336. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.neunet.2023.01.014

SCHLERETH, A., M. STÖHR, C. KAYMAKCI, E. DRIEBEN, T. BIRKLE, R. TORDY, J. JUNGE, C. WINTER und J. SCHIMMELPFENNIG, 2025. Leitfaden für die Umsetzung energieflexibler IIoT-Plattformen – Schritt für Schritt von der eigenen IIoT-Plattform zur energieflexiblen SynErgie-Unternehmensplattform. Version 1.0 [online]. Verfügbar unter: <https://synergie-projekt.de/news/leitfaden-fuer-die-umsetzung-energieflexibler-iiot-plattformen>

STUDER, S., BUI, BINH, THANH, C. DRESCHER, A. HANUSCHKIN, L. WINKLER, S. PETERS und K.-R. MÜLLER, 2021. Towards CRISP-ML(Q): A Machine Learning Process Model with Quality Assurance Methodology [online]. Machine Learning & Knowledge Extraction 3(2), 392–413. Verfügbar unter: doi:10.3390/make3020020

VDE, 2024. System Description DC-INDUSTRIE. VDE SPEC 90037 V1.0 (en). [Zugriff am: 31.07.2025]. Verfügbar unter: <https://www.vde.com/resource/blob/2360634/86d934eebf76ee6f480565c94d4d319/vde-spec-90037-v1-0-en-data.pdf/vde-spec-90037-v1-0-en-data.pdf>

WALTER, J., 2022. Hierarchical Electrical Load Forecasting of Industrial Production Systems in the Manufacturing Industry based on Deep [Dissertation]. Darmstadt: Technische Universität. Verfügbar unter: https://tuprints.ulb.tu-darmstadt.de/21767/1/J.Walther_Dissertation.pdf

WITTMANN, L., M. LUBER, S. PHILIPP und J. SCHILP, 2025. Einsatz der AAS zur Abbildung eines Robotersystems/Application of the asset administration shell for mapping a modular and connected robot system – System architecture of a digital twin for a robot system [online]. wt Werkstattstechnik online 115(03), 141–147. Verfügbar unter: doi:10.37544/1436-4980-2025-03-23

ZINK, R., B. IOSHCHIKHES und M. WEIGOLD, 2024. Concept drift monitoring for industrial load forecasting with artificial neural networks [online]. Procedia CIRP 130, 120–125. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.procir.2024.10.065



Ausgewählte Implementierungs- beispiele aus der Praxis

- C.1 Ausgangslage und Zielsetzung
- C.2 Methodische und technische Grundlagen
- C.3 Dokumentation ausgewählter Implementierungsbeispiele
- C.4 Praxisbeispiele aus der dritten Förderphase



Management Summary

Aufbauend auf methodischen und technischen Grundlagen werden in diesem Abschnitt zentrale Maßnahmen zur Lastverschiebung auf Fertigungs- und Fertigungsleitebene erläutert. Neun Steckbriefe dokumentieren die erfolgreiche Umsetzung energieflexibler Betriebsstrategien in unterschiedlichen Industriebranchen – von der Lebensmittel- bis zur Zementindustrie. Ergänzend werden weitere Praxisbeispiele vorgestellt, die teilweise direkt auf Ergebnissen der zweiten Förderphase des Kopernikus-Projekts SynErgie aufbauen und die Übertragbarkeit sowie Skalierbarkeit der entwickelten Ansätze in weiteren Betrieben und Branchen verdeutlichen.

Autoren

Einführung

Weigold, Matthias
 m.weigold@ptw.tu-darmstadt.de
 Institut für Produktionsmanagement, Technologie und
 Werkzeugmaschinen (PTW), Technische Universität
 Darmstadt
 Otto-Berndt-Straße 2
 64287 Darmstadt

Wendt, Jonas
 j.wendt@ptw.tu-darmstadt.de
 Institut für Produktionsmanagement, Technologie und
 Werkzeugmaschinen (PTW), Technische Universität
 Darmstadt
 Otto-Berndt-Straße 2
 64287 Darmstadt

4.1 Druckluftheizkraftwerke in der Metallverarbeitung

Eirenschmalz, Andreas
 andreas.eirenschmalz@eirenschmalz.de
 Eirenschmalz Maschinenbaumechanik und Metallbau
 GmbH
 Altenstadter Str.4
 86987 Schwabsoien

Sauer, Alexander
 alexander.sauer@eep.uni-stuttgart.de
 Institut für Energieeffizienz in der Produktion (EEP),
 Universität Stuttgart
 Nobelstraße 12
 70569 Stuttgart

Emde, Alexander
 alexander.emde@encevo.de
 Encevo Deutschland GmbH
 Am Halberg 3
 66121 Saarbrücken

Tiede, Jens
 j.tiede@altairnative.de
 altAIRnative GmbH
 Trefffurter Weg 11
 99974 Mühlhausen

Fischer, Christian
 c.fischer@altairnative.de
 altAIRnative GmbH
 Trefffurter Weg 11
 99974 Mühlhausen

Wagner, Stefan
 s.wagner@altairnative.de
 altAIRnative GmbH
 Trefffurter Weg 11
 99974 Mühlhausen

Sadjjadi-Ortlieb, Bijan
 bijan.seyed-sadjjadi@eep.uni-stuttgart.de
 Institut für Energieeffizienz in der Produktion (EEP),
 Universität Stuttgart
 Nobelstraße 12
 70569 Stuttgart



4.2 Energieflexibilitätscontainer im Anlagenbau

Bauer, Dennis
 dennis.bauer@econ-ag.com
 e-con AG
 Schlachthofstraße 61
 87700 Memmingen

Roth, Stefan
 stefan.roth@econ-ag.com
 e-con AG
 Schlachthofstraße 61
 87700 Memmingen

Blöchl, Bruno
 bruno.bloechl@alouis-mueller.com
 Alois Müller GmbH
 Gutenbergstraße 12
 87781 Ungerhausen

Sauer, Alexander
 alexander.sauer@eep.uni-stuttgart.de
 Institut für Energieeffizienz in der Produktion (EEP),
 Universität Stuttgart
 Nobelstraße 12
 70569 Stuttgart

Emde, Alexander
 alexander.emde@encevo.de
 Encevo Deutschland GmbH
 Am Halberg 3
 66121 Saarbrücken

Schnell, Felix
 felix.schnell@eep.uni-stuttgart.de
 Institut für Energieeffizienz in der Produktion (EEP),
 Universität Stuttgart
 Nobelstraße 12
 70569 Stuttgart

4.3 Elektrifizierte Chemieanlagen in der Biodieselproduktion

El Wajeh, Mohammad
 mohammad.elwajeh@avt.rwth-aachen.de
 Lehrstuhl für Systemverfahrenstechnik, Aachener
 Verfahrenstechnik, RWTH Aachen
 Forckenbeckstraße 51
 52074 Aachen

Mhamdi, Adel
 adel.mhamdi@avt.rwth-aachen.de
 Lehrstuhl für Systemverfahrenstechnik, Aachener
 Verfahrenstechnik, RWTH Aachen
 Forckenbeckstraße 51
 52074 Aachen

Klippel, Vincent
 vincent.klippel@avt.rwth-aachen.de
 Lehrstuhl für Systemverfahrenstechnik, Aachener
 Verfahrenstechnik, RWTH Aachen
 Forckenbeckstraße 51
 52074 Aachen

Mitsos, Alexander
 alexander.mitsos@avt.rwth-aachen.de
 Lehrstuhl für Systemverfahrenstechnik, Aachener
 Verfahrenstechnik, RWTH Aachen
 Forckenbeckstraße 51
 52074 Aachen

4.4 Energieflexible und CO₂-neutrale Elektronikfabrik

Blume, Christine
 christine.blume@de.bosch.com
 Robert Bosch Elektronik GmbH
 John-F.-Kennedy Straße 43
 38228 Salzgitter

Herrmann, Christoph
 c.herrmann@tu-braunschweig.de
 IWF, Technische Universität Braunschweig
 Langer Kamp 19b
 38106 Braunschweig

Dickel, Kilian
 k.dickel@tu-braunschweig.de
 IWF, Technische Universität Braunschweig
 Langer Kamp 19b
 38106 Braunschweig

4.5 Energieflexible Kältebereitstellung im Brauprozess

Weigold, Matthias
 m.weigold@ptw.tu-darmstadt.de
 Institut für Produktionsmanagement, Technologie und
 Werkzeugmaschinen (PTW), Technische Universität
 Darmstadt
 Otto-Berndt-Straße 2
 64287 Darmstadt

Zangenberg, Jan
 j.zangenberg@ptw.tu-darmstadt.de
 Institut für Produktionsmanagement, Technologie und
 Werkzeugmaschinen (PTW), Technische Universität
 Darmstadt
 Otto-Berndt-Straße 2
 64287 Darmstadt

4.6 Multikriterielle Planung der Futtermitteltrocknung

Eder, Moritz
 moritz.eder@iwb.tum.de
 Institut für Werkzeugmaschinen und Betriebswissen
 schaften (iwb), Technische Universität München
 Boltzmann Straße 15
 85748 Garching b. München

Wörle, Markus
 markus.woerle@iwb.tum.de
 Institut für Werkzeugmaschinen und Betriebswissen
 schaften (iwb), Technische Universität München
 Boltzmann Straße 15
 85748 Garching b. München

Geier, Jan
 jan.geier@iwb.tum.de
 Institut für Werkzeugmaschinen und Betriebswissen
 schaften (iwb), Technische Universität München
 Boltzmann Straße 15
 85748 Garching b. München

Zäh, Michael F.
 michael.zaeh@iwb.tum.de
 Institut für Werkzeugmaschinen und Betriebswissen
 schaften (iwb), Technische Universität München
 Boltzmann Straße 15
 85748 Garching b. München

Vögele, Matthias
 voegele@futtertrocknung-lamerdingen.de
 Futtertrocknung Lamerdingen eG
 Am Stazelbach 1
 86862 Lamerdingen

4.7 Energieflexibilität in der milchverarbeitenden Industrie

Eboumbou Ebongue, Yvonne
 yvonne.ebolombou.ebolombou@ipa.fraunhofer.de
 Institut für Energieeffizienz in der Produktion (EEP),
 Universität Stuttgart
 Nobelstraße 12
 70569 Stuttgart

Weigold, Matthias
 m.weigold@ptw.tu-darmstadt.de
 Institut für Produktionsmanagement, Technologie und
 Werkzeugmaschinen (PTW), Technische Universität
 Darmstadt
 Otto-Berndt-Straße 2
 64287 Darmstadt

Emde, Alexander
 alexander.emde@encevo.de
 Encevo Deutschland GmbH
 Am Halberg 3
 66121 Saarbrücken

Zangenberg, Jan
 j.zangenberg@ptw.tu-darmstadt.de
 Institut für Produktionsmanagement, Technologie und
 Werkzeugmaschinen (PTW), Technische Universität
 Darmstadt
 Otto-Berndt-Straße 2
 64287 Darmstadt

Sauer, Alexander
 alexander.sauer@eep.uni-stuttgart.de
 Institut für Energieeffizienz in der Produktion (EEP),
 Universität Stuttgart
 Nobelstraße 12
 70569 Stuttgart



4.8 Energieflexible Kältebereitstellung in der Pharmaindustrie

Stock, Jerome
j.stock@ptw.tu-darmstadt.de
Institut für Produktionsmanagement, Technologie und
Werkzeugmaschinen (PTW), Technische Universität
Darmstadt
Otto-Berndt-Straße 2
64287 Darmstadt

Zangenberg, Jan
j.zangenberg@ptw.tu-darmstadt.de
Institut für Produktionsmanagement, Technologie und
Werkzeugmaschinen (PTW), Technische Universität
Darmstadt
Otto-Berndt-Straße 2
64287 Darmstadt

Weigold, Matthias
m.weigold@ptw.tu-darmstadt.de
Institut für Produktionsmanagement, Technologie und
Werkzeugmaschinen (PTW), Technische Universität
Darmstadt
Otto-Berndt-Straße 2
64287 Darmstadt

4.9 Flexibles Energiemanagement des Oxyfule-Zementprozesses

Cramer, Eike
eike.cramer@avt.rwth-aachen.de
Lehrstuhl für Systemverfahrenstechnik, Aachener
Verfahrenstechnik, RWTH Aachen
Forckenbeckstraße 51
52068 Aachen

Mitsos, Alexander
amitsos@alum.mit.edu
Lehrstuhl für Systemverfahrenstechnik, Aachener
Verfahrenstechnik, RWTH Aachen
Forckenbeckstraße 51
52068 Aachen

Heiden, Mariam
mariam.heiden@thyssenkrupp.com
thyssenkrupp polysius GmbH
Graf-Gaalen-Straße 17
59269 Beckum

Stumm, Marc-Daniel
marc-daniel.stumm@avt.rwth-aachen.de
Lehrstuhl für Systemverfahrenstechnik, Aachener
Verfahrenstechnik, RWTH Aachen
Forckenbeckstraße 51
52068 Aachen

Lemke, Jost
jost.lemke@thyssenkrupp.com
thyssenkrupp polysius GmbH
Graf-Gaalen-Straße 17
59269 Beckum

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Beschreibung
DHKW	Druckluftheizkraftwerk
BHKW	Blockheizkraftwerk
BLTD	Bundesverband Landwirtschaftlicher Trocknungswerke Deutschland e.V.
CPU	Compression and Purification Unit
EFlex-Container	Energieflexibler Plug-and-Play-Container
KMU	Kleine und mittlere Unternehmen
LZA	Luftzerlegungsanlage
PV	Photovoltaik
R&I-Schemata	Rohrleitungs- und Instrumentierungs-Fliebschemata





C.1

Ausgangslage und Zielsetzung

Die dritte Förderphase des Kopernikus-Projekts SynErgie markiert den Übergang von der forschungsorientierten Konzept- und Technologieentwicklung hin zur industriellen Anwendung. Nachdem in den vorangegangenen Projektphasen die theoretischen Grundlagen, methodischen Ansätze und digitalen Werkzeuge zur Erschließung industrieller Energieflexibilität geschaffen wurden, steht nun die konkrete Implementierung in realen Produktionsumgebungen im Mittelpunkt. Ziel ist es, den Transfer wissenschaftlicher Erkenntnisse in die betriebliche Praxis zu vollziehen und Energieflexibilität als festen Bestandteil industrieller Energie- und Produktionsstrategien zu etablieren.

Die Ausgangslage ist durch eine wachsende Durchdringung industrieller Wertschöpfungsketten mit Informations- und Kommunikationstechnologien geprägt. Unternehmen verfügen zunehmend über digitale Datenräume, vernetzte Steuerungssysteme und automatisierte Produktionsprozesse, die eine präzise Erfassung und Regelung von Energieflüssen ermöglichen. Diese Basis erlaubt es, Energieflexibilität als integralen Bestandteil der Produktionsführung zu nutzen. Gleichzeitig steigt der ökonomische Druck, Energieverbräuche dynamisch an volatile Marktbedingungen zu koppeln. Schwankende Strompreise, Netzengpässe und neue Anreizmechanismen erfordern eine aktive Verbindung von Produktionsplanung und Energiemarkt.

Vor diesem Hintergrund verfolgt die aktuelle Projektphase zwei zentrale Zielrichtungen, die in *Abschnitt C* adressiert werden:

Flexibilitätstechnologieentwicklung

Weiterentwicklung und Validierung technologischer Lösungen zur Erschließung zusätzlicher Energieflexibilitätpotenziale. Dazu zählen materialfluss- und energieflussbasierte Verfahren, Speicher- und Wandlungstechnologien sowie energieträgerübergreifende Systeme. Der Schwerpunkt liegt auf der Erhöhung des Technology Readiness Level und der Anpassung an unterschiedliche industrielle Anwendungsfelder.

Flexibilitätsumsetzung

Technische und organisatorische Überführung erprobter Energieflexibilitätsmaßnahmen in reale Produktionsumgebungen. Im Fokus stehen Maßnahmen auf Fertigungsebene und Fertigungsleitebene (u. a. *Energie speichern, Energie speichern (inhärent), Energiebezug anpassen, Prozess unterbrechen, Prozessparameter anpassen, Auftragsreihenfolge ändern*), deren betriebliche Integration, Betriebsstrategien und wirtschaftliche Wirkung unter Praxisbedingungen nachgewiesen werden.

Die Flexibilitätsumsetzung ist durch die Verzahnung technologischer, wirtschaftlicher und regulatorischer Fragestellungen gekennzeichnet. Neben der Demonstration einzelner Maßnahmen steht die Entwicklung übertragbarer Vorgehensweisen für den industriellen Betrieb Energieflexibler Fabriken im Vordergrund. Ziel ist eine breite Nutzung industrieller Lastverschiebung mit betriebswirtschaftlichem Nutzen und systemdienlichen Effekten.

Im Zentrum dieses Abschnitts stehen neun ausgewählte Implementierungsbeispiele. Sie zeigen, wie sich Energieflexibilität in unterschiedlichen Branchen technisch realisieren, organisatorisch absichern und wirtschaftlich bewerten lässt. Bevor diese im weiteren Verlauf vorgestellt werden, erläutert dieses Kapitel zunächst methodische und technische Grundlagen der industriellen Energieflexibilität.

Die Beispiele selbst werden anschließend in Form von Steckbriefen dokumentiert. Hier werden die identifizierten Energieflexibilitätspotenziale, die technische Umsetzung sowie wirtschaftliche Aspekte und Transfererfahrungen systematisch dargestellt. Die Methodik zur Ermittlung der auf die Wirtschaftszweige hochgerechneten Energieflexibilitätspotenziale wird in *Kapitel A.2* beschrieben. Zugleich wird deutlich, wie die in *Abschnitt B* beschriebenen digitalen Werkzeuge (z. B. Energiesynchronisationsplattform, Energieflexibilitätsdatenmodell) in konkreten industriellen Umgebungen zur Unterstützung automatisierter und marktorientierter Betriebsstrategien eingesetzt werden.





C.2

Methodische und technische Grundlagen

Zur Einordnung der im weiteren Verlauf vorgestellten Implementierungsbeispiele werden in diesem Kapitel zentrale methodische und technische Grundlagen der industriellen Energieflexibilität erläutert. Hierzu gehören das sechsstufige Vorgehensmodell aus der VDI-Handlungsempfehlung „Energieflexibel in die Zukunft“ (Bachmann et al., 2021) sowie ein Überblick über relevante Energieflexibilitätsmaßnahmen gemäß VDI 5207 Blatt 1 (2020). Für weiterführende Informationen zum allgemeinen Themenfeld industrieller Energieflexibilität sei ergänzend auf Band 1 der SynErgie-Fachbuchreihe verwiesen (Sauer et al., 2019).

1 Methodisches Vorgehen zur energetischen Flexibilisierung von Fabriken

Voraussetzungen für die Energieflexibilitätsbefähigung industrieller Prozesse sind ein fundiertes Systemverständnis, ein hoher Grad an Digitalisierung und Automatisierung sowie die unternehmensinterne Verankerung des Themas Energieflexibilität im Betrieb. Analog zur Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen sollte die Energieflexibilitätsbefähigung als eigenständiges Projekt strukturiert, kontinuierlich und interdisziplinär verfolgt werden. Dabei ist bereits in der Planungsphase sicherzustellen, dass keine Zielkonflikte zwischen Energieeffizienz- und Energieflexibilitätszielen entstehen. Je komplexer die betrachteten Systeme und Prozesse sind, desto aufwendiger gestaltet sich in der Regel die Umsetzung von Energieflexibilitätsmaßnahmen. Die VDI-Handlungsempfehlung „Energieflexibel in die Zukunft“ beschreibt ein sechsstufiges methodisches Vorgehen zur systematischen Identifikation, Bewertung und Umsetzung von Energieflexibilitätsmaßnahmen, wie in *Abbildung 1* dargestellt (Bachmann et al., 2021). Die nachfolgende Zusammenfassung basiert vollständig auf den dort dargestellten Inhalten.

- Der erste Schritt umfasst die initiale Analyse des technischen und wirtschaftlichen Energieflexibilitätspotenzials. Die Potenzialermittlung erfolgt gemäß VDI 5207 Blatt 2 (2021) auf Basis einer strukturierten Bestandsaufnahme der Anlagen und Energieströme. Ziel ist es, geeignete Systeme mit hohem Energieflexibilitätspotenzial zu identifizieren. Nach einer Prüfung der grundlegenden Voraussetzungen für eine energieflexible Betriebsweise wird das technische Potenzial einzelner Produktionssysteme und Aggregate abgeschätzt. In einer anschließenden Eignungsprüfung hinsichtlich der Art der Anlagensteuerung, der Prozessrelevanz und der Fähigkeit zur zeitlichen Entkopplung können die Anlagen unter technischen und wirtschaftlichen Kriterien priorisiert und geeignete Energieflexibilitätsmaßnahmen identifiziert werden (VDI 5207 Blatt 2:2021, S. 8).
- Im zweiten Schritt erfolgt eine detaillierte Analyse der priorisierten Maßnahmen. Hierzu zählen die Erhebung und Auswertung von Betriebsdaten, temporäre Messkampagnen sowie simulationsgestützte Wirtschaftlichkeitsbewertungen. Ziel dieser Phase ist die Auswahl umsetzbarer Energieflexibilitätsmaßnahmen und die Erstellung eines tragfähigen Umsetzungsplans. Eine detailliertere Beschreibung der ersten beiden Schritte ist in *Abschnitt A* zu finden.

- Der dritte Schritt umfasst die technische Implementierung der ausgewählten Maßnahmen. Dazu gehören notwendige Anpassungen an der Anlagentechnik, der Informations- und Kommunikationstechnik sowie der Produktionsplanung. Testläufe und Validierungen dienen der Vorbereitung auf den energieflexiblen Regelbetrieb.
- Im vierten Schritt steht die operative Flexibilitätsvermarktung im Mittelpunkt. Diese erfordert neben der technischen Integration auch eine abgestimmte Betriebsweise aller beteiligten Systeme, um die Produktionslogistik nicht zu beeinträchtigen. Die Vermarktung auf standardisierten Märkten, über Direktverträge mit Dritten oder durch ein Angebot von Systemdienstleistungen bietet Unternehmen ökonomische Anreize und unterstützt gleichzeitig die Systemstabilität.
- Im fünften Schritt werden die umgesetzten Maßnahmen durch ein strukturiertes Controlling und Monitoring begleitet. Neben klassischen Energiemanagementinstrumenten kommen auch weitere datengetriebene Verfahren zum Einsatz, um Abweichungen, Anomalien oder Verbesserungspotenziale frühzeitig zu erkennen und gezielt gegenzusteuern.
- Die sechste Phase dient der kontinuierlichen Betriebsoptimierung. Auf Basis der im Monitoring gewonnenen Erkenntnisse werden bestehende Maßnahmen weiterentwickelt und zusätzliche Potenziale identifiziert. Hierzu zählen etwa der Einsatz datenbasierter Simulationen oder die Ausweitung auf weitere Anlagen. Die erzielten Erfahrungen fließen erneut in den Analyseprozess ein und stoßen eine neue Iteration des Vorgehensmodells an.

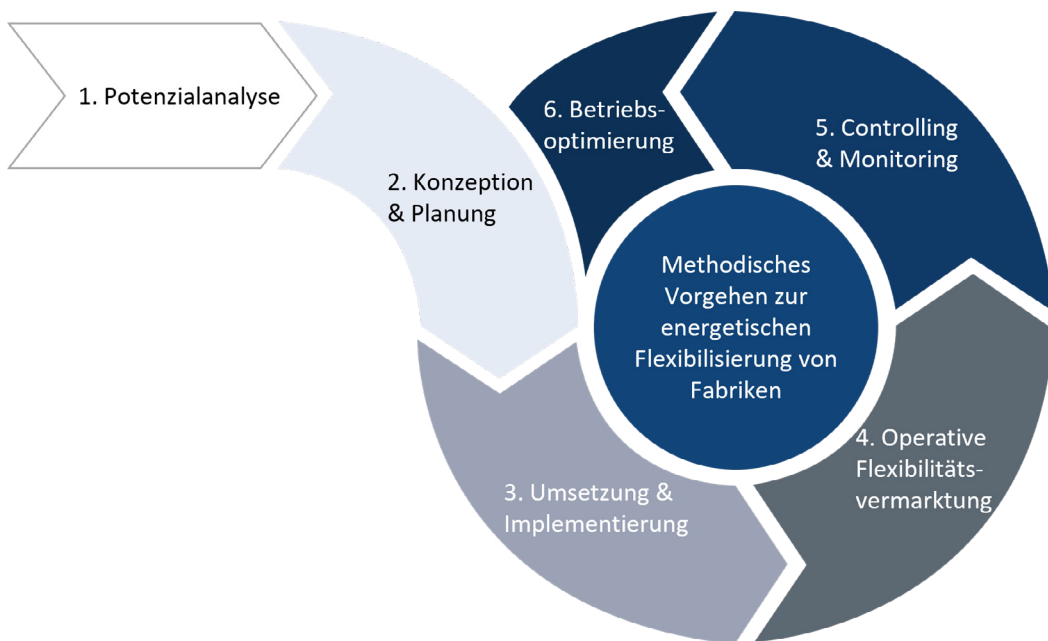


Abb. 1 Methodisches Vorgehen zur energetischen Flexibilisierung von Fabriken (nach VDI, 2021)

Das methodische Vorgehen ist technologieoffen und branchenübergreifend einsetzbar. Für eine erfolgreiche Umsetzung ist die frühzeitige Einbindung eines interdisziplinären Projektteams erforderlich, das Kompetenzen aus den Bereichen Produktionstechnik, Energieversorgung, Informations- und Kommunikationstechnik sowie Betriebswirtschaft vereint (Bachmann et al., 2021).

2 Energieflexibilitätsmaßnahmen

Energieflexibilitätsmaßnahmen lassen sich als gezielte Eingriffe in Produktionssysteme beschreiben, die einen geplanten Zustandswechsel bewirken und somit eine temporäre Anpassung des Energiebedarfs ermöglichen (VDI 5207 Blatt 1:2020, S.4). Die Maßnahmen können auf unterschiedlichen Ebenen im Unternehmen ansetzen – von der Fertigungsebene über die Fertigungsleitebene bis hin zur Unternehmensleitebene – und variieren in ihrer zeitlichen Wirkung von wenigen Minuten bis hin zu mehreren Wochen. Entsprechend betreffen sie entweder einzelne Anlagen und Aggregate, spezifische Produktionsprozesse oder übergeordnete organisatorische Abläufe. Eine systematische Übersicht möglicher Maßnahmen in der Energieflexiblen Fabrik bietet *Abbildung 2*.

Nachfolgend werden ausgewählte, für die Implementierungsbeispiele relevante Maßnahmen gemäß VDI 5207 Blatt 1 vorgestellt. Die umgesetzten Maßnahmen beschränken sich dabei auf die Fertigungsebene und die Fertigungsleitebene.

Eine zentrale Maßnahme ist *Energie speichern*, etwa durch die Integration elektrischer oder thermischer Energiespeicher auf der Fertigungsleitebene. Dadurch kann Energie gezielt aufgenommen und zu einem späteren Zeitpunkt wieder genutzt werden, was insbesondere zur Glättung von Lastspitzen oder zur Verschiebung des Energiebezugs in wirtschaftlich günstigere Zeitfenster dient. Eng damit verwandt ist *Energie speichern (inhärent)* auf der Fertigungsebene. Dabei werden Toleranzen in Zustandsgrößen – beispielsweise thermische Trägheit in Materialien oder Komponenten – als temporärer Energiespeicher genutzt. Diese Maßnahme erfordert in der Regel keine zusätzliche Hardware und lässt sich durch gezielte Prozessanpassungen im Rahmen zulässiger Grenzwerte umsetzen.

Auf der Fertigungsleitebene ermöglicht die Maßnahme *Energiebezug anpassen* die Substitution des Endenergiebezugs durch alternative Energieträger. Dies erlaubt eine Reduktion des Strombezugs in Hochpreisphasen. Voraussetzung ist die technische Möglichkeit, zwischen verschiedenen Energieträgern zu wechseln.

Eine weitere Maßnahme auf der Fertigungsebene ist *Prozess unterbrechen*. Sie ermöglicht es, Produktionsprozesse zeitlich befristet zu pausieren, ohne die Qualität oder logistische Abläufe wesentlich zu beeinträchtigen. Voraussetzung hierfür ist ein tiefes Verständnis der Prozessdynamik sowie der vor- und nachgelagerten Prozesse.

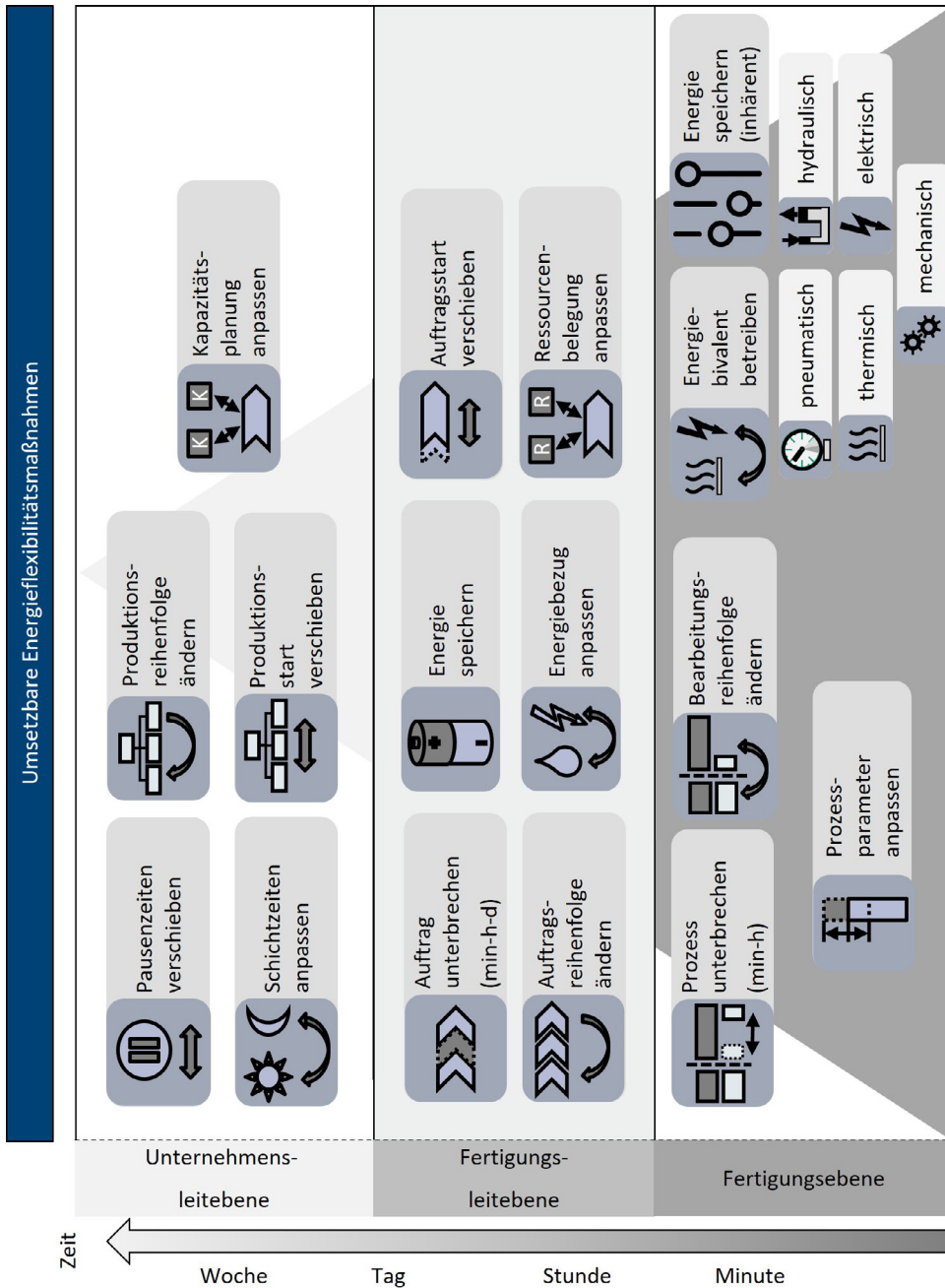


Abb. 2 Übersicht möglicher Energieflexibilitätsmaßnahmen in der Energieflexiblen Fabrik (nach Roesch et al., 2017; Sauer et al., 2022)

Weniger invasiv ist die Maßnahme *Prozessparameter anpassen*. Hierbei wird der Energiebedarf eines laufenden Prozesses durch gezielte Änderungen – etwa der Drehzahl eines Motors oder der Solltemperatur eines Prozesses – temporär erhöht oder reduziert. Die genaue Kenntnis von Prozessgrenzen und Qualitätsanforderungen ist dabei essenziell, um unerwünschte Beeinträchtigungen oder Schäden zu vermeiden.

Schließlich bietet die Maßnahme *Auftragsreihenfolge ändern* auf der Fertigungsleitebene eine vorausschauende und systematische Möglichkeit zur gezielten Lastverschiebung. Dabei werden Produktionsaufträge nicht nur nach logistischen, sondern auch nach energiewirtschaftlichen Kriterien priorisiert. Energieintensive Produktionsschritte können gezielt in Phasen niedriger Strompreise oder geringer Netzlast verlagert werden. Voraussetzung dafür ist eine flexible IT-Infrastruktur, welche die energieorientierte Planung und Steuerung der Produktion unterstützt.





C.3

Dokumentation ausgewählter
Implementierungsbeispiele

Die Kapitel 4.1 bis 4.9 dokumentieren exemplarische Umsetzungen energieflexibler Betriebsstrategien in unterschiedlichen industriellen Anwendungsfeldern – von der Prozess- und Chemieindustrie über die Elektronikfertigung und Lebensmittelverarbeitung bis hin zur Futtermittelrocknung. Sie sind in Form von Steckbriefen angelegt und veranschaulichen, wie sich Energieflexibilitätpotenziale durch den gezielten Einsatz von Energieflexibilitätsmaßnahmen technisch und wirtschaftlich erschließen lassen.

- *Kapitel 4.1* beschreibt die Entwicklung eines hybriden Druckluftheizkraftwerks, das durch die bivalente Druckluftherzeugung aus Strom oder Gas aus Holzvergasung eine flexible Steuerung des Energiebezugs ermöglicht. Die Anlage kann darüber hinaus auch Strom erzeugen und nutzt ausgekoppelte Wärme über Adsorptionskältemaschinen zur Kältebereitstellung.
- *Kapitel 4.2* stellt einen modularen Energiespeichercontainer (EFlex-Container) vor, der verschiedene Speicher- und Wandlungstechnologien kombiniert. Die Konfiguration ist anwendungsfallbasiert wählbar (z. B. Peak Shaving, Eigenverbrauchsoptimierung, atypische Netznutzung). Ein digitales Planungstool unterstützt die standortspezifische Systemauslegung.
- *Kapitel 4.3* behandelt die energieflexible Umgestaltung eines Biodieselprozesses in der chemischen Industrie. Konkret wird eine bestehende Pilotanlage durch Integration zusätzlicher Sensorik, neue Steuerungsfunktionen sowie die Anbindung an ein lokales Energiemanagementsystem flexibilisiert. Mithilfe eines erweiterten Prozessmodells und eines simulationsbasierten Optimierungsansatzes werden Betriebsstrategien entwickelt, die Strompreissignale und prozesstechnische Restriktionen berücksichtigen.
- *Kapitel 4.4* beschreibt die Flexibilisierung der Eigenstromnutzung in einer Elektronikfabrik durch den gezielten Einsatz von Kälte- und Batteriespeichern. Überschüssige PV-Energie kann gespeichert und bedarfsgerecht genutzt werden, was Lastspitzen reduziert und die Energieversorgung optimiert. Ergänzend wird ein cyber-physisches System zur Anbindung an die Energiesynchronisationsplattform implementiert.
- *Kapitel 4.5* beschreibt die Umsetzung energieflexibler Kühlstrategien im Brauprozess. Durch die automatisierte Steuerung der Gär- und Lagertanks wird das Bier als inhärenter thermischer Energiespeicher genutzt. Der Betrieb der Kälteversorgung erfolgt in Abhängigkeit von Strompreisen und Prozessrestriktionen, wobei eine eigens entwickelte Heuristik zur Einsatzplanung auf Basis verfügbarer Flexibilitätsspielräume zum Einsatz kommt.
- *Kapitel 4.6* widmet sich der Digitalisierung eines landwirtschaftlichen Futtermittelbetriebs mit dem Ziel einer energieflexiblen Produktionsplanung. Prädiktive Modelle und multikriterielle Planungswerkzeuge ermöglichen eine dynamische Anpassung an Energiepreise, Wetter und sich ändernde Produkteigenschaften.
- *Kapitel 4.7* untersucht Energieflexibilitätpotenziale in der milchverarbeitenden Industrie. Inhärente Energiespeicher, etwa das gekühlte Käsereifelager, werden gezielt zur Lastverschiebung genutzt. Ein Optimierungsmodell steuert die Kühlstrategie strompreisabhängig, senkt Energiekosten und ermöglicht netzdienliches Verhalten.

- *Kapitel 4.8* analysiert die energieflexible Steuerung von Kälteversorgungssystemen in der Pharmaproduktion. Verschiedene Erzeuger (Absorptions- und Kompressionskältemaschinen sowie Freikühlung) werden auf Basis mathematischer Modelle in Abhängigkeit von Strompreis und Wetter intelligent geregelt – mit Fokus auf Versorgungssicherheit und Speicherintegration.
- *Kapitel 4.9* beschreibt ein flexibles Energiemanagementsystem für eine großtechnische Oxyfuel-Zementanlage. Im Mittelpunkt steht die Entwicklung eines Digitalen Zwillings zur simulationsgestützten Bewertung und Regelung der Gesamtanlage, bestehend aus Luftzerlegung, Klinkerbrennanlage, CO₂-Reinigung und -Verdichtung sowie Zementmahlung. Technische Engpässe werden analysiert und eine ökonomisch modellprädiktive Regelung umgesetzt, die auch bei trägen Prozessen eine dynamische und netzdienliche Lastverschiebung ermöglicht.





C.4

Praxisbeispiele aus der dritten Förderphase

Identifizierte Energieflexibilitätspotenziale

Im Rahmen des Projekts entwickelt die Firma altAIRnative GmbH gemeinsam mit dem EEP der Universität Stuttgart ein holzgasbetriebenes hybrides DHKW und integriert dieses in die Infrastruktur der Firma Eirenschmalz GmbH, wo es umfassend getestet wird. Hauptziel dieses Vorhabens ist die Nutzung des hybriden DHKW zur Erschließung von Energieflexibilitätspotenzialen in der metallverarbeitenden Industrie. Dabei soll die praktische Erprobung demonstriert werden, um industriellen Unternehmen in Zeiten zunehmend volatiler Energiemärkte wirtschaftliche Vorteile aufzuzeigen.

Erlöse sollen vor allem durch das zentrale Energieflexibilitätspotenzial des bivalenten Betriebs der Anlage erwirtschaftet werden. Der flexible Wechsel des hybriden DHKW zwischen den Energieträgern Strom und Holzgas ermöglicht es Unternehmen, ihre Energiekosten aktiv zu steuern und marktdienlich zu agieren. Dies reduziert Betriebskosten und integriert gleichzeitig die optimierte Nutzung regenerativer Energien in den industriellen Prozess. Bei hohen Strompreisen oder Flexibilitätsbedarf aus dem Netz kann auf den Betrieb mit Holzgas umgestellt werden, was das Stromnetz entlastet und die Wirtschaftlichkeit des Betriebs erhöhen kann. Diese situationsabhängige Energieträgerwahl ermöglicht eine nachhaltige Optimierung der Betriebskosten und gleichzeitig eine Reduktion der CO₂-Emissionen.

Ein weiterer Aspekt der Flexibilitätsbereitstellung entsteht durch den Betrieb eines holzgasbefeuerten Gasmotors. Dieser erlaubt es, die Anlage in einen BHKW-Betriebsmodus zu versetzen, wodurch neben der Druckluftherzeugung (10,5 m³/min bei 8 bar) zusätzlich Strom generiert wird. Diese Umschaltoption bietet insbesondere dann Vorteile, wenn der Druckluftbedarf gering ist, aber eine Stromerzeugung wirtschaftlich attraktiv erscheint.

Die elektrische Leistung des DHKW beträgt 92 kW. Zusätzliches Energieflexibilitätspotenzial ergibt sich aus der Wärmebereitstellung durch das hybride DHKW. Die bereitgestellte Wärme kann bis zu einer Leistung von 133 kW abgeführt und entweder direkt für Heizzwecke genutzt oder mittels Adsorptionskältemaschinen in Kälte umgewandelt werden. Insbesondere wenn gleichzeitig Bedarf an Druckluft und Kälte besteht, kann dies sinnvoll sein. Mehrere energetische Bedarfe können somit effizient durch eine einzige Anlage gedeckt werden. Dadurch kann auf saisonale Schwankungen und auf abweichende Heiz- und Kühlbedarfe effizient und flexibel reagiert werden.

Technische Umsetzung

Die technische Realisierung des hybriden DHKW wird in diesem Projekt von der Firma altAIRnative GmbH in Zusammenarbeit mit dem EEP der Universität Stuttgart durchgeführt. Es wurden mehrere Anforderungen an die technische Umsetzung identifiziert: Für die Umsetzung des hybriden Betriebsmodus soll eine Übergabeschnittstelle der erzeugten thermischen Energie und der erzeugten Druckluft bereitgestellt werden. Für die thermische Leistungsabgabe ist zudem ein Wärmeübertrager einzubauen, welcher direkt in den externen Heizkreislauf eingebunden werden kann. Die Druckluft muss vor der Übergabe an die Peripherie über einen Trockner getrocknet werden. Zur Einhaltung der gesetzlichen Vorschriften muss hinter den Gasmotor ein Katalysator zur Abgasnachbehandlung eingebaut werden.

Die Kopplung des Elektro- und des Gasmotors, die gemeinsam den Druckluftverdichter antreiben, bildet das zentrale Element der technischen Umsetzung, wobei der Gasmotor im BHKW-Betrieb zusätzlich den Generator antreiben kann. Beide Motoren sind mit einer elektromagnetischen Kupplung verbunden. Diese besondere technische Konstruktion wurde speziell für dieses Projekt entwickelt. Sie ermöglicht das schnelle und nahtlose Umschalten zwischen den Betriebsmodi und wird unter realen Betriebsbedingungen umfassend getestet.

Der Antrieb des Verdichters ist die Kernkomponente der Anlage und flexibel konzipiert. Die Welle, die den Verdichter antreibt, lässt sich wahlweise mit dem Elektromotor oder dem Gasmotor betreiben. Dies gewährleistet eine schnelle Anpassungsfähigkeit an unterschiedliche Energieträger und Versorgungssituationen, ohne dass es zu Betriebsunterbrechungen bei der Druckluftversorgung kommt. Zusätzlich wird das hybride DHKW in eine Containerlösung integriert, um die Modularität sicherzustellen. Diese Containerlösung beinhaltet neben dem hybriden DHKW auch einen Holzvergaser. Dieser wird benötigt, um Holzhackschnitzel in Holzgas umzuwandeln und so für den Betrieb im hybriden DHKW nutzbar zu machen. Ein weiterer zentraler Bestandteil der technischen Umsetzung ist der Wärmeübertrager, welcher die Abwärme des Motors nutzbar macht. Die ausgekoppelte thermische Energie kann entweder direkt für Heizprozesse oder über eine Adsorptionskältemaschine zur Kälteerzeugung eingesetzt werden.

Wirtschaft und Transfer

Das hybride Druckluftheizkraftwerk bietet signifikante wirtschaftliche Vorteile für zahlreiche Industriebranchen, insbesondere für Unternehmen mit simultanem Bedarf an Druckluft, Wärme und Kälte, die zudem über regenerative Eigenerzeugungsanlagen verfügen. Durch die Möglichkeit des flexiblen Wechsels zwischen elektrischen und gasförmigen Energieträgern können Betriebskosten gesenkt werden, indem die Anlage beispielsweise in Zeiten hoher Energiepreise am Day-Ahead-Markt auf den Holzgasbetrieb umstellt. Insbesondere bei stark schwankenden Energiepreisen können Einsparungen generiert werden, da stets die zum jeweiligen Zeitpunkt günstigste Energieform genutzt werden kann. Zudem können Emissionen reduziert werden, indem die Druckluftbereitstellung in Zeiten mit hohem Anteil an regenerativen Energien im Stromnetz erfolgt, wohingegen in Zeiten mit niedrigem Anteil regenerativer Energien im Stromnetz die Druckluft- oder Wärmebereitstellung über Holzgas bevorzugt wird. Zudem wird durch die Nutzung von Holzgas ein Energieträger zur Bereitstellung von Wärme, Druckluft und Strom genutzt, der deutlich weniger CO₂-Emissionen verursacht als Erdgas. Im Praxisbetrieb können mit der ausgekoppelten Motorabwärme von bis zu 133 kW sowohl Heizprozesse bedient als auch über eine angeschlossene Adsorptionskältemaschine Kälte erzeugt werden. Dies ermöglicht eine effektive Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung und reduziert sowohl Primärenergieeinsatz als auch Emissionen.

Die wirtschaftlichen und ökologischen Potenziale des hybriden DHKW wurden im Praxisbetrieb bei der Firma Eirenschmalz GmbH erfolgreich demonstriert. Die Ergebnisse bestätigen, dass insbesondere Betriebe mit hohem Wärme- und Kältebedarf erheblich von der effizienten Nutzung der ausgekoppelten Wärme profitieren und sowohl Kosten als auch Emissionen einsparen können. Im Vergleich zur getrennten Bereitstellung von Druckluft durch Strom und Wärme durch fossil befeuerte

Wärmeerzeuger kann mit Emissionsreduktionen von bis zu 42% gerechnet werden. Bei einem stetigen Wärmebedarf können die Energiekosten um bis zu 54% gesenkt werden. Bei einem stetigen Kältebedarf können die Energiekosten um bis zu 37% gesenkt werden.

Die Zusammenarbeit des EEP der Universität Stuttgart mit den Industriepartnern altAIRnative GmbH und Eirschmalz GmbH förderte maßgeblich den Technologietransfer und die Praxistauglichkeit der entwickelten Anlage. Die realen Betriebserfahrungen ermöglichen eine kontinuierliche und praxisorientierte Weiterentwicklung, die eine breite Übertragbarkeit auf andere Branchen erleichtert. Aufgrund ihrer vielseitigen Anwendungsmöglichkeiten und der hohen systemischen Effizienz (88% im BHKW-Betrieb und 91% im DHKW-Betrieb) stellt das hybride DHKW eine attraktive Lösung für eine Vielzahl von industriellen Anwendern dar und kann aktiv dazu beitragen, die Wirtschaftlichkeit einer kombinierten Druckluft- und Wärmebereitstellung in industriellen Betrieben zu verbessern.

4.2 Energieflexibilitätscontainer im Anlagenbau

Management Summary

Der energieflexible Plug-and-Play-Container (EFlex-Container) ist ein modular aufgebautes, standardisiertes System zur Integration von unterschiedlichen Energiespeicher- und Energiewandlungstechnologien in industriellen Anwendungen. Ziel des EFlex-Containers ist es, Unternehmen eine wirtschaftliche und ökologische Nutzung von Energieflexibilität zu ermöglichen, indem Energie gespeichert und bedarfsorientiert abgegeben werden kann. Durch die Kombination verschiedener Speichertechnologien zu hybriden Energiespeichersystemen werden deren jeweiligen technischen Stärken gebündelt, wodurch sich die Gesamtwirkungsgrade erhöhen und die spezifischen Energiekosten reduzieren lassen.

Partner

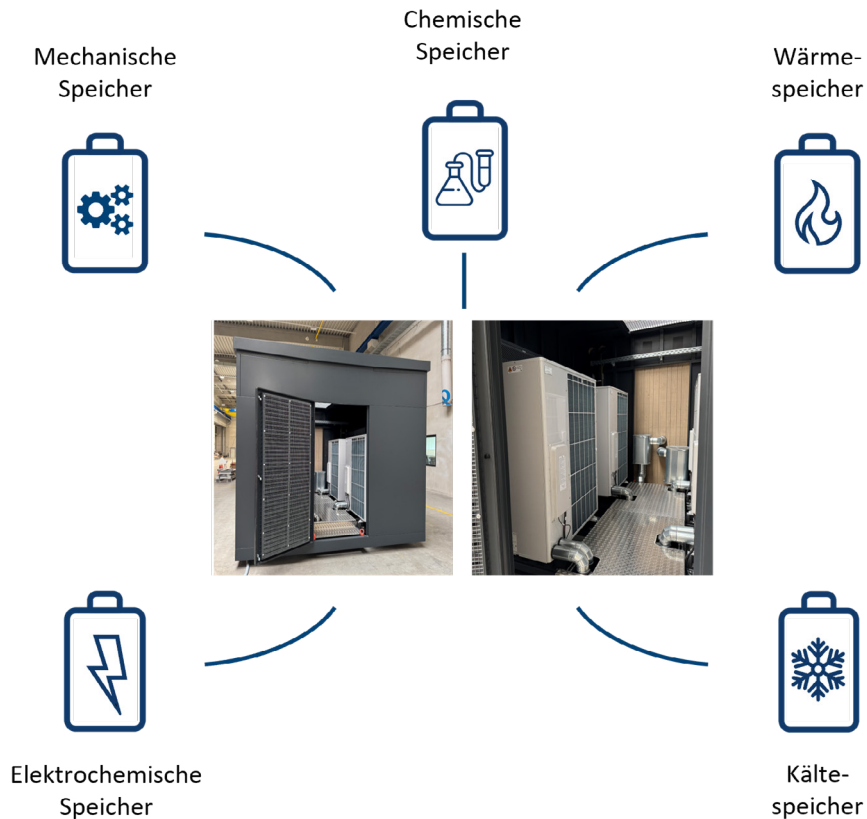
- Alois Müller GmbH
- EEP, Universität Stuttgart
- FIM/FIT

Branche

- Branchenübergreifend auf Werksebene

Davon neu in Förderphase III erschlossen

- Perspektive: 1,38 MW für 2 h (Lastverschiebung)



Identifizierte Energieflexibilitätpotenziale

Der EFlex-Container eröffnet Unternehmen Potenziale zur Nutzung von Energieflexibilität durch die gezielte Speicherung von Energie. Es handelt sich um ein modular aufgebautes, standardisiertes System zur mobilen Integration von Energiespeicherlösungen in industrielle Anwendungen. Für den EFlex-Container lassen sich fünf zentrale Anwendungsfälle identifizieren, die die Betriebsstrategie und die Auslegung des Containers bestimmen (Emde, 2023). Diese umfassen die Lastspitzenkappung, die Nutzung dynamischer Strompreise, die Eigenverbrauchsoptimierung, die Effizienzsteigerung durch den Betrieb von Energiewandlungstechnologien im optimalen Arbeitspunkt sowie die atypische Netznutzung (VDI, 2020). Die Auswahl dieser Anwendungsfälle folgt dem Ziel, wirtschaftlich relevante Potenziale zu adressieren, durch die direkte Erlöse, Energiekostensenkungen oder Netzentgeltreduktionen realisiert werden können (Emde, 2023). Die konkrete Auslegung und Betriebsstrategie des EFlex-Containers sowie die technische Dimensionierung der eingesetzten Energiespeicher- und Energiewandlungstechnologien hängen dabei unmittelbar vom jeweils angestrebten Anwendungsfall ab. Im Betrieb kann zwischen verschiedenen Anwendungsfällen gewechselt werden, was die Wirtschaftlichkeit weiter steigert.

Vorauswahl Energiespeichertechnologien

Gemäß der Kategorisierung nach Sterner und Stadler (2017) lassen sich Energiespeicher unterteilen in elektrische (z. B. Kondensatoren), elektrochemische (z. B. Lithium-Ionen-Akkumulatoren), chemische (z. B. Power-to-Gas), mechanische (z. B. Pumpspeicherkraftwerk) und thermische Energiespeichertechnologien (z. B. Warmwasserspeicher). Für die Anwendung im EFlex-Container sind elektrische Speicher wie Superkondensatoren und supraleitende Spulen aufgrund ihrer geringen Speicherzeiten und hohen Selbstentladungsraten nicht geeignet. Auch mechanische Speicher wie Pumpspeicherkraftwerke sind aufgrund ihrer infrastrukturellen und geografischen Anforderungen im industriellen Maßstab nicht realisierbar (Chen et al., 2009).

Neben Speichertechnologien können Energiewandlungstechnologien (z. B. Wärmepumpen) in den EFlex-Container integriert werden, die eine Konvertierung zwischen unterschiedlichen Energieformen ermöglichen. Diese sind notwendig, um Energie in der für die jeweilige Speichertechnologie geeigneten Form bereitzustellen.

Hybride Energiespeicher

Die technische Basis des EFlex-Containers bildet ein hybrides Speicherkonzept, bei dem unterschiedliche Energiespeichertechnologien mit unterschiedlichen Energieformen zu einem energieträgerübergreifenden Gesamtsystem zusammengeführt werden. In einem hybriden Energiespeichersystem können Energiespeicher ihre Stärken und Schwächen jeweils ausgleichen. Daraus ergeben sich höhere Systemeffizienzen, reduzierte Systemkosten und höhere Lebenserwartungen gegenüber monoenergetischen Speichersystemen (Emde, 2023).

Technologieentwicklung

Modulare Containerlösungen zur Integration von Energieversorgungstechnologien sind durch die Alois Müller GmbH in der industriellen Praxis etabliert. Sie ermöglichen eine raumsparende, werkseitig vorgefertigte und flexibel skalierbare Unterbringung zentraler Komponenten der Energieversorgung. In standardisierten Containerbauformen bietet die Alois Müller GmbH bereits mobile

Erdgas- oder Erdöl-Heizcontainer, mobile Pelletheizungen, mobile Wärmepumpen und mobile Kälteanlagen an. Diese mobilen Energielösungen erlauben schnelle Installation, einfache Wartung und eine hohe Übertragbarkeit auf verschiedene Standorte. Diese Eigenschaften bilden die technische Grundlage für den EFlex-Container als neue Klasse mobiler Energiesysteme, die zur Bereitstellung industrieller Energieflexibilität genutzt werden kann.

Die Auswahl und Dimensionierung geeigneter Energiespeicher- und Energiewandlungstechnologien in Kombination mit dem wirtschaftlichsten Anwendungsfall ist standortspezifisch und hängt von den energetischen Rahmenbedingungen, bestehenden Energiepreismodellen, der Eigenerzeugung sowie den Energiebedarfen des Unternehmens ab. Angestrebt wird, den EFlex-Container so in bestehende Energiesysteme zu integrieren, dass unter Berücksichtigung relevanter Einflussfaktoren (z. B. Lastprofile, Energiemarkt, erneuerbare Energien etc.) die maximal mögliche Wirtschaftlichkeit erreicht wird. Die erste prototypische Implementierung des EFlex-Containers erfolgt in der Green-Factory der Alois Müller GmbH. Die gewählte Konfiguration des EFlex-Containers besteht aus einem Batteriespeicher (1.490 kWh/750 kW) in Containerbauweise, einem Warmwasserspeicher (100 m³), der durch eine Power-to-Heat-Anlage (600 kW) gespeist wird, und einer Stickstoffherstellungsanlage (30 kW) mit Stickstoffspeichern. Diese Technologiekombination ermöglicht die Erprobung des EFlex-Containers. Ein besonderer Fokus der prototypischen Implementierung liegt auf dem Batteriespeicher. Aufgrund seiner Modularität, schnellen Reaktionsfähigkeit und Übertragbarkeit auf andere Anwendungen zeigt der Batteriespeicher exemplarisch, wie mobile Energiespeicherlösungen gezielt zur Bereitstellung industrieller Energieflexibilität eingesetzt werden können.

Eine Bewertung der Anwendungsfälle hat ergeben, dass die Kombination von Lastspitzenkappung, Eigenverbrauchsoptimierung (einer 2,5-MWp-Photovoltaikanlage) und Vermarktung der Restkapazität am Regelleistungsmarkt die wirtschaftlichste Betriebsweise des EFlex-Containers aufweist.

Wirtschaft und Transfer

Der EFlex-Container adressiert insbesondere Industrieunternehmen mit volatilen Produktionsprozessen und daraus resultierend schwankendem Energiebedarf. Besonders geeignet sind Unternehmen des Maschinen- und Anlagenbaus, der Metallverarbeitung sowie produzierende Betriebe mit diskontinuierlicher Serien- oder Einzelteilfertigung. Diese Branchen zeichnen sich durch wechselnde Betriebszustände, unregelmäßige Maschinenbelegung und teilweise energieintensive Prozessschritte aus. In solchen betrieblichen Kontexten ergeben sich hohe Potenziale zur Lastspitzenkappung sowie zur Flexibilisierung des Strombezugs bei Nutzung dynamischer Strompreise oder entsprechender Lastzeitfenster (atypische Netznutzung). Darüber hinaus kann durch die zeitliche Entkopplung von Energiebedarf und Energiebereitstellung eine optimierte Betriebsweise von Energiewandlungsanlagen in energetisch effizienteren Betriebspunkten (Effizienzsteigerung) ermöglicht werden. Unternehmen, die bereits über dezentrale Energieerzeugungsanlagen wie Photovoltaikanlagen oder Blockheizkraftwerke verfügen, profitieren durch den EFlex-Container insbesondere bei der Eigenverbrauchssteigerung.

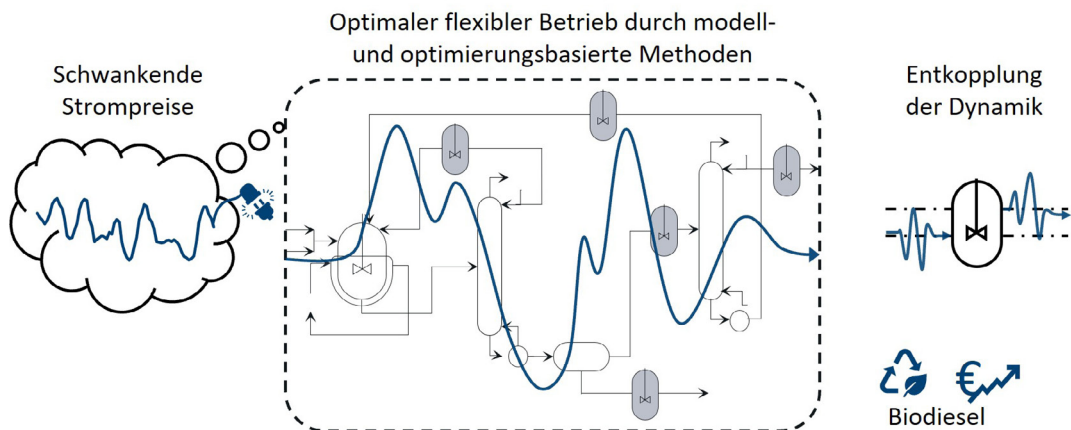
Ein zentraler Mehrwert des EFlex-Containers liegt in der modularen sowie standardisierten Auslegung der Systemkomponenten und -schnittstellen. Die Konzeption als Plug-and-Play-System ermöglicht eine flexible und unternehmensunabhängige Integration in bestehende Energiesysteme bei gleich-

zeitig reduziertem Aufwand für Planung und Inbetriebnahme. Dennoch erfordert die physische Systemintegration des EFlex-Containers spezifische technische Vorkehrungen am vorgesehenen Aufstellungsort. Je nach eingesetzten Energiespeicher- und Energiewandlungstechnologien im EFlex-Container sind unterschiedliche Anforderungen zu berücksichtigen. Hierzu zählen statisch tragfähige Fundamente, die Anbindung an bestehende Infrastruktur sowie die Einhaltung betrieblicher Sicherheitsstandards, etwa im Hinblick auf Brand- oder Explosionsschutz, Belüftung und elektrische Schutztechnik. Auch die Integration in vorhandene, übergeordnete Energiemanagementsysteme erfordert trotz standardisierter Schnittstellen technischen Aufwand.

Dennoch bietet der EFlex-Container eine zukunftsfähige Lösung zur sektorübergreifenden Nutzung industrieller Energieflexibilitätpotenziale und unterstützt Unternehmen sowohl bei der Reduktion von Energiekosten als auch bei der Umsetzung ihrer Nachhaltigkeitsstrategien.

4.3 Elektrifizierte Chemieanlagen in der Biodieselproduktion

<p>Management Summary</p> <p>Die chemische Industrie ist der größte industrielle Energieverbraucher in Deutschland. Die Produktion von Biodiesel dient als repräsentative Benchmark für allgemeine chemische Prozesse, die Reaktions-, Trenn- und Recyclingkomponenten umfassen.</p> <p>In diesem Projekt werden modellierungs- und optimierungsbasierte Methoden entwickelt und angewendet, um einen optimalen energieflexiblen Betrieb der elektrifizierten Biodieselproduktion zu ermöglichen. Die Energieflexibilität der elektrifizierten Biodieselproduktion wird sowohl durch computergestützte Simulationen als auch durch experimentelle Studien im Pilotanlagenmaßstab untersucht. In den Simulationen werden dabei Energiekosteneinsparungen von bis zu 29% erreicht.</p>	<p>Partner</p> <ul style="list-style-type: none"> • AVT.SVT, RWTH Aachen • Siemens AG • Cargill GmbH <hr/> <p>Branche</p> <ul style="list-style-type: none"> • Herstellung von Biodiesel (Methylester) <hr/> <p>Davon neu in Förderphase III erschlossen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Perspektive: 220 MW für 24 h (Lastverschiebung)
---	---



Identifizierte Energieflexibilitätspotenziale

Das Energieflexibilitätspotenzial des hier betrachteten Produktionsprozesses für Biodiesel wird mithilfe computergestützter Simulationen auf der Grundlage modellbasierter Ansätze abgeschätzt. Um Energieflexibilität zu ermöglichen und zu erhöhen, werden auch verschiedene Prozessentwürfe und -konfigurationen einbezogen, wie die Integration von Puffertanks zur Lagerung von Zwischen- und Endprodukten.

Zur Bewertung des erreichbaren Grades der Energieflexibilität werden offline-dynamische Optimierungsstrategien sowie online-basierte Regelungsstrategien entwickelt und angewandt. Dabei werden betriebliche Randbedingungen, insbesondere Sicherheitsgrenzen und Produkthanforderungen, systematisch berücksichtigt. Die Regelungsstrategien werden in Simulationsstudien unter Berücksichtigung

sichtigung weiterer betrieblicher Einschränkungen (z. B. Sicherheits- und Produktqualitätsgrenzen) getestet. Die optimalen Leistungstrajektorien verlaufen dabei erwartungsgemäß gegenläufig zu Strompreisschwankungen, während die stationären Bezugstrajektorien konstant bleiben.

Ausgehend von diesen Studien ermöglichen die vorgeschlagenen Strategien eine Variation des Leistungsbedarfs von rund 12 MW für eine elektrifizierte Anlage, die 20 Tonnen Biodiesel pro Stunde produziert (El Wajeh, 2024a). Diese Leistungsvariation wird durch numerische Optimierung des flexiblen Betriebs der Anlage unter Berücksichtigung typischer Day-Ahead-Strompreisprofile des deutschen Spotmarkts ermittelt (SMARD, 2023). Für die Produktion der großtechnischen Biodiesel-Anlage am Cargill-Standort in Frankfurt am Main entspricht dies einem Energieflexibilitätspotenzial von etwa 23 MW.

Technologieentwicklung

Es werden modellbasierte Regler entwickelt, die das Prozesssystem der betrachteten elektrifizierten Biodieselproduktion zu einem optimalen energieflexiblen Betrieb unter schwankenden Marktbedingungen führen.

Der Entwicklungsrahmen beginnt mit der Erstellung eines dynamischen Modells der Biodieselproduktion durch alkalikatalysierte Umesterung. Der Prozess besteht aus einer Hauptreaktionseinheit, in der Pflanzenöl mit Methanol in Gegenwart eines Alkali-Katalysators reagiert, um Biodiesel und Glycerin zu erzeugen, gefolgt von mehreren Trenneinheiten, vor allem Destillationskolonnen (El Wajeh, 2023).

Anschließend werden dynamische Offline-Optimierungsprobleme formuliert, die neue, auf Energieflexibilität ausgerichtete Prozessentwürfe beinhalten. Verschiedene Prozesskonfigurationen mit Puffertanks für die Lagerung von Zwischen- und Endprodukten werden untersucht und als flexibilitätssteigernde Strategien für Chemieanlagen mit dem Ziel eines optimalen dynamischen Betriebs verallgemeinert. Dabei wird die doppelte Rolle von Puffertanks hervorgehoben: Sie erhöhen nicht nur die betriebliche Flexibilität, sondern erleichtern auch die Systemdekomposition durch Entkopplung der Prozessdynamik und ermöglichen dadurch eine verteilte Optimierung (El Wajeh, 2024a).

Aufbauend auf diesen Offline-Studien und nach Identifizierung der Prozesskonfigurationen, die Flexibilität ermöglichen, werden Echtzeitanwendungen von optimierungsbasierten Regelungen entwickelt und implementiert. Insbesondere wird die Prozesskonfiguration, die eine Systemzerlegung ermöglicht, genutzt, um ein verteiltes nichtlineares modellprädiktives Regelungssystem in Echtzeit zu entwickeln und anzuwenden. Die betrachteten verteilten Regelungsstrategien beinhalten sowohl sequenzielle als auch iterative Kommunikationsarchitekturen (Scattolini, 2009; El Wajeh, 2024b) sowie Kompensationsmechanismen für Totzeiten durch die Rechenzeit der modellprädiktiven Regelung (Findeisen, 2004). Diese modellbasierte Regelungsstrategie wird in einer Simulationsumgebung getestet, um ihr Potenzial zu demonstrieren.

Parallel dazu werden Prozessanalysetechniken wie die Raman-Spektroskopie (Echtermeyer, 2021) für die Echtzeitüberwachung und Konzentrationsmessungen eingesetzt. Diese Messungen werden in einem automatisierten Reaktor im Labormaßstab untersucht, was eine schnelle Überwachung

und Überprüfung der Ergebnisse ermöglicht. Die experimentellen Ergebnisse zeigen auf, dass sich die Raman-Spektroskopie dank ausreichender Genauigkeit und geringer Einstellzeit von Messwerten für Inline-Anwendungen eignet. Insbesondere könnten Konzentrationsmessungen, die aus solchen informationsreichen Techniken abgeleitet werden, die Fähigkeiten der vorgeschlagenen modellbasierten Regelungsstrategien für einen optimalen flexiblen Betrieb der Biodieselproduktion weiter verbessern.

Wirtschaft und Transfer

Die Simulationsstudien basieren auf einer elektrifizierten Biodiesel-Anlage mit einer Nominalproduktion von 20 Tonnen pro Stunde (El Wajeh, 2024a). Für das Strompreisprofil vom 3. September 2022 (SMARD, 2023), das aufgrund seiner hohen Preisvolatilität eine geeignete Grundlage zur Bewertung der Anpassungsfähigkeit der simulierten Anlage bietet, ergibt sich eine maximale Energiekosteneinsparung von 29%. Dieser Wert ist als obere Grenze zu interpretieren, da er nur bei Verwendung der kostenintensivsten Tankkonfiguration erreicht wird. Zudem sind an durchschnittlichen Tagen mit geringerer Preisvolatilität niedrigere Einsparungen zu erwarten.

Obwohl sich diese Ergebnisse nicht unmittelbar auf Produktionsanlagen mit überwiegend oder vollständig fossiler Prozesswärme übertragen lassen, verdeutlichen sie das wirtschaftliche Potenzial elektrifizierter Prozesse. Dieses Potenzial gilt nicht nur für Biodieselprozesse, sondern auch für weitere Anwendungen unter vergleichbaren (moderaten) Temperaturbedingungen.

Um die in einer Simulationsumgebung entwickelten modellbasierten Regelungsstrategien zu evaluieren, sind experimentelle Untersuchungen in einer Pilotanlage der Aachener Verfahrenstechnik geplant. Die Pilotanlage besteht aus einer Reaktoreinheit, einem Dekanter, mehreren Puffertanks sowie zwei Destillationskolonnen und ist für den sicheren Betrieb in der ATEX-Zone 2 (explosive Atmosphäre) und unter Hochvakuumbedingungen ausgelegt. Mit ihrem modularen Aufbau und den integrierten Puffertanks ermöglicht die Anlage flexible Prozesskonfigurationen und zielt insbesondere darauf ab, die Energieflexibilität innerhalb des Produktionsprozesses für Biodiesel zu erhöhen.

In der Pilotanlage wird ein ähnlicher Prozess zur industriellen Biodieselproduktion betrieben. Um die modellbasierten Automatisierungsmethoden umsetzen zu können, wurden angepasste Hard- und Softwarelösungen in die Anlage integriert. Dazu gehören eine speicherprogrammierbare Steuerung und eine Mensch-Maschine-Schnittstelle von Siemens sowie Software zur modellbasierten Emulation der Steuerung und des Prozesses. Als Basis für die Versuche dienen die in Zusammenarbeit mit Cargill abgestimmten Rezepte zur Biodieselproduktion.

Neben dem Test der modellbasierten Betriebsstrategien in der Pilotanlage soll auch die Messtechnik der Raman-Spektroskopie validiert werden. Letztlich geht es darum, die Vorteile und das Potenzial sowohl der Regelungs- als auch der Messstrategien im Pilotanlagenmaßstab zu demonstrieren – ein wichtiger Schritt auf dem Weg zur Übertragung auf industrielle Anwendungen sowie zur Bewertung ihrer technischen und wirtschaftlichen Tragfähigkeit. Insbesondere zielt das Projekt darauf ab, sowohl die Raman-Spektroskopie-Technologie als auch die modellbasierte Regelungslösung für den flexiblen Betrieb in Zusammenarbeit mit Cargill und Siemens in die industrielle Praxis zu übertragen.

4.4 Energieflexible und CO₂-neutrale Elektronikfabrik

Management Summary

Im Rahmen des Kopernikus-Projekts SynErgie hat die Robert Bosch Elektronik GmbH am Standort Salzgitter konkrete Maßnahmen umgesetzt, um die Eigenstromnutzung der bestehenden Photovoltaik-(PV-)Freiflächenanlage (4,7 MWp) zu erhöhen und die Energieversorgung flexibler und wirtschaftlicher zu gestalten. Durch die Umrüstung ehemaliger Öltanks zu Kältespeichern sowie die Installation eines Batteriespeichers wurde die Möglichkeit geschaffen, überschüssige PV-Energie bedarfsorientiert zu speichern und bedarfsgerecht einzusetzen. Dadurch können Lastspitzen reduziert und die Anforderungen an eine atypische Netznutzung erfüllt werden, was zur Senkung der Netzentgelte beiträgt. Die entwickelten Lösungen sind im laufenden Betrieb erprobt und zeigen, wie bestehende Infrastrukturen und neue Speichertechnologien sinnvoll kombiniert werden können, um den Eigenverbrauch von erneuerbarem Strom zu steigern und die Energieversorgung eines Industriestandorts flexibler auszurichten.

Partner

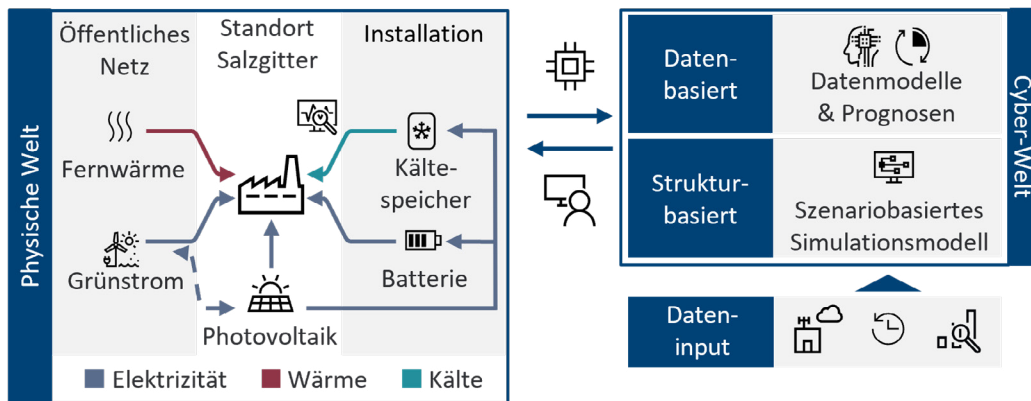
- IWF, TU Braunschweig
- Robert Bosch Elektronik GmbH
- PTW, TU Darmstadt
- Fraunhofer IST

Branche

- Herstellung von sonstigen elektronischen Bauelementen

Davon neu in Förderphase III erschlossen

- Perspektive: 232,2 MW für 47,6 h (Lastverschiebung)



Identifizierte Energieflexibilitätspotenziale

Am Standort der Robert Bosch Elektronik GmbH in Salzgitter wurden drei Ziele für das Projekt ermittelt. Das erste Ziel war es, den Eigenverbrauch der vor Ort erzeugten erneuerbaren Energie aus der PV-Freiflächenanlage (4,7 MWp) signifikant zu steigern. Eine detaillierte Analyse der Bedarfs- und Erzeugungsprofile zeigte, dass insbesondere im Bereich der Kälteversorgung Potenziale bestehen, um die zeitliche Entkopplung von PV-Erzeugung und Strombedarf technisch möglich und wirtschaftlich nutzbar zu machen. Die beiden weiteren Ziele waren die Reduktion von Lastspitzen und die Ermöglichung der atypischen Netznutzung, um durch netzdienliches Agieren die Netzentgelte zu reduzieren.

Der Kältebedarf im Werk ist ganzjährig und nahezu kontinuierlich: Tagsüber liegt der elektrische Leistungsbedarf der vier Kompressionskältemaschinen im Winter bei rund 50 kW_{el} und an Wochenenden bei ca. 35 kW_{el}. Im Sommer steigen die Spitzenlasten auf über 500 kW_{el}. Parallel dazu erzeugt die PV-Anlage an sonnigen Tagen insbesondere zur Mittagszeit mehr elektrische Leistung, als zeitgleich abgenommen werden kann. Die Leistungsüberschüsse können in Spitzen bis zu 2.000 kW betragen. Um diese Erzeugungsüberschüsse systematisch für die Kälteversorgung nutzbar zu machen, wurden drei bestehende Heizöltanks (in Summe 500 m³) in Kältespeicher umgerüstet. Diese bieten eine nutzbare thermische Speicherkapazität von ca. 3.500 kWh und eine Lade-/Entladeleistung von 628 kW_{th} (entspricht etwa 105 kW_{el}). Mit dieser Speicherkapazität kann die Energie aus PV-Erzeugungsspitzen effektiv in den Tagesverlauf verlagert und zur Deckung des Kältebedarfs eingesetzt werden. In der Praxis wird überschüssiger PV-Strom bevorzugt zur Beladung der Kältespeicher verwendet und die gespeicherte Kälte wiederum bedarfsgerecht in den Abendstunden genutzt. Dies geschieht zu Zeiten, in denen der PV-Ertrag naturgemäß abnimmt und andernfalls zusätzliche Netzstrombezüge erforderlich wären. So wird der Eigenverbrauchsanteil der PV-Anlage gesteigert und gleichzeitig der externe Strombezug in Hinblick auf Spitzenlast und Netzentgelte angepasst. Ergänzend wurde ein Batteriespeicher integriert (675 kWh, 300 kW Be-/Entladeleistung), der insbesondere zur kurzfristigen Glättung von Lastspitzen dient und zusätzliche Flexibilität in der PV-Eigenverbrauchsoptimierung bietet. Beide Speichersysteme werden in die zentrale Leittechnik integriert und darüber koordiniert, welche die Erzeugungs- und Verbrauchsprofile kontinuierlich abgleicht und aufeinander abstimmt.

Technische Umsetzung

Die größten Energieflexibilitätpotenziale wurden im Bereich Strom- und Kälteversorgung identifiziert und mittels Speichertechnologien gehoben.

- Kältespeicher: Die ehemaligen Heizöltanks wurden zu Kältespeichern (Eigenentwicklung Bosch Salzgitter) umgerüstet. Bei PV-Überschuss werden diese Speicher über die Kältemaschinen beladen und abends entladen, um den Betrieb zusätzlicher Kältemaschinen zu vermeiden. Parallel wurden Kältemaschinen mit Frequenzumrichtern ausgestattet, die Steuerungen erneuert und zusätzliche Sensorik integriert. Dadurch lassen sich temporäre Erhöhungen bzw. Absenkungen der Kälteerzeugung flexibel im Steuerungssystem abbilden.
- Batteriespeicher: Der Batteriespeicher dient als Kurzzeitspeicher, speziell zur Abminderung kurzfristiger Lastspitzen.

Es wurde eine übergreifende Energiesystemsteuerung entwickelt, die Batteriespeicher, Kältespeicher, PV-Anlage und Verbraucher integriert und die Energieflexibilitätpotenziale bedarfsgerecht und zielgerichtet aktiviert – mit dem klaren Ziel, PV-Energie maximal im eigenen Betrieb zu nutzen und den externen Strombezug flexibel zu gestalten.

Wirtschaft und Transfer

Der jährliche Energiebedarf des Standorts beträgt ca. 16 GWh Strom, über 8 GWh Wärme und rund 3,4 GWh Kälte. Trotz der PV-Freiflächenanlage mit 4,7 MWp muss ein erheblicher Anteil des Strombedarfs durch externen Bezug gedeckt werden. Durch die im Projekt umgesetzten Maßnahmen zur

Erhöhung der Energieflexibilität kann der Eigenverbrauch der lokal erzeugten PV-Energie um ca. 10% auf 35% gesteigert und der externe Netzbezug entsprechend reduziert werden. Außerdem konnte die Qualifikation für die atypische Netznutzung erreicht werden.

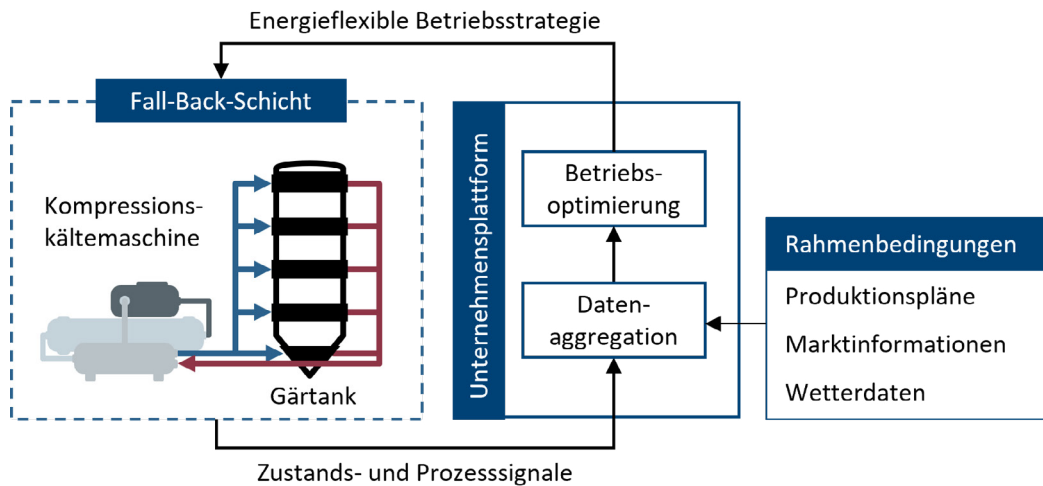
Die wirtschaftlichen Erfolgsaussichten bestehen im energieflexiblen Betrieb der technischen Gebäudeausrüstung, insbesondere der Kältemaschinen. Der sich daraus ergebende Kostenvorteil kann entscheidend für eine wirtschaftliche Produktion von Elektronikkomponenten in Deutschland sein und stellt einen klaren Wettbewerbsvorteil dar.

Die Flexibilisierung der Energiebereitstellung der Elektronikfertigung sowie die daraus gewonnenen Erkenntnisse und die Entwicklung digitaler Methoden und Werkzeuge auf Basis von Simulationen und Datenanalysen bieten großes Potenzial. Dies gilt sowohl für die energetische Flexibilisierung und CO₂-Reduktion als auch für die Weiterentwicklung der Fabrikplanung und den energieorientierten Betrieb von Maschinen bei der Robert Bosch Elektronik GmbH. Das Projekt schafft die Grundlage, bisher isolierte Ansätze für die Energieflexibilisierung systematisch weiterzuentwickeln und künftig auf weitere Fertigungsstandorte zu übertragen.

Darauf aufbauend können interne Strategien geschärft und neue integrative Energiekonzepte entwickelt werden. Im Fokus stehen dabei neben der verbesserten Integration erneuerbarer Energien insbesondere die Flexibilisierung relevanter Infrastrukturen wie Kälteerzeugung, Raumlufttechnik und thermische Speichertechnologien als Bausteine für eine zukunftsfähige, klimaneutrale Industrieproduktion.

4.5 Energieflexible Kältebereitstellung im Brauprozess

<p>Management Summary</p> <p>Mit einem Anteil von rund 85% an der Wärmeerzeugung und 25% bis 40% am Stromverbrauch stellen die thermischen Energiebedarfe den größten Anteil des gesamten Energieeinsatzes im industriellen Brauprozess dar. Aufgrund dieser dominanten Rolle steht die thermische Energieversorgung im Mittelpunkt der Betrachtung potenzieller Energieflexibilitätsmaßnahmen. Am Beispiel der Brauerei Veltins wurde die energieflexible Bierkühlung während der Nachgärungs- und Lagerphase untersucht. Hier kommen die Maßnahmen <i>Prozess unterbrechen</i> und <i>Energie speichern (inhärent)</i> gemäß VDI 5207 Blatt 1 (2020) zur Anwendung. Die thermische Masse der Gär- und Lagertanks ermöglicht die Nutzung des Produkts selbst als inhärenten thermischen Energiespeicher. Die Kältebereitstellung kann flexibel auf externe Marktsignale reagieren, indem die strombetriebenen Kältekompressionsanlagen bedarfsgerecht zu- oder abgeschaltet werden.</p>	<p>Partner</p> <ul style="list-style-type: none"> • C. & A. Veltins GmbH & Co. KG • Badische Staatsbrauerei Rothaus AG • Deutsche Brauer-Bund e.V. <p>Branche</p> <ul style="list-style-type: none"> • Herstellung von Bier <p>Davon neu in Förderphase III erschlossen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Potenzial: 5 MW für 4 h (Lastverschiebung)
---	---



Identifizierte Energieflexibilitätspotenziale

Der industrielle Bierbrauprozess besteht aus den Schritten Maischen, Läutern, Würzekochen, Würzekühlen, Gärung und Lagerung.

Die Prozessschritte Maischen, Läutern und Würzekochen sind stark zeitlich gekoppelt und müssen in enger Abfolge und mit definierten Temperaturprofilen durchgeführt werden. Eine zeitliche Verschiebung oder Unterbrechung würde den Prozessverlauf und die Produktqualität beeinträchtigen.

Zur Flexibilisierung dieser zeitlich eng gekoppelten Prozessschritte kann die thermische Trägheit der Versorgungssysteme durch den Einsatz von Wärmespeichern genutzt werden, sofern ausreichend Speicherkapazität verfügbar ist.

Die Würzekühlung, bei der die Würze von etwa 100 °C auf rund 15 °C abgekühlt wird, bietet hingegen nur begrenztes Energieflexibilitätspotenzial, da eine gleichmäßige und kontinuierliche Abkühlung prozessbedingt erforderlich ist. Das Abkühlen des Biers nach der Gärung auf die Lagertemperatur von etwa –1 °C kann zeitweise unterbrochen werden, ohne die Produktqualität zu beeinträchtigen. Voraussetzung ist, dass der gesamte Abkühlprozess innerhalb des verfügbaren Zeitfensters abgeschlossen wird und die Zieltemperatur zum Zeitpunkt des Abpumpens aus dem Gärtank erreicht ist. Diese zeitlich begrenzte Unterbrechung der Kältebereitstellung entspricht gemäß VDI 5207 Blatt 1 (2020) der Energieflexibilitätsmaßnahme *Prozess unterbrechen*.

Auch die Kühlung während der Lagerung des Biers kann energieflexibel gestaltet werden. Dabei wird das zulässige Temperaturband der Bierflüssigkeit (bei Veltins –1 °C bis +2 °C) genutzt, um gezielt Lastverschiebungen in der Kühlung des Lagertanks zu bewirken. Die konventionelle Temperaturregelung der Lagertanks erfolgt meist über eine Hysterese-Regelung. Dabei wird die Kühlung bei Erreichen der oberen Temperaturgrenze eingeschaltet bzw. bei Erreichen der unteren Temperaturgrenze ausgeschaltet. Durch eine intelligente Wahl der Zeitpunkte, zu denen die Kühlung aktiv ist, kann der Energieeinsatz auf externe Marktsignale oder Energieverfügbarkeit am Standort abgestimmt werden. Da bei diesem Vorgehen das Bier im Lagertank selbst als thermischer Speicher verwendet wird, fällt die energieflexible Kühlung in der Lagerung gemäß VDI 5207 Blatt 1 (2020) unter die Energieflexibilitätsmaßnahme *Energie inhärent speichern*.

Für einen einzelnen Gärtank mit einer maximalen Füllmenge von 470 m³ wurde ein Energieflexibilitätspotenzial von 60,2 MWh pro Jahr berechnet. Für den Lagertank mit einer Füllmenge von bis zu 550 m³ ergab die Berechnung ein Energieflexibilitätspotenzial von 2,37 MWh pro Jahr. Am Veltins-Standort in Grevenstein ergibt sich bei insgesamt 26 Gärtanks und 28 Lagertanks ein gesamtes Energieflexibilitätspotenzial von 1.632 MWh pro Jahr.

Technische Umsetzung

Die obengenannten Energieflexibilitätsmaßnahmen lassen sich mithilfe geeigneter Betriebsstrategien im Brauwesen umsetzen. Da es sich bei beiden Maßnahmen um zeitliche Lastverschiebungen handelt, in der Lager- bzw. Gärtank als bereits im System vorhandene, also inhärente Energiespeicher genutzt werden, ist keine Installation neuer Komponenten im Kälteversorgungssystem vonnöten. Die Systembefähigung beschränkt sich auf die Integration von Temperatursensoren und Wärmemengenzählern im Kälteversorgungssystem sowie auf die Erfassung der elektrischen Wirkleistung der Kompressionskältemaschinen. Ein Großteil der hierfür erforderlichen Messinfrastruktur ist in den meisten Brauereien bereits vorhanden, da diese Messgrößen ohnehin für einen stabilen Betrieb des Brauprozesses notwendig sind. Für die Befähigung der Informations- und Kommunikationstechnik wird eine Instanz der Unternehmensplattform vorausgesetzt, in der die genannten Messgrößen sowie externe Strommarktdaten auflaufen und verarbeitet werden können.

Für die Ermittlung einer wirtschaftlich optimalen energieflexiblen Betriebsstrategie der Gär- und Lagertanks wird bei Veltins die numerische Optimierung verwendet. Dabei werden das Kälteversorgungssystem und der Gär- bzw. Lagertank in linearen mathematischen Modellen abgebildet. Diese werden dann zur Erstellung eines zeitdiskreten, gemischt-ganzzahligen linearen Optimierungsproblems (MILP) genutzt. Die Umsetzung der Betriebsoptimierung auf den Anlagen erfolgt als modellprädiktive Regelung: Regelmäßig wird durch die Eingangsdaten der aktuellen Biertemperatur und der geplanten Zieltemperatur sowie zeitvariabler Strompreise für einen gegebenen Zeithorizont die optimale energieflexible Betriebsstrategie der Kühlung berechnet, welche die Gesamtenergiekosten des Prozesses minimiert. Nach den berechneten optimalen Stellsignalen des jeweils nächsten Zeitschritts werden die Stellventile der Kühlzargen an den Tanks geöffnet bzw. geschlossen. Durch diese rollierende Durchführung der Betriebsoptimierung wird kontinuierlich über den Zeitraum der Kühlung die Kältezufuhr am Tank reguliert und so eine elektrische Lastverschiebung an der Kompressionskältemaschine bewirkt.

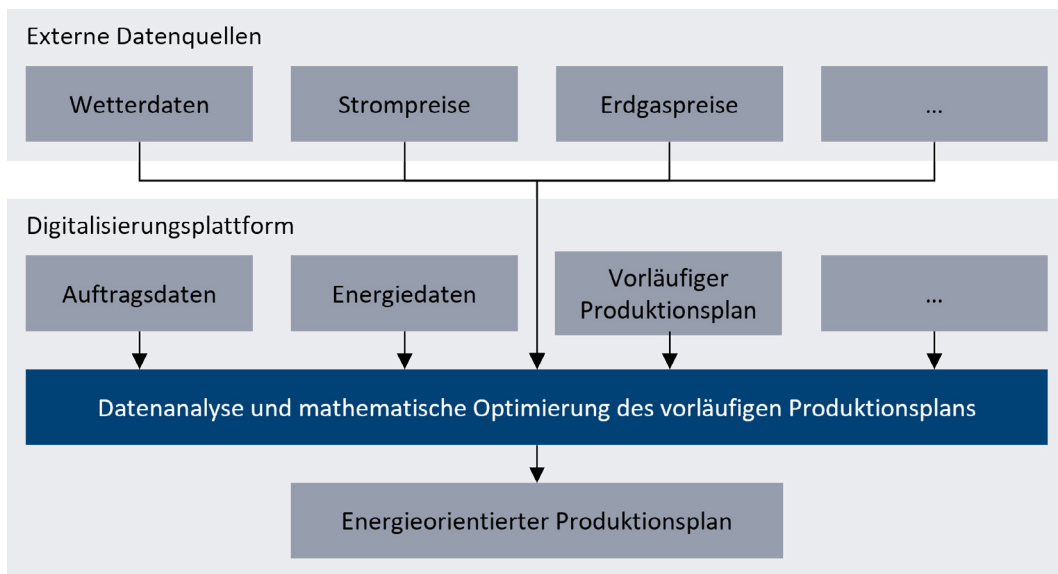
Wirtschaft und Transfer

Über die genannten Energieflexibilitätsmaßnahmen kann ein Brauereibetrieb mithilfe energieflexibler Betriebsstrategien und eines dynamischen Stromtarifs direkt von den täglichen Schwankungen der Strompreise am Day-Ahead- oder Intraday-Markt profitieren und zur Netzstabilität beitragen. Weitere Erlöspotenziale sind die Bereitstellung von netzdienlichen Leistungen, z. B. die Teilnahme an Regelenergiemärkten oder die atypische Netznutzung. Allein durch die Optimierung des energieflexiblen Betriebs eines Gärtanks bei Veltins konnte von Hayn (2025) auf Basis der Strompreise der Jahre 2022 und 2023 Energiekosteneinsparungen zwischen 12,7% und 19,4% berechnen.

Die identifizierten Energieflexibilitätsmaßnahmen sind grundsätzlich auf einen Großteil der Brauereien übertragbar und zeigen insbesondere bei Betrieben mit hohen Tankvolumina ein erhebliches wirtschaftliches Potenzial. Auch in anderen, nicht zeitkritischen Kühlprozessen der Getränkeindustrie besteht eine vergleichbare Anwendbarkeit.

4.6 Multikriterielle Planung der Futtermitteltrocnkung

<p>Management Summary</p> <p>Am Beispiel eines typischen Futtertrocnkungsunternehmens wird gezeigt, wie wenig digitalisierte kleine und mittlere Unternehmen (KMU) zu einem energieflexiblen Betrieb befähigt werden können. Die multikriterielle Betrachtung der zeitvariablen und wetterabhängigen Einflussgrößen (z. B. Feuchtigkeitsgehalt des Futters) auf den Energiebedarf für die Trocnkung stellt eine große Herausforderung bei der bislang manuell durchgeführten und nicht energieorientierten Produktionsplanung dar. Auf der Grundlage einer umfassenden Digitalisierung der Geschäftsprozesse und mit regressionsbasierten Prognosemodellen soll eine energieorientierte Änderung der Auftragsreihenfolge ermöglicht werden. Ergänzend wird die Übertragbarkeit der Ergebnisse auf die gesamte Branche adressiert, um Multiplikationseffekte nutzbar zu machen und die Umsetzung energieflexibler Betriebsweisen in weiteren Unternehmen zu erleichtern.</p>	<p>Partner</p> <ul style="list-style-type: none"> • Futtertrocnkung Lamerdingen eG • Institut für Werkzeugmaschinen und Betriebswissenschaften (iwb) der Technischen Universität München (TUM) <hr/> <p>Branche</p> <ul style="list-style-type: none"> • Herstellung von Futtermitteln für Nutztiere <hr/> <p>Davon neu in Förderphase III erschlossen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Perspektive: 12,9 MW für 6 h (Lasterhöhung) und 18,1 MW für 6 h (Lastverzicht)
--	---



Identifizierte Energieflexibilitätspotenziale

Das Energieflexibilitätspotenzial bei Futtertrocnkungsanlagen ergibt sich aus der energieintensiven Heißlufttrocnkung sowie der Weiterverarbeitung des Futters (z. B. Pelletierung). Diese Prozessschritte bieten aufgrund ihres hohen und zeitlich variablen Strombedarfs ein großes Potenzial zur flexiblen Anpassung der elektrischen Last an die Gegebenheiten im Energiemarkt. Im Rahmen des Projekts

wird insbesondere das Potenzial der Energieflexibilitätsmaßnahme der gezielten *Änderung der Auftragsreihenfolge* betrachtet (siehe VDI 5207 Blatt 1). Ein Auftrag besteht jeweils aus einer zu trocknenden Futter-Charge. Dahingehend sind Lastverlagerungen sowohl in Form von Lasterhöhung als auch von Lastverzicht realisierbar.

Energieflexibilitätspotenzial auf Werks- und Branchenebene

Die Leistungsaufnahme von Futtertrocknungsanlagen hängt von der Futterart und dem Feuchtegehalt des Futters ab. In der Praxis zeigt sich jedoch branchenweit, dass über weite Teile der Betriebszeit dieselbe Futterart mit ähnlichen Feuchtegehalten verarbeitet wird. Im betrachteten Fall war dies während rund 70% der Betriebszeit gegeben, sodass die mittlere Leistungsaufnahme den typischen Anlagenbetrieb gut widerspiegelt, während Abweichungen auf seltenere Prozessfälle zurückgehen. Die maximale elektrische Leistung der untersuchten Heißlufttrocknungsanlage beträgt ca. 1 MW. Demgegenüber beläuft sich die mittlere Leistungsaufnahme, bei der ein qualitätssicherer Trocknungsbetrieb möglich ist, auf etwa 585 kW. Daraus resultieren eine maximale Lasterhöhung von 415 kW sowie ein maximaler Lastverzicht von 585 kW. Die durchschnittliche Betriebsdauer von jährlich 3.500 h ermöglicht bei einer angenommenen Abruftdauer von 6 h (auftragsspezifische Abweichungen möglich) rechnerisch eine maximale Abruftfrequenz von ca. 580 Lastverschiebungen pro Jahr.

Branchenweit lässt sich ein Energieflexibilitätspotenzial von rund 12,9 MW für die Lasterhöhung und 18,1 MW für die Lastreduzierung identifizieren, da die 31 in Deutschland betriebenen Futtertrockner hinsichtlich ihres Aufbaus und ihrer Betriebsweise weitgehend vergleichbar sind.

Technische Umsetzung

Die Einführung einer energieorientierten Produktionsplanung in der Futtertrocknung erfordert zunächst technische Nachrüstungen. Dazu gehören digitale Auftragsdatenerfassung, digitale Wiegesysteme sowie Sensoren zur Erfassung von Nassmasse und Feuchtegehalt. Diese Größen bestimmen den Energiebedarf und die Prozessdauer der Trocknung. Eine durchgängige Datenerfassung und -archivierung ist Voraussetzung für belastbare Prognosen und die Optimierung der Produktionsplanung. Hierfür werden Digitalisierungsplattformen eingesetzt, die Datenanalyse, -speicherung und mathematische Optimierung integrieren. Eine zentrale Voraussetzung ist die Prognose des auftragspezifischen Energiebedarfs und der Trocknungsdauer. Anstelle von Prognosen auf Basis von Durchschnittswerten (Ham et al., 2021; Roth et al., 2020) wurde eine regressionsbasierte und auftragspezifische Analyse historischer Produktions- und Energiedaten eingesetzt. Dieser Ansatz bietet den Vorteil, dass die Prognosegüte mit wachsender Datenbasis kontinuierlich steigt. Auf Basis von Nassgewicht und Feuchtegehalt lassen sich der Energieeinsatz sowie die Prozessdauer bestimmen. Validierungen mit archivierten Daten zeigen eine gute Übereinstimmung zwischen Prognosen und realen Werten.

Für die Planung wurde ein zeitdiskretes Optimierungsmodell mit einem Planungshorizont von 24 Stunden und stündlicher Auflösung entwickelt, da dies unter Berücksichtigung der Auftragslängen ausreichend genau ist. Als Preissignale dienen die Day-Ahead-Preise, welche die stündlichen Marktvariationen abbilden. Das Optimierungsproblem ist als Mixed-Integer Linear Program (MILP) formuliert, bei dem die Zielfunktion einem multikriteriellen Ansatz folgt: Neben den stündlich variierenden Stromkosten werden auch die Gaskosten berücksichtigt, da der Trocknungsprozess sowohl elektrische

Energie als auch thermische Energie aus Erdgas benötigt. Das Ziel ist somit die Minimierung der Gesamtenergiekosten unter Berücksichtigung beider Energiearten. Die Modellierung umfasst binäre Variablen zur Belegung einzelner Zeitfenster, ganzzahlige Variablen für die Zuordnung und Sequenzierung sowie kontinuierliche Variablen für den Energieverbrauch und die Kosten. Randbedingungen gewährleisten unter anderem, dass jeder Auftrag genau einmal eingeplant wird, keine zeitlichen Überschneidungen auftreten, die auftragsspezifischen Trocknungszeiten eingehalten und Kapazitätsgrenzen berücksichtigt werden. Das MILP erzeugt dann einen energieorientierten Produktionsplan, der betriebliche Restriktionen mit stündlich variierenden Marktpreisen verbindet und eine wirtschaftlich optimierte Fahrweise ermöglicht.

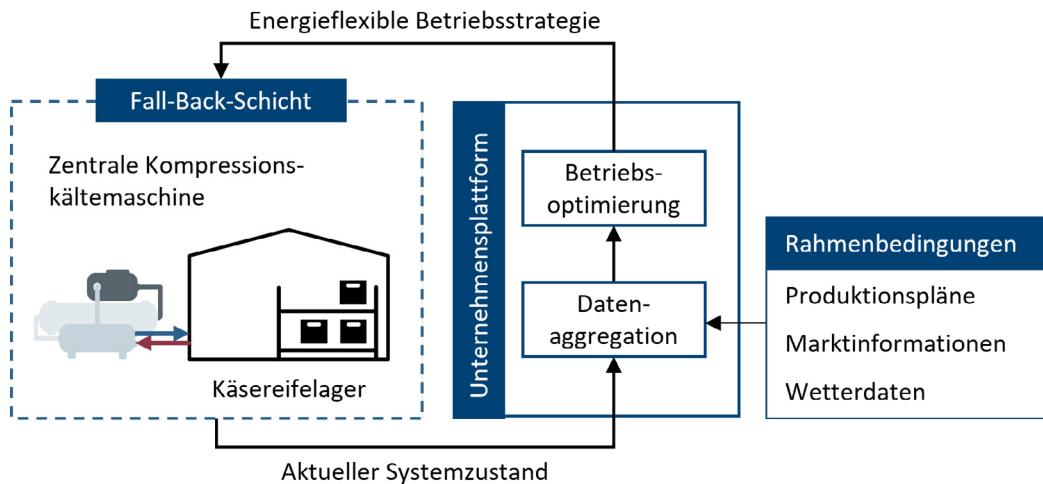
Wirtschaft und Transfer

Aufgrund des energieintensiven Trocknungsprozesses stellen Energiekosten einen dominanten Einflussfaktor dar, weshalb bereits moderate Einsparungen einen wesentlichen Beitrag zur Steigerung der Wettbewerbsfähigkeit leisten können. Durch die energieorientierte Produktionsplanung werden perspektivisch flexible Lastverschiebungen ermöglicht, die zur Reduzierung der Energiebezugskosten (Einsparungen im niedrigen drestelligen Euro-Bereich sind für einen mehrstündigen Produktionsauftrag möglich), aber auch zur wirtschaftlichen Integration einer werkseigenen Photovoltaikanlage beitragen können. Insbesondere vor dem Hintergrund steigender Energiepreise können hier Potenziale gehoben werden.

Eine zentrale Herausforderung für den Transfer der Lösungen zur Energieflexibilitätsbefähigung auf andere Unternehmen in der Futtermittelbranche liegt im bislang häufig unzureichenden Digitalisierungs- und Automatisierungsgrad. Daher umfasst die Analyse nicht nur die technischen und wirtschaftlichen Potenziale, sondern berücksichtigt auch die erforderlichen Investitionen, die relevanten Rahmenbedingungen sowie die daraus abgeleiteten Handlungsempfehlungen. Zum Transfer der Ergebnisse müssen Verbände der Branche eine Multiplikatorfunktion übernehmen: Sie begleiten die fachliche Ausarbeitung und unterstützen die zielgruppenspezifische Kommunikation, beispielsweise in Form von niedrigschwelligem Informationsmaterial. Somit wird die Umsetzung energieflexibler Betriebsweisen in den anderen Futtermitteltrocnkungsunternehmen in der Bundesrepublik Deutschland erleichtert. Der damit verbundene Mehrwert reicht über einzelne Pilotanwendungen hinaus und eröffnet der gesamten Branche wirtschaftliche Vorteile.

4.7 Energieflexibilität in der milchverarbeitenden Industrie

<p>Management Summary</p> <p>Die Milchverarbeitung umfasst eine Vielzahl energieintensiver Prozesse, darunter Kühlung, Pasteurisierung, Trocknung und Reinigung. Diese Prozesse bieten Möglichkeiten zur Erbringung von Energieflexibilität, da viele von ihnen zeitlich verschiebbar oder mit thermischen Energiespeichern koppelbar sind. Im Kontext von Molkereien werden die Energieflexibilitätsmaßnahmen <i>Energie speichern</i>, <i>Energie speichern (inhärent)</i>, <i>Prozessparameter anpassen</i> und <i>Energiebezug anpassen</i> untersucht.</p> <p>In einem zweiten Anwendungsfall wird die Umsetzung der Energieflexibilitätsmaßnahme <i>Energie speichern (inhärent)</i> am Beispiel gekühlter Käsereifelager näher erläutert. Die Kühllager selbst werden als thermische Energiespeicher genutzt und mithilfe optimierter Betriebsstrategien energieflexibel gekühlt.</p>	<p>Partner</p> <ul style="list-style-type: none"> • Zott SE & Co.KG, ConAct GmbH • DMK Deutsches Milchkontor GmbH • Institut für Energieeffizienz in der Produktion (EEP) • Institut für Produktionsmanagement, Technologie und Werkzeugmaschinen (PTW) <p>Branche</p> <ul style="list-style-type: none"> • Milchverarbeitung (ohne Herstellung von Speiseeis) <p>Davon neu in Förderphase III erschlossen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Potenzial: 50,4 MW für 4 h (Lastverschiebung) • Perspektive: 16,7 MW für 4 h (Lastverschiebung)
---	---



Identifizierte Energieflexibilitätspotenziale

Die Milchverarbeitung umfasst eine Vielzahl energieintensiver Prozesse, darunter die Kühlung der Rohmilch und Zwischenprodukte, die Pasteurisierung zur Keimreduzierung, die Trocknung zur Herstellung von Milchpulver sowie die Reinigung von Produktionsanlagen und Rohrleitungen. Diese Prozesse laufen meist nicht kontinuierlich und bieten durch zeitliche Lastverschiebung ein erhebliches Potenzial für Energieflexibilität.

Ein zentrales Element ist die Kühlung, da sie in nahezu allen Verarbeitungsstufen eine Rolle spielt, von der Rohmilchannahme bis zur Lagerung fertiger Produkte. Sie verursacht einen erheblichen Anteil des Gesamtenergiebedarfs und wird durch verschiedene Querschnittstechnologien wie Kältemaschinen, Pumpen und Ventilatoren bereitgestellt. Aufgrund ihrer Trägheit und der Möglichkeit zur Zwischenspeicherung von Kälte lässt sich der Kühlbetrieb gut flexibilisieren, etwa durch Vorproduktion in stromgünstigen Zeiten (Pre-Cooling) oder die Einbindung thermischer Energiespeicher. Um eine zuverlässige und durchgängige Kälteversorgung sicherzustellen, werden in der Praxis häufig Überkapazitäten in den eingesetzten Komponenten eingeplant. Dabei handelt es sich um bewusst vorgesehene Leistungsreserven, die über den durchschnittlich benötigten Bedarf hinausgehen. In der Kältetechnik betrifft das insbesondere Kältemaschinen, Pumpen und Speicher, die größer dimensioniert sind, als es für den normalen Betrieb erforderlich wäre. Diese Überkapazitäten bieten nicht nur Versorgungssicherheit, sondern können gezielt zur Erbringung von Energieflexibilität genutzt werden, etwa durch die zeitlich verschobene Kälteerzeugung oder den flexiblen Einsatz technischer Komponenten.

Das Energieflexibilitätspotenzial in Molkereien hängt von verschiedenen Faktoren ab, darunter die Kapazität der Produktionsanlagen, saisonale Schwankungen der Milchproduktion sowie die Lagerkapazitäten für Rohstoffe und Endprodukte. Kurzfristige Abschaltungen von Produktionsanlagen als Maßnahme zur Energieflexibilität sind technisch grundsätzlich möglich, erfordern jedoch Zeit zum erneuten Hochfahren und können sich negativ auf die Produktqualität und die Betriebsstabilität auswirken. Letztere beschreibt die Fähigkeit der Anlage, einen zuverlässigen, gleichmäßigen und qualitätsgerechten Betrieb ohne unerwartete Schwankungen oder Störungen aufrechtzuerhalten. Daher müssen Lastanpassungen sorgfältig mit den Milchanlieferungen, den Produktionszyklen und den Qualitätsanforderungen abgestimmt werden, um Störungen im Ablauf und Qualitätseinbußen zu vermeiden.

Die Anwendbarkeit verschiedener Energieflexibilitätsmaßnahmen gemäß VDI-Richtlinie 5207 auf Produktionsprozesse in der Milchwirtschaft wurde von Ebongue et al. (2024) am Beispiel der Molkerei Zott untersucht. Dabei wurde die Anwendungsrelevanz der einzelnen Energieflexibilitätsmaßnahmen bewertet – also inwieweit sie technisch und organisatorisch in den konkreten Produktionsabläufen umsetzbar sind und welches Energieflexibilitätspotenzial sie bieten. Maßnahmen mit hoher Priorität wurden ausgewählt, da sie sowohl ein praktisch nutzbares Lastverschiebungspotenzial aufweisen als auch mit den betrieblichen Anforderungen und Qualitätsstandards der Milchverarbeitung vereinbar sind. Auf diese hoch priorisierten Energieflexibilitätsmaßnahmen wird im Folgenden näher eingegangen.

Energie speichern (inhärent). In den Hochregallagern von Molkereien kann durch gezielte Unterkühlung der Raumluft überschüssige Energie in Form von Kälte zwischengespeichert werden, etwa wenn Strom günstig oder im Überangebot ist. Der inhärente Energiespeicher besteht dabei aus den thermischen Massen der gekühlten Waren, der Lagerbestandteile (Regale, Wände etc.) und der Raumluft. Bei geringer Stromverfügbarkeit oder hohen Strompreisen wird die Kühlung des Lagers reduziert oder ganz abgeschaltet, wenn vorher Unterkühlung stattgefunden hat. Dies reduziert den

unmittelbaren Energiebedarf von Kältemaschinen. Hochregallager, die ohnehin für die Lagerung gekühlter Milchprodukte genutzt werden, dienen so als thermische Puffer und erhöhen die betriebliche Energieflexibilität, ohne dass zusätzliche Speicherkapazitäten installiert werden müssen.

Prozessparameter anpassen. In Molkereien lässt sich der Energieeinsatz durch eine gezielte Regelung von Prozessparametern wie Temperaturen, Drücken und Durchflussmengen flexibel steuern. Dies ist besonders dann möglich, wenn keine unmittelbaren produktionstechnischen oder hygienischen Einschränkungen bestehen, beispielsweise während stabiler Produktionsphasen oder weniger zeitkritischer Prozessschritte. Je nach Produktspezifikationen, Qualitätsanforderungen und gesetzlichen Vorgaben können beispielsweise Pasteurisations- oder Kühltemperaturen innerhalb bestimmter Grenzen variiert werden. Durch diese gezielte Verschiebung der Sollwerte lässt sich der Energiebedarf zeitlich anpassen, etwa indem in Zeiten niedriger Energiepreise höhere Temperaturen oder Durchflussmengen genutzt und in teureren Phasen reduziert werden. So kann der Energieeinsatz optimiert und flexibler gestaltet werden, ohne die Produktqualität zu beeinträchtigen.

Energiebezug anpassen. Gerade bei Molkereien bietet sich die Anpassung des Energiebezugs besonders an, weil hier oft große Mengen an Prozesswärme benötigt werden, die flexibel bereitgestellt werden kann. So können zur Wärmeerzeugung bei Zott die konventionellen Gaskessel durch elektrische Wärmeerzeuger, z. B. Wärmepumpen, ergänzt werden. Dadurch entsteht die Möglichkeit, flexibel zwischen den Energieträgern Gas und Strom für die Prozesswärmeerzeugung zu wechseln.

Energie speichern. In den thermischen Versorgungssystemen von Molkereien ermöglichen thermische Energiespeicher den energieflexiblen Betrieb der thermischen Erzeuger. Weiterhin kann überschüssige Wärme aus Produktionsprozessen in speziellen thermischen Energiespeichern zwischengespeichert und bei Bedarf für Pasteurisierung oder Reinigungsprozesse genutzt werden.

Technische Umsetzung

Die konkrete Umsetzung der Energieflexibilitätsmaßnahme *Energie speichern (inhärent)* wird im Folgenden anhand der gekühlten Käseerfelerlager der Molkereigenossenschaft Deutsches Milchkontor (DMK) erläutert. Hier werden die gekühlten Lagerhallen einschließlich des darin gelagerten Inventars als thermische Energiespeicher genutzt. Dies geschieht, indem die Temperatur der Raumluft in den Lagerhallen im Rahmen des erlaubten Temperaturbands zwischen 3 °C und 5 °C geregelt wird. Zur Kühlung von Kältelagern kommen bei DMK, wie in den allermeisten Kältelagern, zentrale elektrisch betriebene Kompressionskältemaschinen zum Einsatz. Angestrebt wird, mithilfe von Energiebedarfssteuerung auf volatile Strompreise zu reagieren. Das gekühlte Lager kann im Rahmen des zulässigen Temperaturbands gezielt als thermischer Energiespeicher betrieben werden. Bei niedrigen Strompreisen wird die Raumlufttemperatur der Lagerhallen durch verstärkten Kälteanlagenbetrieb abgesenkt, sodass zusätzliche thermische Speicherkapazität bereitgestellt wird. In Phasen hoher Strompreise hingegen wird die Kälteerzeugung reduziert oder temporär vollständig unterbrochen, wodurch das zentrale Kälteversorgungssystem entlastet und der elektrische Energiebedarf signifikant verringert wird.

Um den flexiblen Betrieb optimal zu planen, wird die Aufgabe in einem numerischen Optimierungsproblem formuliert. Ein spezialisierter Lösungsalgorithmus berechnet – auf Basis prognostizierter Strompreisentwicklungen und meteorologischer Einflussgrößen wie Außentemperatur – fortlaufend eine energiekostenminimierende Betriebsstrategie. Die resultierenden Stellgrößen – beispielsweise Verdichterleistung, Ventilatorbetrieb oder Sollwerte für die Lagerraumtemperatur – werden in Echtzeit an die Automatisierungsebene der Kälteanlagen übergeben und dort umgesetzt. (vgl. Zangenberg et al., 2024). Auf diese Weise lässt sich der wirtschaftlich optimale energieflexible Betrieb der Lagerkühlung umsetzen. Gleichzeitig kann automatisiert auf aktualisierte Randbedingungen wie auch Störgrößen reagiert werden. So werden neu veröffentlichte Strompreise am Day-Ahead-Strommarkt, abweichende Umgebungstemperaturen oder Wärmeeinträge durch Lagerfluktuation direkt im nächsten Optimierungszyklus berücksichtigt.

Wirtschaft und Transfer

Die Energieflexibilisierung bietet für Molkereien nicht nur einen Beitrag zur Energiewende, sondern eröffnet auch konkrete wirtschaftliche Vorteile. Durch die gezielte Anpassung des Energieverbrauchs zu Zeiten günstiger Strompreise oder hoher Verfügbarkeit erneuerbarer Energien können signifikante Einsparungen bei den Energiekosten erzielt werden. Bei der optimierten energieflexiblen Lagerkühlung wurden bei den Energiekosten für die Lagerkühlung potenzielle Einsparungen von 10 % bis 17 % berechnet. Diese Einsparungen hängen stark von der thermischen Masse des Lagers, den erlaubten Temperaturgrenzen und den jeweiligen Energiepreisen ab. Gerade in der Milchwirtschaft mit ihren kontinuierlich laufenden Prozessen, Kälte- und Wärmelasten sowie hohem Energiebedarf lassen sich vielfältige Energieflexibilitätspotenziale realisieren, ohne dabei die Produktqualität oder die Versorgungssicherheit zu gefährden. Energieflexibilität erhöht zudem die Resilienz der Molkereibranche gegenüber einer schwankenden Energieverfügbarkeit sowie wachsenden regulatorischen Anforderungen und unterstützt die Positionierung von Molkereiunternehmen als zukunftsfähiger, nachhaltig wirtschaftender Sektor in einem zunehmend CO₂-regulierten Marktumfeld.

4.8 Energieflexible Kältebereitstellung in der Pharmaindustrie

Management Summary

Die chemisch-pharmazeutische Industrie verwendet große Energiemengen für die Bereitstellung von Kälte in der Produktion (Forschungsrat Kältetechnik e.V. 2020). Die Pharmaindustrie verursacht dabei etwa 4 % des gesamten industriellen Kältebedarfs in Deutschland (Goetschkes et al., 2021). Sie bietet somit ein großes Potenzial für energetische Optimierungen. Das Beispiel des Standorts Biberach von Boehringer Ingelheim verdeutlicht die Möglichkeiten einer energieflexiblen Optimierung von Kälteversorgungssystemen in der Pharmaindustrie. Mithilfe mathematischer Modelle und einer erweiterten Optimierungsbibliothek werden flexible Betriebsstrategien unter realen Betriebsdaten entwickelt. Dabei werden Kältemaschinen, Freikühlung und große Kaltwasserspeicher berücksichtigt. Ziel ist es, Energieflexibilität wirtschaftlich nutzbar zu machen und auf Basis dynamischer Stromtarife zu optimieren. Die Ergebnisse leisten einen Beitrag zur Dekarbonisierung und zur Energieflexibilität industrieller Kältebereitstellung.

Partner

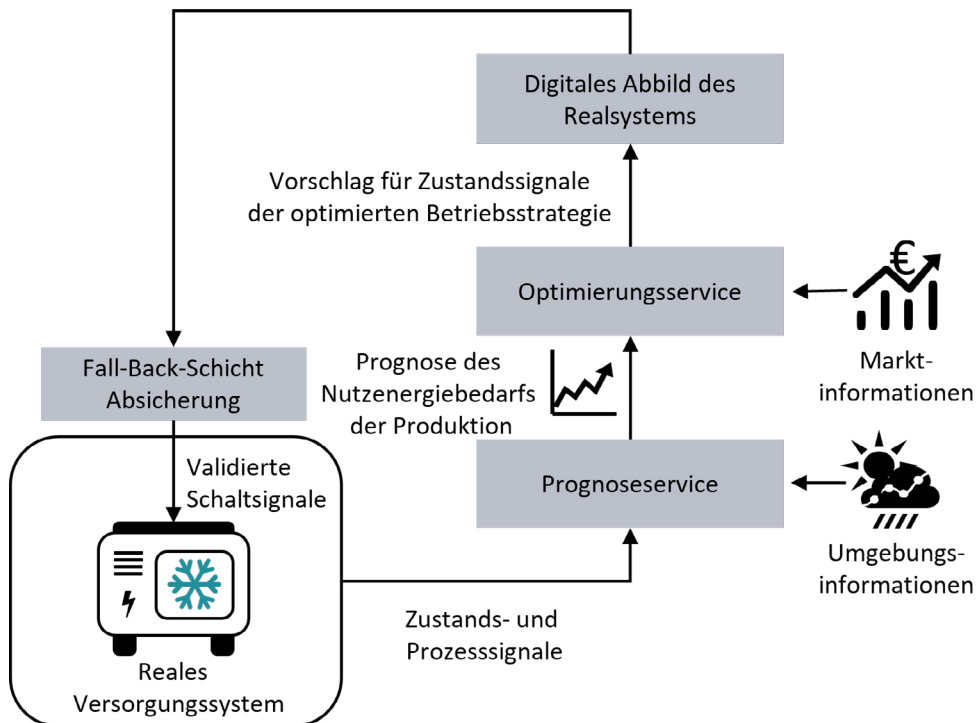
- Boehringer Ingelheim AG & Co. KG
- etalytics GmbH

Branche

- Pharmaindustrie

Davon neu in Förderphase III erschlossen

- Perspektive: 2,49 MW für 6,6 h (Lastverschiebung)



Identifizierte Energieflexibilitätpotenziale

Die Ermittlung des technischen Energieflexibilitätpotenzials eines Kälteversorgungssystems erfordert eine detaillierte Analyse der bestehenden Infrastruktur. Grundlage hierfür ist die systematische Auswertung der Rohrleitungs- und Instrumentierungs-Fliebschemata einzelner Gebäude. Diese ermöglicht eine umfassende Erfassung und Darstellung aller Komponenten, ihrer funktionalen Verknüpfungen sowie der prozesstechnischen Abläufe innerhalb des Kältesystems.

Darauf aufbauend wurde eine umfassende Dokumentation sämtlicher Erzeuger- und Wandler-Systeme zur Kältebereitstellung am Standort Biberach erstellt. Die Kälteversorgung umfasst die Energieträger Strom, Dampf und Kühlkaltwasser. Die zentralen Anlagentechnologien sind Kompressions- und Absorptionskältemaschinen, Freikühler sowie Kältespeicher. Eine Besonderheit des betrachteten Standorts stellen zwei Kaltwasserspeicher mit einem Volumen von jeweils 6.500 m³ dar. Diese großen Speicherkapazitäten bieten die Möglichkeit einer zeitlichen Entkopplung zwischen der Kälteerzeugung und dem tatsächlichen Kältebedarf.

Im Rahmen der Untersuchung wurde das zentrale Kälteversorgungssystem betrachtet, um die Einsatzmöglichkeiten einer energieflexiblen Kältebereitstellung exemplarisch aufzuzeigen. Angesichts der hohen Systemkomplexität der Freikühler und der Vielzahl von Erzeugern und Pumpen stehen die Kältemaschinen als zentrale Elemente der Energieflexibilisierung im Fokus der Betrachtung. Durch diese Eingrenzung konnte ein theoretisch erschließbares Energieflexibilitätpotenzial von bis zu 2.490 kW elektrischer Leistung identifiziert werden. Die Analyse stützt sich auf eine umfangreiche und qualitative Datenbasis, die sowohl Betriebsdaten als auch technische Anlagenkennwerte umfasst. Diese Daten bilden die Grundlage für die Identifikation von Lastverschiebungspotenzialen und deren zeitlicher Steuerbarkeit im Gesamtsystem.

Insgesamt zeigt sich, dass eine energieflexible Kältebereitstellung von Boehringer Ingelheim am Standort Biberach erhebliche Energieflexibilitätpotenziale zur netzdienlichen Laststeuerung bietet.

Technische Umsetzung

Im Rahmen der technischen Umsetzung wurden zunächst historische Daten zum zentralen Kälteversorgungssystem und zum Kältebedarf des vollständigen Referenzjahres 2021 ausgewertet. Diese historischen Bedarfsdaten dienen als Grundlage, um ein verlässliches Prognosemodell des standortspezifischen Kälteverbrauchs zu erstellen. Auf Grundlage dieser Daten konnte das Modell parametrisiert und für den zukünftigen Betrieb vorbereitet werden. Das finale Modell ermöglicht eine stündliche Vorhersage des Kältebedarfs. Als Einflussgrößen fließen neben der Außentemperatur auch zeitabhängige Merkmale wie die Stunde des Tages, der Wochentag sowie der Tag im Jahresverlauf in die Prognose ein. Die resultierenden Kältebedarfsprognosen erreichen einen geringen Fehleranteil und dienen als Eingangsgröße für das nachgelagerte Optimierungsmodell.

Ein weiteres Element des Optimierungsmodells für die energieflexible Betriebsweise ist eine Marktschnittstelle, die Zugriff auf die Day-Ahead-Strompreise erlaubt. Durch die Kopplung von prognostiziertem Bedarf und Marktpreisinformationen wird eine modellprädiktive Regelung durchgeführt. Diese plant die Betriebszeiten der Kälteerzeuger so, dass die Erzeugung in kosten- und netzdienliche Zeitfenster verschoben wird. Die dabei entstehende zeitliche Entkopplung zwischen

Erzeugung und Verbrauch kann über die Kaltwasserspeicher realisiert werden. Die Maßnahme *Energie inhärent speichern* könnte umgesetzt werden, da das Kühlkaltwassernetz eine maximale Temperaturdifferenz zwischen der minimalen und maximalen Betriebstemperatur zulässt. Innerhalb dieser Betriebstemperaturgrenzen kann Energie gespeichert und bedarfsgerecht wieder abgegeben werden, ohne die Funktionalität oder Sicherheit der Produktion zu beeinträchtigen.

Die auf Basis der Optimierung erstellte Einsatzplanung wird in konkrete Schaltbefehle übersetzt und an ein digitales Abbild des realen Systems überführt. Dieser Digitale Zwilling prüft die Befehle auf Plausibilität und stellt sicher, dass alle betrieblichen sowie sicherheitsrelevanten Anforderungen eingehalten werden. Zur Erhöhung der Betriebssicherheit kann eine Fall-Back-Schicht in die Steuerung integriert werden. Sollte die Optimierung Schaltvorgaben erzeugen, die außerhalb definierter Betriebsgrenzen liegen, greift das System automatisch auf vordefinierte, sichere Betriebszustände zurück und gewährleistet so einen insgesamt stabilen und robusten Anlagenbetrieb.

Wirtschaft und Transfer

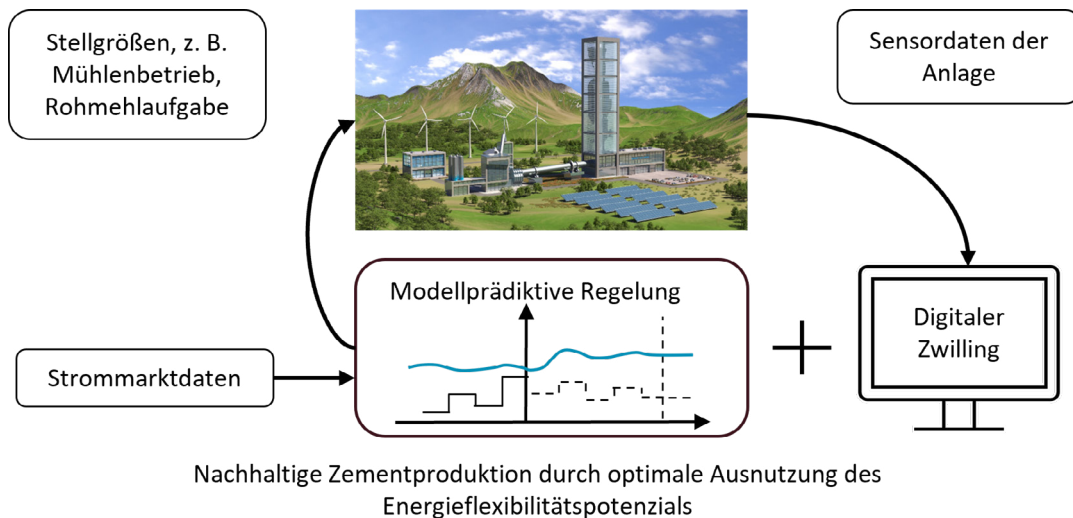
Die Identifikation und technische Erschließung von theoretischen Potenzialen bieten nicht nur ökologische, sondern auch erhebliche ökonomische Chancen für Unternehmen. Vor dem Hintergrund eines sich wandelnden Energiemarkts mit zunehmend volatilen Strompreisen gewinnt die Fähigkeit zur netzdienlichen Steuerung industrieller Lasten strategisch an Bedeutung. Insbesondere für energieintensive Sektoren wie die chemisch-pharmazeutische Industrie eröffnet sich hier ein erhebliches Einsparpotenzial.

Die gesamte Branche der Pharmaindustrie hat einen jährlichen Stromverbrauch von über 2.000 GWh (Statistisches Bundesamt, 2023). Vor diesem Hintergrund zeigt der betrachtete Anwendungsfall beispielhaft auf, wie energieintensive Produktionsstandorte durch den gezielten Einsatz von Energieflexibilitätsmaßnahmen optimiert werden können. Das im Projekt identifizierte Energieflexibilitätspotenzial von bis zu 2.490 kW elektrischer Leistung bildet eine relevante Größe, die bei geeigneter Marktanbindung einen signifikanten Beitrag zur Senkung der Energiekosten leisten kann.

Die im Anwendungsfall demonstrierte Integration marktorientierter Steuerungsstrategien ermöglicht es, standortspezifisch von temporär günstigen Strompreisen zu profitieren und zugleich einen Beitrag zur Netzstabilität zu leisten. Die dafür erforderliche Kombination aus präziser Bedarfsprognose, digitaler Abbildung des Energiesystems und sicherheitsorientierter Betriebsführung eröffnet für Boehringer Ingelheim das Potenzial, diesen Ansatz auf weitere Standorte zu übertragen und kontinuierlich weiterzuentwickeln.

4.9 Flexibles Energiemanagement des Oxyfuel-Zementprozesses

<p>Management Summary</p> <p>Der Oxyfuel-Zementprozess verwendet (anders als beim konventionellen Einsatz) nicht Luft (wie beim konventionellen Einsatz), sondern nahezu reinen Sauerstoff als Verbrennungsgas. Dies erlaubt eine einfache Abtrennung der inhärent hohen CO₂-Mengen, da die energieintensive CO₂-N₂-Auftrennung entfällt. Bedingt durch die für diesen Prozess erforderliche Luftzerlegung sowie CO₂-Aufreinigung und Kompression, würde sich perspektivisch die Anschlussleistung in Deutschland auf etwa 1,1 GW verdoppeln.</p> <p>Aufgrund dieser hohen Anschlussleistung können energieflexibel betriebene Oxyfuel-Zementprozesse einen signifikanten Beitrag zur Stabilisierung eines auf erneuerbaren Energiequellen basierenden, volatilen Stromsystems leisten. In diesem Projekt wird, basierend auf einem Digitalen Zwilling, das Energieflexibilitätpotenzial der betrachteten Gesamtanlage maximiert.</p>	<p>Partner</p> <ul style="list-style-type: none"> • AVT.SVT, RWTH Aachen • thyssenkrupp Polysius GmbH <p>Branche</p> <ul style="list-style-type: none"> • Herstellung von Zement <p>Davon neu in Förderphase III erschlossen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Perspektive: 212,8 MW für 18 h (Lasterhöhung) und 637,1 MW für 18 h (Lastverzicht)
--	---



Identifizierte Energieflexibilitätpotenziale

Zement ist ein unverzichtbarer Baustoff. Allerdings verursacht die Herstellung CO₂-Emissionen von nahezu 600 kg pro Tonne Zement (VdZ, 2024). Dabei stammen knapp 60% der Emissionen von der Kalzinierungsreaktion und sind somit für reguläre Portlandzemente unvermeidbar.

Eine wichtige Dekarbonisierungsstrategie der Zementindustrie basiert daher auf der Abscheidung und Speicherung/Nutzung von CO₂. Studien zur Wirtschaftlichkeit (SINTEF Energy Research, 2018; Gerbelová et al., 2017) zeigen, dass eine Oxyfuel-Verschaltung die wirtschaftlichste Lösung darstellt. Bei einer Oxyfuel-Verschaltung wird statt Luft nahezu reiner Sauerstoff als Verbrennungsgas in der Klinkerbrennanlage verwendet, wodurch die energieintensive Trennung von CO₂ und N₂ vermieden werden kann. Der Sauerstoff wird durch eine Luftzerlegungsanlage (LZA) produziert. Die LZA wurde bereits im Rahmen des zweiten Bandes der SynErgie-Fachbuchreihe (Sauer et al., 2022) hinsichtlich der Energieflexibilitätspotenziale betrachtet. Durch die Entwicklung neuer Technologien wird ein energieflexibler Betrieb für einen kontinuierlichen Lastbereich von 50 bis 100 % erreicht.

Der konventionelle Zementprozess benötigt 115 kWh Strom pro Tonne Zementklinker, wobei 25 % auf die Rohmehlmühle, 24 % auf das Brennen und Kühlen des Zementklinkers in der Klinkerbrennanlage und 46 % auf die Zementmahlung entfallen (VdZ, 2024). Bei einer Oxyfuel-Anlage kommen die CO₂-Aufbereitungsanlage (englisch: CO₂ Compression and Purification Unit, CPU) sowie die LZA hinzu, wodurch sich der Gesamtstrombedarf perspektivisch verdoppelt (SINTEF Energy Research, 2018). Um eine Netzüberlastung zu vermeiden, wird zukünftig ein energieflexibler Betrieb erforderlich sein.

Bereits heute werden die Rohmehl- und Zementmühlen vorwiegend nachts und am Wochenende betrieben. Durch den Einsatz vor- und nachgeschalteter Silos im Prozess ist eine Lastverschiebung von bis zu 100 % der Produktionsmenge möglich. Einschränkungen ergeben sich vor allem durch die stationär betriebene Klinkerbrennanlage, die einen kontinuierlichen Abruf von Rohmehl sowie die Lagerung des Zementklinkers erfordert.

Im Rahmen der Energieflexibilitätsmaßnahmen wurde durch regelungstechnische Maßnahmen erstmals eine Lastverschiebung innerhalb der Klinkerbrennanlage von bis zu 30 % der Produktionskapazität ermöglicht. Diese Lastverschiebung ist besonders wichtig, da die nachgeschaltete CPU an die Produktionsmenge des Klinkers gebunden ist. Für eine Zementproduktionsanlage mit einer Kapazität von 4.500 Tonnen pro Tag ergeben sich Energieflexibilitätspotenziale durch Lastverzicht (Lasterhöhung) von insgesamt 34 (10) MW: 21 (4) MW für die Mühlen, 3 (1) MW für die Klinkerbrennanlage, 4 (3) MW für die LZA sowie 6 (2) MW für die CPU. Bei einer deutschlandweiten Umsetzung könnte die Zementindustrie somit ein Energieflexibilitätspotenzial etwa 212,8 MW für die Lasterhöhung bzw. 637,1 MW für den Lastverzicht beitragen.

Technische Umsetzung

Zur Erschließung des Energieflexibilitätspotenzials wurden die einzelnen Teilanlagen hinsichtlich ihres technischen Potenzials bewertet. Das Ergebnis zeigt, dass die Klinkerbrennanlage der zentrale Engpass ist, während die LZA (Caspari et al., 2019), die CPU (Patrón und Ricardez-Sandoval, 2022) sowie die Mühlen (Ruppert et al., 2019) gut auf Fluktuationen im Stromnetz reagieren können.

Aufgrund der frühen Entwicklungsphase der Oxyfuel-Prozessverschaltung wurde ein Digitaler Zwilling eingesetzt. Dieser bildet das reale Verhalten der gesamten Anlage inklusive der Trägheiten über die Betriebsdauer ab und ermöglicht die Untersuchung des energieflexiblen Verhaltens. Mithilfe von

Simulationsstudien können zudem Betriebsgrenzen ermittelt werden. Wird etwa die Mindestgasgeschwindigkeit im Vorkalzinator unterschritten, bricht die Produktion zusammen. Zur Abhilfe kann aus dem Prozess ausgetretenes Abgas rückgeführt werden.

Berechnungen von thyssenkrupp Polysius haben ergeben, dass die Rezirkulation ab einer Lastreduktion von 20 % notwendig ist. Die Rezirkulation ermöglicht eine höhere Lastreduktion, erfordert jedoch aufgrund der Zuführung von kälterem Gas sowie einer notwendigen Kompression des Gases eine genauere wirtschaftliche Betrachtung.

Im nächsten Schritt wurden anhand des Digitalen Zwillings die Sprungantworten des Prozesses untersucht. Bei einem Betriebspunktwechsel sind bis zu vier Stunden erforderlich, um wieder in einen stationären Betrieb überzugehen. Mit einem Wechsel zu einem durchgängig nichtstationären Betrieb kann zusätzliches Energieflexibilitätspotenzial ausgeschöpft werden. Dies wird durch Optimalsteuerungsprobleme ermöglicht. Die Zielfunktion des Optimalsteuerungsproblems besteht in der Minimierung der Produktionskosten. Durch das Aufstellen eines beschränkten Optimierungsproblems wird sichergestellt, dass Qualitätsanforderungen an das Produkt sowie material- und umwelttechnische Einschränkungen stets erfüllt werden. Zur Umsetzung muss das Optimalsteuerungsproblem in Echtzeit lösbar sein, was eine sehr große Herausforderung darstellt. Hierfür wurden die für die LZA erarbeiteten Konzepte zur Modellreduktion (Schulze und Mitsos, 2022) sowie das im Rahmen der Biodieselproduktion erarbeitete dezentrale Reglerkonzept einschließlich des Ausgleichs der Rechenverzögerung (El Wajeh et al., 2024) eingesetzt.

Wirtschaft und Transfer

Ein zentraler Aspekt für die Wirtschaftlichkeit der Oxyfuel-Anlage ist die Rückführung des Abgases zur Aufrechterhaltung der Gasgeschwindigkeit im Vorkalzinator. Mit abnehmender Produktionsmenge wird eine zunehmende Rezirkulation des Abgases erforderlich, um die Mindestgasgeschwindigkeit nicht zu unterschreiten. Die damit verbundene Kompression mindert anteilig den Lastverzicht und erhöht aufgrund der erforderlichen Kompressorgröße die Investitionskosten. Bereits erfolgte Berechnungen von thyssenkrupp Polysius setzen die wirtschaftliche Grenze bei einer Reduktion der Produktmenge um 30 %.

Energieflexible Oxyfuel-Zementanlagen sollten zudem leicht überdimensioniert werden, um Lastverschiebungen ganzjährig zu ermöglichen. Für auf Oxyfuel umgebaute Anlagen ist ein energieflexibler Betrieb der Klinkerbrennanlage nur in den Frühjahrs- und Herbstmonaten wirtschaftlich attraktiv, da in den Sommermonaten der Drehrohrofen seine Auslastungsgrenze erreicht. Neu gebaute Anlagen können aufgrund der Einbeziehung des energieflexiblen Betriebs in die Anlagenauslegung ganzjährig energieflexibel betrieben werden.

Die Mühlen hingegen können sowohl bei Umbauten als auch in Neubauten energieflexibel betrieben werden. Eine Oxyfuel-Zementanlage mit einer Produktionskapazität von 4.500 Tonnen pro Tag kann somit durch Lastverzicht innerhalb von 5 Minuten 21 MW und insgesamt innerhalb einer Stunde 34 MW bereitstellen.

Die beschriebenen technischen Vorgehensweisen lassen sich auch auf konventionelle Zementanlagen übertragen. Aufgrund des hohen Regelungsaufwands sowie des niedrigeren Energieflexibilitätspotenzials für die Klinkerbrennanlage in konventionellen Anordnungen konzentriert sich das Energieflexibilitätspotenzial dort hauptsächlich auf die beiden Mühlen.

Die Wettbewerbsfähigkeit der Oxyfuel-Zementanlage gegenüber konventionellen Zementanlagen ist neben den Material- und Stromkosten auch von den CO₂-Zertifikatskosten abhängig. Mit steigenden CO₂-Zertifikatspreisen ist eine klare Entwicklung zugunsten des CO₂-einspeichernden Oxyfuel-Verfahrens festzustellen (SINTEF Energy Research 2018). Bei Fortsetzung des bisherigen Trends in der Entwicklung der Zertifikatskosten könnte langfristig eine Umrüstung aller Zementanlagen auf das Oxyfuel-Verfahren stattfinden. Zudem stehen synergistisch zu den dargestellten Schritten weitere Verfahren zur Reduktion der Zementemissionen zur Verfügung, etwa eine Verringerung des Anteils an Klinker im Zement. Ein geringerer Klinkeranteil ermöglicht größere Pufferkapazitäten in den Silos, wodurch die Wirtschaftlichkeit der Einzelmaßnahmen steigt.

4.10 Weitere Praxisbeispiele aus der dritten Förderphase

Ergänzend zu den in den *Kapiteln 4.1 bis 4.9* aufgeführten Steckbriefen wurden in der dritten Förderphase zahlreiche weitere Energieflexibilitätsmaßnahmen erfolgreich umgesetzt. Im Folgenden werden ausgewählte Praxisbeispiele zusammengefasst, die die Bandbreite an Einsatzmöglichkeiten in verschiedenen Branchen verdeutlichen. Soweit technologische oder methodische Vorarbeiten aus der zweiten Förderphase vorliegen, wird auf die entsprechenden Kapitel im zweiten Band der SynErgie-Fachbuchreihe verwiesen (Sauer et al., 2022).

- **Biotechnologie:** An der RWTH Aachen wurde in Kooperation mit BASF die energieflexible Aufarbeitung von Hydroxypropionsäure zur Herstellung biobasierter Kunststoffe im industriellen Maßstab weiterentwickelt. Eine Technikumsanlage wurde energieflexibel betrieben, und auf Basis validierter Simulationsmodelle konnten Investitionsentscheidungen für eine technische Pilotierung fundiert vorbereitet werden.
Vorarbeiten: 4.2 Lastflexible Extraktion biobasierter Carbonsäuren (Sauer et al., 2022, S.297)
- **Gebäude- und Versorgungstechnik produzierender Betriebe:** An der ETA-Fabrik der Technischen Universität Darmstadt wurde der Betrieb raumluftechnischer Anlagen einschließlich der Kälteversorgung flexibilisiert. Ein standardisierter Fuzzy-Controller regelt die Ventilatorleistung und die Betriebsmodi des Kälteversorgungssystems in Abhängigkeit von Day-Ahead-Strompreisen, was sowohl Betriebskosten als auch CO₂-Emissionen reduziert. Ergänzend wurden ein Phasenwechsellaterialspeicher integriert und eine ganzheitliche energieflexible Produktionsplanung umgesetzt, die die technische Gebäudeausstattung und die Fertigung gemeinsam betrachtet.
Vorarbeiten: 4.6 Klimatisierungs- und Raumluftechnik (Sauer et al., 2022, S.393)
- **Nichteisenmetallverarbeitung:** Bei Bark Magnesium wurde ein Schmelzofenverbund in ein übergeordnetes Energieflexibilitätsmanagementsystem integriert. Die Echtzeitsteuerung monovalenter und bivalenter Tiegelöfen erfolgte auf Basis eines weiterentwickelten dynamischen Prozessmodells. Zudem wurden zusätzliche Energieflexibilitätspotenziale identifiziert und eingebunden, etwa Stickstofferzeugung und PV-Einspeisung.
Vorarbeiten: 4.9 Bivalenter Nichteisenmetalldruckguss (Sauer et al., 2022, S.459)
- **Prozesswärme im metallverarbeitenden Gewerbe:** Am Schaeffler-Standort Schweinfurt wurden im Bereich der Schmiede und Härterei prozessintegrierte Maßnahmen zur Lastspitzenreduktion umgesetzt. Mithilfe einer energieorientierten Materialflusssimulation wurden gezielt Parameter angepasst. Die Anlagen wurden dafür in eine IT-Architektur mit Digitalem Zwilling eingebunden. Das Übertragungskonzept ermöglicht eine Skalierung auf weitere Unternehmensstandorte.
Vorarbeiten: 4.8 Prozesswärme (Sauer et al., 2022, S.439)

In der dritten Förderphase wurden nicht nur bereits bestehende Ansätze fortgeführt, sondern auch neue Industriepartner gewonnen. Auf die mit ihnen realisierten Umsetzungsprojekte ließen sich die entwickelten Methoden und Werkzeuge erfolgreich übertragen. Nachfolgend werden drei exemplarische Umsetzungen vorgestellt, die die besondere Relevanz für den Industrietransfer verdeutlichen.

- **Pharmaindustrie:** Das gesamte Energieversorgungssystem auf dem Campus der Grünenthal GmbH wurde simulativ analysiert und durch die gezielte Nutzung stationärer sowie inhärenter Energiespeicher flexibilisiert. Ergänzend wurden die Betriebsstrategien der Blockheizkraftwerke optimiert und in Echtzeit übertragen. Die Maßnahmen wurden hinsichtlich ihrer technischen Umsetzbarkeit sowie ihrer ökonomischen und ökologischen Wirkungen systematisch bewertet.
- **Maschinenbau:** Bei der TRUMPF Werkzeugmaschinen SE + Co. KG wurde die Unternehmensplattform zur Erschließung anlagenspezifischer Energieflexibilität im Maschinenpark validiert (siehe Kapitel B.4). Im Zentrum stand die flexible Maschinenbelegung im Rahmen digitaler Geschäftsmodelle (z. B. Equipment-as-a-Service). Die Unternehmensplattform diente als zentrale Datenbasis für die Bewertung von Energieflexibilitätspotenzialen und nutzte bestehende Services wie Energieflexibilitätsdatenmanagement und Flexibilitätsvermarktung. Ergänzend wurde ein Optimierungsservice entwickelt, der auf historischen Produktionsdaten basiert und simulationsgestützt geeignete Maßnahmen ableitet.
- **Landmaschinenproduktion:** Bei der AGCO GmbH wurden Maßnahmen zur Flexibilisierung des Lademanagements für Flurförderfahrzeuge und der Lüftungsanlagen analysiert. Ziel war es, mithilfe automatisierter Auswertungen von Produktions- und Energiedaten aus ERP- und Energiemanagementsystemen neue Potenziale zu identifizieren und vorhandene Maßnahmen einer Kosten-Nutzen-Bewertung zu unterziehen. Die bestehende Unternehmensplattform wurde genutzt, um zusätzliche Anwendungsfälle perspektivisch für eine Vermarktung zu erschließen.

4.11 Literatur

BACHMANN, A., L. BANK, C. BARK, D. BAUER, B. BLÖCHL, M. BRUGGER, H.U. BUHL, B. DIETZ und andere, 2021. Energieflexibel in die Zukunft – Wie Fabriken zum Gelingen der Energiewende beitragen können [online]. VDI-Handlungsempfehlung, Oktober 2021 [Zugriff am: 27.11.2025]. Verfügbar unter: doi:10.24406/FIT-N-638765

CASPARI, A., C. OFFERMANN, P. SCHÄFER, A. MHAMDI und A. MITSOS, 2019. A flexible air separation process: 2. Optimal operation using economic model predictive control [online]. AIChE Journal **65**(11), e16721. Verfügbar unter: doi:10.1002/aic.16721

CHEN, H., T.N. CONG, W. YANG, C. TAN, Y. LI und Y. DING, 2009. Progress in electrical energy storage system: A critical review [online]. Progress in Natural Science **19**(3), 291–312. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.pnsc.2008.07.014

EBONGUE, Y.E., K. TOROLSAN, F. GREMMINGER und A. SAUER, 2024. Developing KPIs for the Energy-flexible Operation in Energy Systems in the Dairy Industry [online]. Procedia CIRP **130**, 1028–1035. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.procir.2024.10.202

ECHTERMEYER, A., C. MARKS, A. MITSOS und J. VIELL, 2021. Inline Raman Spectroscopy and Indirect Hard Modeling for Concentration Monitoring of Dissociated Acid Species [online]. Applied Spectroscopy **75**(5), 506–519. Verfügbar unter: doi:10.1177/0003702820973275

EL WAJEH, M., A. MHAMDI und A. MITSOS, 2023. Dynamic Modeling and Plantwide Control of a Production Process for Biodiesel and Glycerol [online]. *Industrial & Engineering Chemistry Research* 62(27). Verfügbar unter: doi:10.1021/acs.iecr.3c00934

EL WAJEH, M., A. MHAMDI und A. MITSOS, 2024. Optimal Design and Flexible Operation of a Fully Electrified Biodiesel Production Process [online]. *Industrial & Engineering Chemistry Research* 62(27). Verfügbar unter: doi:10.1021/acs.iecr.3c03074

EL WAJEH, M., M. GRANDERATH, A. MITSOS und A. MHAMDI, 2024. Distributed Economic Nonlinear Model Predictive Control for Flexible Electrified Biodiesel Production – Part II: Sequential and Iterative Architectures with Computational Delay Compensation [online]. *Industrial & Engineering Chemistry Research* 63(42), 18013–18026. Verfügbar unter: doi:10.1021/acs.iecr.4c02454

EMDE, A., 2023. Techno-ökonomische Bewertung von energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichern [online]. Stuttgart: Fraunhofer Verlag. [Zugriff am 27.11.2025] Verfügbar unter: doi:10.18419/opus-13020

FINDEISEN, R. UND F. ALLGÖWER, 2004. Computational Delay in Nonlinear Model Predictive Control [online]. *IFAC Proceedings Volumes* 37(1), 427–432. Verfügbar unter: doi:10.1016/S1474-6670(17)38769-4

FORSCHUNGSRAT KÄLTETECHNIK E. V., 2020. Energiebedarf für Kältetechnik in Deutschland [online]. Eine Abschätzung des Energiebedarfs von Kältetechnik in Deutschland nach Einsatzgebieten 2017 [Zugriff am: 27.11.2025] Verfügbar unter: https://www.fuchs.com/fileadmin/schmierstoffe/Produkte/Lieferprogramm/Industrieschmierstoffe/Kaeltemaschinenoele/Energiebedarf_fuer_Kaeltetechnik_in_Deutschland_Herausgeber_Forschungsrat_Kaeltetechnik_e.V._im_VDMA.pdf

GERBELOVÁ, H., M. VAN DER SPEK und W. SCHAKEL, 2017. Feasibility Assessment of CO₂ Capture Retrofitted to an Existing Cement Plant: Post-combustion vs. Oxy-fuel Combustion Technology [online]. *Energy Procedia* 114, 6141–6149. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.egypro.2017.03.1751

GOETSCHKES, C., D.L. SCHMIDT, R. ROGOTZKI und A. KANNGIESSER, 2021. Kältetechnik in Deutschland – Metastudie Kältebedarf Deutschland [online]. Fraunhofer UMSICHT, 2021 [Zugriff am 12.11.2025]. Verfügbar unter: <https://d-nb.info/1292525738/34>

HAM, A., M.-J. PARK und K.M. KIM, 2021. Energy-Aware Flexible Job Shop Scheduling Using Mixed Integer Programming and Constraint Programming [online]. *Mathematical Problems in Engineering* 2021, 1–12. Verfügbar unter: doi:10.1155/2021/8035806

HAYN, A. V., 2025. Regelbasierte Energiekostenoptimierung industrieller Kälteversorgungssysteme durch Reaktion auf volatile Strompreise am Beispiel des Brauprozesses [Dissertation]. Technische Universität Darmstadt. Verfügbar unter: doi:10.26083/tuprints-00031130

PATRÓN, G.D. und L. RICARDEZ-SANDOVAL, 2022. An integrated real-time optimization, control, and estimation scheme for post-combustion CO₂ capture [online]. *Applied Energy* 308, 118302. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.apenergy.2021.118302

ROESCH, M., M. BRUGGER, S. BRAUNREUTHER und G. REINHART, 2017. Klassifizierung von Energieflexibilitätsmaßnahmen [online]. *Zeitschrift für wirtschaftlichen Fabrikbetrieb* 112(9), 567–571. Verfügbar unter: doi:10.3139/104.111774

ROTH, S., P. SCHOTT, K. EBINGER, S. HALBRÜGGE, B. KLEINERTZ, J. KÖBERLEIN, D. PÜSCHEL, H.U. BUHL, S. OBER, G. REINHART und S. VON ROON, 2020. The Challenges and Opportunities of Energy-Flexible Factories: A Holistic Case Study of the Model Region Augsburg in Germany [online]. *Sustainability* 12(1), 360. Verfügbar unter: doi:10.3390/su12010360

RUPPERT, J., S. SEEMANN, S. RÖSCH und K. TREIBER, 2019. Schlussbericht Teilvorhaben: Lastflexibilisierung in der Zementindustrie [online]. In: SAUER, A., E. ABELE und H. U. BUHL, 2019. Energieflexibilität in der deutschen Industrie. Band 1: Synchronisierte und energieadaptive Produktionstechnik zur flexiblen Ausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende Energieversorgung. Kopernikus-Projekt SynErgie. Stuttgart: Fraunhofer Verlag. ISBN 9783839614792 [Zugriff am 12.11.2025]. Verfügbar unter: https://mitglieder.vdz-online.de/fileadmin/gruppen/vdz/1WissenschaftForschung/C15%20SynErgie_Buch.pdf

SAUER, A., E. ABELE und H. U. BUHL, 2019. Energieflexibilität in der deutschen Industrie. Band 1: Synchronisierte und energieadaptive Produktionstechnik zur flexiblen Ausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende Energieversorgung. Kopernikus-Projekt SynErgie. Stuttgart: Fraunhofer Verlag. ISBN 9783839614792. Verfügbar unter: doi:10.24406/publica-r-299955

SAUER, A., H. U. BUHL, A. MITSOS und M. WEIGOLD, 2022. Energieflexibilität in der deutschen Industrie. Band 2: Markt- und Stromsystem, Managementsysteme und Technologien energieflexibler Fabriken. Kopernikus-Projekt SynErgie. Stuttgart: Fraunhofer Verlag. ISBN 9783839617786. Verfügbar unter: doi:10.24406/publica-258

SCATTOLINI, R., 2009. Architectures for distributed and hierarchical Model Predictive Control – A review [online]. Journal of Process Control 19(5), 723–731. Verfügbar unter: doi:1016/j.jprocont.2009.02.003

SCHULZE, J.C. und A. MITSOS, 2022. Data-Driven Nonlinear Model Reduction Using Koopman Theory: Integrated Control Form and NMPC Case Study [online]. IEEE Control Systems Letters 6, 2978–2983. Verfügbar unter: doi:10.1109/LCSYS.2022.3181443

SINTEF ENERGY RESEARCH, 2018. CO₂ capture from cement production [online]. D4.6 CEMCAP comparative techno-economic analysis of CO₂ capture in cement plants. [Zugriff am 12.11.2025]. Verfügbar unter: <https://www.sintef.no/globalassets/project/cemcap/2018-11-14-deliverables/d4.6-cemcap-comparative-techno-economic-analysis-of-co2-capture-in-cement-plants.pdf>

SMARD. Strom- und Gasmärkte [online]. Bundesnetzagentur [Zugriff am: 15.07.2025]. Verfügbar unter: www.smard.de

STATISTISCHES BUNDESAMT, 2023. Energieverwendung der Betriebe im Verarb. Gewerbe [online]. Stromerzeugung, Strombezug, Stromabgabe, Stromverbrauch: Deutschland, Jahre, Wirtschaftszweige [Zugriff am: 16.06.2025]. Verfügbar unter: <https://www-genesis.destatis.de/datenbank/online/statistic/43531/table/43531-0002>

STERNER, M. und I. STADLER, Hrsg., 2017. Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration. 2., korrigierte und ergänzte Auflage. Berlin: Springer Vieweg. ISBN 978-3-662-48893-5

VDI – VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE, 2020. VDI 5207 Blatt 1:2020 Energieflexible Fabrik – Grundlagen. Berlin: Beuth Verlag

VDI – VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE, 2021. VDI 5207 Blatt 2:2021 Energieflexible Fabrik – Identifikation und technische Bewertung. Berlin: Beuth Verlag

VdZ – VEREIN DEUTSCHER ZEMENTWERKE E. V., 2024. Umweltdaten der deutschen Zementindustrie 2023 [online] [Zugriff am: 15. Juli 2025]. Verfügbar unter: <https://www.vdz-online.de/wissensportal/publikationen/umweltdaten-der-deutschen-zementindustrie-2023>

ZANGENBERG, J., J. WENDT, T. KOCH, T. KAPSER und M. WEIGOLD, 2024. Data-Driven Identification and Operational Optimization of Energy-Flexible Thermal Supply Systems [online]. ACM SIGEnergy Energy Informatics Review 4(4), 214–225. Verfügbar unter: doi:10.1145/3717413.3717434

Impressum

Kontaktadresse:

Fraunhofer-Institut für Produktionstechnik und Automatisierung IPA
Institut für Energieeffizienz in der Produktion (EEP), Universität Stuttgart
Nobelstraße 12
70569 Stuttgart
Telefon 0711 970 1241
kopernikus-synergie@eep.uni-stuttgart.de
www.kopernikus-projekte.de

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.de> abrufbar.

ISBN (Printausgabe): 978-3-8396-2166-0

DOI (kostenlose Open-Access-Version): <https://doi.org/10.24406/publica-6844>

Redaktionelle Gesamtkoordination: Sara Gail

Fachliche Konzeption und inhaltliche Verantwortung: Can Kaymakci

Gestaltung und Umsetzung: EEP, Universität Stuttgart

Druck und Weiterverarbeitung: Elanders Waiblingen GmbH, Waiblingen

Für den Druck des Buches wurde chlor- und säurefreies Papier verwendet.



Dieses Werk ist lizenziert unter einer Creative Commons Namensnennung 4.0 International Lizenz: <https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/legalcode.de>

© **Fraunhofer Verlag**, 2026

Nobelstraße 12
70569 Stuttgart
verlag@fraunhofer.de
www.verlag.fraunhofer.de

als rechtlich nicht selbständige Einheit der

Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung
der angewandten Forschung e.V.
Hansastraße 27 c
80686 München
www.fraunhofer.de

Zum Inhalt

Energie aus erneuerbaren Ressourcen ist nicht immer beliebig verfügbar. Durch den kontinuierlichen Ausbau der erneuerbaren Energien wird sich die Volatilität im Energiesystem in Zukunft immer stärker ausprägen. Unternehmen müssen zukünftig ihre Prozesse und Betriebsorganisation so gestalten können, dass sich der Energieverbrauch zumindest in Teilen flexibel an das volatile Energieangebot anpassen kann – ein Paradigmenwechsel weg vom kontinuierlichen und rein nachfragegetriebenen Energieverbrauch hin zum anpassbaren, energieflexiblen Betrieb. Neben der Entwicklung von Technologien, Konzepten und Maßnahmen zur energetischen Flexibilisierung von industriellen Prozessen liegt ein zweiter Schwerpunkt zukünftiger Arbeiten auf der Entwicklung einer

durchgängigen IT-Infrastruktur, mit der Unternehmen und Energieanbieter in Zukunft Energieflexibilität bestmöglich einsetzen können.

Dieses Fachbuch zeigt umgesetzte Praxisbeispiele von energieflexiblen Fabriken sowie die IT-Infrastruktur und Technologien für deren Realisierung. Es baut auf den wichtigsten Ergebnissen der Forschung im Rahmen der dritten Phase des Kopernikus-Projekts SynErgie auf.



© Fraunhofer IPA/Rainer Bez

Prof. Dr.-Ing. Alexander Sauer

Institut für Energieeffizienz in der Produktion (EEP), Universität Stuttgart und Fraunhofer-Institut für Produktionstechnik und Automatisierung IPA



© FIM/FIT - Timo Grüneke

Prof. Dr. Dr. h.c. Hans Ulrich Buhl

FIM Forschungsinstitut für Informationsmanagement und Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT (FIM/FIT)



© Martin Braun Fotografie

Prof. Alexander Mitsos, Ph.D.

Aachener Verfahrenstechnik, RWTH Aachen University und ICE-1 (Energiesystemtechnik), Forschungszentrum Jülich



© PTW/S. Scheibner

Prof. Dr.-Ing. Matthias Weigold

Institut für Produktionsmanagement, Technologie und Werkzeugmaschinen (PTW), Technische Universität Darmstadt



© Titelbild: Schott AG

Fraunhofer Verlag