

Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen

efzn

Energie-Forschungszentrum
Niedersachsen



TU Clausthal

Energiewirtschaftliche Systemintegration eines CO₂-armen Hüttenwerks unter aktiver Anwendung der Sektorenkopplung

Nils Kreth

Promotion an der Technischen Universität Clausthal

Band 81



Cuvillier Verlag Göttingen

Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen (EFZN)
(Band 81)

Das EFZN ist ein gemeinsames
wissenschaftliches Zentrum der
Universitäten:



Energiewirtschaftliche Systemintegration eines CO₂-armen Hüttenwerks unter aktiver Anwendung der Sektorenkopplung

Dissertation

zur Erlangung des Doktorgrades
der Ingenieurwissenschaften

vorgelegt von
Nils Kreth
aus Stuttgart

genehmigt von der
Fakultät für Energie- und Wirtschaftswissenschaften
der Technischen Universität Clausthal

Tag der mündlichen Prüfung
25. September 2023

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliographische Daten sind im Internet über

<http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

1. Aufl. - Göttingen: Cuvillier, 2023

Zugl.: (TU) Clausthal, Univ., Diss., 2023

Dekan

Prof. Dr. mont. Leonhard Ganzer

Vorsitzende der Promotionskommission

Prof. Dr.-Ing. Ines Hauer

Betreuer

Prof. Dr.-Ing. Hans-Peter Beck

Gutachter

Hon.-Prof. Dr.-Ing. Jens Traupe

Dieses Dokument unterliegt der Lizenz Open Access CC BY 4.0

© CUVILLIER VERLAG, Göttingen 2023

Nonnenstieg 8, 37075 Göttingen

Telefon: 0551-54724-0

Telefax: 0551-54724-21

www.cuvillier.de

Alle Rechte vorbehalten. Ohne ausdrückliche Genehmigung des Verlages ist es nicht gestattet, das Buch oder Teile daraus auf fotomechanischem Weg (Fotokopie, Mikrokopie) zu vervielfältigen.

1. Auflage, 2023

Gedruckt auf umweltfreundlichem, säurefreiem Papier aus nachhaltiger Forstwirtschaft.

ISBN 978-3-7369-7933-8

eISBN 978-3-7369-6933-9

Abstract

Die Stahlindustrie kann technisch und wirtschaftlich derzeit nur mit der Wasserstoffdirektreduktion dekarbonisiert werden, wobei Kohle als Reduktionsmittel durch Wasserstoff substituiert wird. Dafür ersetzt die Direktreduktionsroute bestehend aus Elektrolyse, Direktreduktionsanlage und Elektrolichtbogenofen die heutige Hochofenroute bestehend aus Kokerei, Hochofen und Konverter. Die anschließende Sekundärmetallurgie sowie die Weiterverarbeitung bleiben erhalten, werden jedoch mit Energie aus erneuerbaren Quellen betrieben.

Um die energiewirtschaftlichen Zusammenhänge des Hüttenwerks während der Transformation sowie die zukünftige Energiesystemintegration eines CO₂-armen Hüttenwerks zu untersuchen, wird ein gemischt ganzzahliges lineares Optimierungsmodell des Hüttenwerks mit dem Ziel der Energiekostenminimierung aufgebaut. Das Optimierungsmodell wurde in Kooperation mit der *Salzgitter Flachstahl GmbH* im Rahmen des SACLOS®-Projekts erstellt und validiert.

Im heutigen kohlenstoffbasierten Hüttenwerk wird die eingesetzte Primärenergie bereits mit hoher Effizienz genutzt, indem die entstehenden Kuppelgase energetisch im Hüttenwerk weiterverwendet werden. Dabei sind jedoch die Energiebedarfe sowie die Erzeugung der Kuppelgase über die Produktionsprozesse derart gekoppelt, dass der Einsatz von Erdgas und Fremdstrom kaum variiert oder gesenkt werden kann.

Durch die Transformation des Hüttenwerks sinkt der Primärenergieeinsatz um die Hälfte, indem Kohle mittelfristig durch Erdgas und langfristig durch Wasserstoff aus erneuerbarer elektrischer Energie ersetzt wird. Dabei bleibt das Hüttenwerk jedoch durch die gekoppelten Produktionsprozesse weitestgehend unflexibel. Demgegenüber steht die fluktuierende Erzeugung der erneuerbaren Energien, deren installierten Leistungen aufgrund der niedrigen Volllaststunden das Zwei- bis Sechsfache der Bezugsleistung des Hüttenwerks entsprechen müssen.

Die aktive Anwendung der Sektorenkopplung ermöglicht eine leistungseffiziente Energiesystemintegration, indem erneuerbarer Strom und grüner Wasserstoff bedarfsgerecht erzeugt, genutzt oder gespeichert werden. Um dies zu untersuchen, wurde das Optimierungsmodell über die Bilanzgrenzen des Hüttenwerks um erneuerbare Energiequellen, Elektrolyse, Batterie- und Wasserstoffspeicher erweitert. So wurden verschiedene Integrationsszenarien anhand der spezifischen Energiegestehungskosten bezogen auf die Produktionsmenge Rohstahl verglichen.

Überdimensionierte und teure Batteriespeicher können durch eine flexible Elektrolyse vermieden werden, sodass der kostengünstigere Wasserstoffspeicher als saisonaler Energiespeicher genutzt werden kann. Darüber hinaus kann kostengünstigere Photovoltaikenergie zur Wasserstoffherzeugung genutzt werden und so die Energiegestehungskosten weiter gesenkt werden. Die Weiternutzung eines integrierten Wasserstoff-Kraftwerks minimiert den elektrischen Speicherbedarf weiter, indem Wasserstoff im Hüttenwerk rückverstromt werden kann.

Durch die grundsätzliche Lagerfähigkeit des direkt reduzierten Eisens können die Produktionsprozesse der Direktreduktionsanlage und des Elektrolichtbogenofens entkoppelt und somit flexibilisiert werden. Das Lager kann so als saisonaler Energiespeicher genutzt werden und minimiert insbesondere den Wasserstoffspeicherbedarf. Dadurch produziert die Direktreduktionsanlage in den Sommermonaten mit günstigem Wasserstoff direkt aus Photovoltaikenergie, während der Elektrolichtbogenofen in den Wintermonaten Windenergie nutzt, um Stahl zu produzieren. So können die Energiegestehungskosten um bis zu 15 % gesenkt werden.

Zusammenfassend kann durch die aktive Anwendung der Sektorenkopplung ein CO₂-armes Hüttenwerk effizient und kostengünstig in das zukünftige Energiesystem integriert werden. Durch eine hohe Energieeffizienz und eine flexibilisierte Produktion kann das zukünftige Hüttenwerk die Transformation unterstützen.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	vii
Tabellenverzeichnis	ix
Abkürzungsverzeichnis	xi
Formelverzeichnis	xiii
1 Energiesystemmodellierung einer dekarbonisierten Stahlindustrie	1
1.1 Konzepte der Dekarbonisierung	1
1.2 Das SALCOS®-Projekt der Salzgitter AG	3
1.3 Bisherige Untersuchungen zur Dekarbonisierung eines Hüttenwerks	3
1.4 Lineare Modellierung integrierter Hüttenwerke	5
1.5 Ziel und Methodik der Arbeit	7
I Energiewirtschaft eines kohlenstoffbasierten Hüttenwerks	11
2 Modellierung der Energiewirtschaft eines Hüttenwerks	13
2.1 Kokerei	13
2.2 Hochofenanlage	15
2.2.1 Hochöfen	15
2.2.2 Windgebläse	18
2.2.3 Kohlenstoffeinblasanlage	19
2.3 Stahlwerk	20
2.4 Walzwerke und Oberflächenbehandlung	22
2.4.1 Warmwalzwerk	22
2.4.2 Kaltwalzwerk und Oberflächenveredelung	24
2.5 Kraftwerk	25
2.5.1 Dampferzeuger	28
2.5.2 Turbinen und Maschinen	30
2.5.3 Fernwärme	33
2.6 Sonstige Komponenten	33
2.6.1 Erzvorbereitung	34
2.6.2 Wasserstofferzeuger	34
2.7 Übergeordnetes Modell des kohlenstoffbasierten Hüttenwerks	36
2.7.1 Produktbilanzen	36
2.7.2 Brennstoffbilanzen	37
2.7.3 Dampfbilanzen	39
2.7.4 Bilanzen der technischen Gase	41
2.7.5 Elektrische Leistungsbilanz	41

2.7.6	Optimierungsziel	42
2.8	Modellvalidierung	43
3	Potenziale zur Energiekostenminimierung	49
3.1	Datengrundlage des Basisszenarios	49
3.2	Brennstoff- und Kraftwerkseinsatz	50
3.3	Bewertung der Flexibilitätsoptionen	55
II	Flexibilitätsoptionen eines Hüttenwerks im Transformationsprozess	57
4	Modellierung der Komponenten einer CO₂-armen Eisenerzeugung	59
4.1	Elektrolyse	59
4.2	Direktreduktionsanlage	60
4.3	Elektrolichtbogenofen	65
4.4	Übergeordnetes Modell des Hüttenwerks in der Transformation	68
4.4.1	Produktbilanzen	68
4.4.2	Brennstoffbilanzen	69
4.4.3	Dampfbilanzen	69
4.4.4	Bilanzen der technischen Gase	70
4.4.5	Elektrische Leistungsbilanz	70
4.4.6	Optimierungsziel	70
5	Flexibilitätspotenziale der Energieverbundwirtschaft	71
5.1	Szenarienerstellung	71
5.1.1	Produktionsplanung	71
5.1.2	Entwicklung der Energiepreise	72
5.2	Auswirkungen der Transformation auf die Brennstoffverteilung	73
5.2.1	SALCOS® 1. Ausbaustufe	73
5.2.2	SALCOS® 2. Ausbaustufe	78
5.2.3	SALCOS® 3. Ausbaustufe	82
5.3	Entwicklung des Energiebedarfs	85
III	Energiesystemintegration eines CO₂-armen Hüttenwerks	93
6	Modell eines zukünftigen Hüttenwerks	95
6.1	Abstraktion des Modells	95
6.2	Modellierung der externen Energiebereitstellung	99
7	Möglichkeiten der Systemintegration	103
7.1	Untersuchte Integrationsszenarien	103
7.2	Systemintegration einer konstanten Stahlproduktion	104
7.2.1	8000 h-Elektrolyse	104
7.2.2	5000 h-Elektrolyse	107
7.2.3	5000 h-Elektrolyse und integriertes Kraftwerk	110
7.3	Systemintegration einer flexiblen Stahlproduktion	112
7.3.1	8000 h-Elektrolyse	113
7.3.2	5000 h-Elektrolyse	116

7.3.3	5000 h-Elektrolyse und integriertes Kraftwerk	119
7.4	Vergleich verschiedener Integrationsszenarien	124
7.5	Schlussfolgerungen am Beispiel des SALCOS [®] -Projekts	131
8	Zusammenfassung	135
	Literatur	139

Abbildungsverzeichnis

2.1	Validierung Modell Kokerei	43
2.2	Validierung Modell Hochöfen	44
2.3	Validierung Modell Windgebläse	44
2.4	Validierung Modell Stahlwerk	44
2.5	Validierung Modell Warmwalzwerk	45
2.6	Validierung Modell Kaltwalzwerk und Oberflächenveredelung	45
2.7	Validierung Modell Kraftwerk	45
2.8	Validierung Gesamtmodell anhand des Erdgasbezugs	46
2.9	Validierung Gesamtmodell anhand des el. Leistungsaustausches	47
3.1	Erdgas- und Strompreise im Basisszenario	49
3.2	Erdgaseinsatz im Hüttenwerk im Basisszenario	51
3.3	Wasserstoffeinsatz im Hüttenwerk im Basisszenario	51
3.4	Hochfengaseinsatz im Hüttenwerk im Basisszenario	52
3.5	Konvertergaseinsatz im Hüttenwerk im Basisszenario	52
3.6	Koksgaseinsatz im Hüttenwerk im Basisszenario	54
3.7	Elektrische Leistung im Hüttenwerk im Basisszenario	54
4.1	Aufbau einer Direktreduktionsanlage	61
5.1	Erdgaseinsatz im Hüttenwerk während der ersten Ausbaustufe	74
5.2	Wasserstoffeinsatz im Hüttenwerk während der ersten Ausbaustufe	74
5.3	Hochfengaseinsatz im Hüttenwerk während der ersten Ausbaustufe	75
5.4	Konvertergaseinsatz im Hüttenwerk während der ersten Ausbaustufe	75
5.5	Koksgaseinsatz im Hüttenwerk während der ersten Ausbaustufe	76
5.6	Elektrische Leistung im Hüttenwerk während der ersten Ausbaustufe	77
5.7	Erdgaseinsatz im Hüttenwerk während der zweiten Ausbaustufe	79
5.8	Wasserstoffeinsatz im Hüttenwerk während der zweiten Ausbaustufe	79
5.9	Hochfengaseinsatz im Hüttenwerk während der zweiten Ausbaustufe	80
5.10	Konvertergaseinsatz im Hüttenwerk während der zweiten Ausbaustufe	80
5.11	Koksgaseinsatz im Hüttenwerk während der zweiten Ausbaustufe	81
5.12	Elektrische Leistung im Hüttenwerk während der zweiten Ausbaustufe	82
5.13	Erdgaseinsatz im Hüttenwerk während der dritten Ausbaustufe	83
5.14	Wasserstoffeinsatz im Hüttenwerk während der dritten Ausbaustufe	84
5.15	Elektrische Leistung im Hüttenwerk während der dritten Ausbaustufe	85
5.16	Vergleich der Energieflüsse im Hüttenwerk während der Transformation	86
5.17	Entwicklung des Primärenergiebedarfs des Hüttenwerks	90
5.18	Dauerlinie des zukünftigen Energiebezugs	92
6.1	Aufbau eines zukünftigen Hüttenwerks	97
6.2	Tagesmittelwerte der modellierten erneuerbaren Energieerzeugung	100

7.1	Energiegestehungskosten pro produzierter Tonne Rohstahl bei konstanter Stahlproduktion und Elektrolyse mit 8000 Volllaststunden	105
7.2	Kostengünstigste Nutzung der erneuerbaren Energien sowie der Speicher bei konstanter Stahlproduktion und Elektrolyse mit 8000 Volllaststunden	106
7.3	Energiegestehungskosten pro produzierter Tonne Rohstahl bei konstanter Stahlproduktion und Elektrolyse mit 5000 Volllaststunden	108
7.4	Kostengünstigste Nutzung der erneuerbaren Energien sowie der Speicher bei konstanter Stahlproduktion und Elektrolyse mit 5000 Volllaststunden	109
7.5	Energiegestehungskosten pro produzierter Tonne Rohstahl bei konstanter Stahlproduktion, Elektrolyse mit 5000 Volllaststunden und integriertem Kraftwerk . .	110
7.6	Kostengünstigste Nutzung der erneuerbaren Energien sowie der Speicher bei konstanter Stahlproduktion und Elektrolyse mit 5000 Volllaststunden und integriertem Kraftwerk	111
7.7	Energiegestehungskosten pro produzierter Tonne Rohstahl bei flexibler Stahlproduktion und Elektrolyse mit 8000 Volllaststunden	113
7.8	Kostengünstigste Nutzung der erneuerbaren Energien sowie der Speicher bei flexibler Stahlproduktion und Elektrolyse mit 8000 Volllaststunden	115
7.9	Energiegestehungskosten pro produzierter Tonne Rohstahl bei flexibler Stahlproduktion und Elektrolyse mit 5000 Volllaststunden	117
7.10	Kostengünstigste Nutzung der erneuerbaren Energien sowie der Speicher bei flexibler Stahlproduktion und Elektrolyse mit 5000 Volllaststunden	118
7.11	Energiegestehungskosten pro produzierter Tonne Rohstahl bei flexibler Stahlproduktion, Elektrolyse mit 5000 Volllaststunden und integriertem Kraftwerk	119
7.12	Kostengünstigste Nutzung der erneuerbaren Energien sowie der Speicher bei flexibler Stahlproduktion und Elektrolyse mit 5000 Volllaststunden und integriertem Kraftwerk	121
7.13	Energieflüsse pro Tonne Rohstahl der untersuchten Integrationsszenarien	122
7.14	Vergleich installierte Leistung und Abregelung erneuerbarer Energien	125
7.15	Vergleich des Batterie- und Wasserstoffspeicherbedarfs	128
7.16	Vergleich der Energiegestehungskosten	130

Tabellenverzeichnis

2.1	Variablen zur Modellierung der Kokerei	14
2.2	Parameter zur Modellierung der Kokerei	14
2.3	Variablen zur Modellierung der Hochöfen	16
2.4	Parameter zur Modellierung der Hochöfen	17
2.5	Variablen zur Modellierung der Windgebläse	18
2.6	Parameter zur Modellierung der Windgebläse	18
2.7	Variablen zur Modellierung der Kohlenstoffeinblasanlage	19
2.8	Parameter zur Modellierung der Kohlenstoffeinblasanlage	19
2.9	Variablen zur Modellierung des Stahlwerks	20
2.10	Parameter zur Modellierung des Stahlwerks	20
2.11	Parameter zur Modellierung der Konverter	21
2.12	Variablen zur Modellierung des Warmwalzwerkes	23
2.13	Parameter zur Modellierung des Warmwalzwerkes	23
2.14	Variablen zur Modellierung des Kaltwalzwerkes und der Oberflächenveredelung	24
2.15	Parameter zur Modellierung des Kaltwalzwerkes und der Oberflächenveredelung	24
2.16	Variablen zur Modellierung des Kraftwerks	26
2.17	Parameter zur Modellierung des Kraftwerks	27
2.18	Variablen zur Modellierung der Dampferzeuger	28
2.19	Parameter zur Modellierung der Dampferzeuger	29
2.20	Variablen zur Modellierung der Maschinen	31
2.21	Parameter zur Modellierung der Maschinen	32
2.22	Variablen und Parameter der Klasse Fernwärme	33
2.23	Variablen zur Modellierung der Erzvorbereitung	34
2.24	Parameter zur Modellierung der Erzvorbereitung	34
2.25	Variablen zur Modellierung und Optimierung der Wasserstoffherzeuger	35
2.26	Parameter zur Modellierung und Optimierung der Wasserstoffherzeuger	35
2.27	Variablen zur Modellierung der Brennstoffvolumenströme	37
2.28	Variablen zur Modellierung der Dampfmassenströme	40
2.29	Parameter zur Modellierung der Dampfmassenströme	40
2.30	Parameter zur Modellierung der technischen Gase	41
4.1	Variablen zur Modellierung der Elektrolyse	60
4.2	Parameter zur Modellierung der Elektrolyse	60
4.3	Variablen zur Modellierung der Direktreduktionsanlagen	62
4.4	Parameter zur Modellierung der Direktreduktionsanlagen	63
4.5	Variablen zur Modellierung der Elektrolichtbogenöfen	66
4.6	Parameter zur Modellierung der Elektrolichtbogenöfen	67
4.7	Variablen der direktreduziertes Eisen (DRI)-Lagerung	69
5.1	Energiepreise Hochlauf SALCOS	72

Tabellenverzeichnis

6.1	Angenommene Kosten zur Berechnung der Energiegestehungskosten	102
-----	---	-----

Abkürzungsverzeichnis

SCU	Smart Carbon Usage
CDA	Carbon Direct Avoidance
CCS	Carbon Capture and Storage
CCU	Carbon Capture and Usage
DRP	Direktreduktionsanlage
DRI	direktreduziertes Eisen
EAF	Elektrolightbogenofen
PEM	Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse
HTE	Hochtemperaturelektrolyse
EG	Erdgas
KG	Koksgas
HG	Hochofengas
KO	Konvertergas
MG	Mischgas
LCOE	Levelised Cost of Energy

Formelverzeichnis

Variablen

Formelzeichen	Einheit	Beschreibung
$\dot{V}$	Nm^3/h	Volumenstrom
$\dot{m}$	t/h	Massenstrom
$\dot{Q}$	$\text{GJ}_{\text{th}}/\text{h}$	Wärmestrom
P	MW_{el}	elektrische Leistung
t	h	Zeit
q	$\text{GJ}_{\text{th}}/\text{t}$	Brennstoffbedarf
HU	$\text{GJ}_{\text{th}}/\text{Nm}^3$	Heizwert
d	$\text{t}_{\text{Dampf}}/\text{t}$	spezifischer Dampfbedarf
p	$\text{MW}_{\text{el}}/\text{t}$	spezifischer elektrischer Leistungsbedarf
w	$\text{Nm}^3_{\text{Wind}}/\text{t}$	spezifischer Windbedarf
o	$\text{Nm}^3_{\text{O}_2}/\text{t}$	spezifischer Sauerstoffbedarf
n	$\text{Nm}^3_{\text{N}_2}/\text{t}$	spezifischer Stickstoffbedarf
h	$\text{Nm}^3_{\text{H}_2}/\text{t}$	spezifischer Wasserstoffbedarf
μ	–	binäre Variable
x	–	Brennstoffanteil

Hochgestellte Indizes

Index	Beschreibung
t	zeitabhängig
$\min$	Minimalwert
$\max$	Maximalwert
Δ	maximale Änderungsrate

Tiefgestellt Indizes

Index	Beschreibung
MG	Mischgas
KG	Koksgas
HG	Hochofengas
KO	Konvertergas
EG	Erdgas
H ₂	Wasserstoff
FD	Frischdampf
RE	Roheisen
DRI	direkt reduziertes Eisen
RSt	Rohstahl
WSt	Walzstahl
FK	Feinkohle
KV	Kleinverbraucher
el	elektrisch
th	thermisch
D160	160 bar-Dampf
D80	80 bar-Dampf
D20	20 bar-Dampf
D8	8 bar-Dampf
D6	6 bar-Dampf
D3	3 bar-Dampf
D160-80	Reduzierung 160- auf 80 bar-Dampf
D80-20	Reduzierung 80- auf 20 bar-Dampf
D20-8	Reduzierung 20- auf 8 bar-Dampf
D20-6	Reduzierung 20- auf 6 bar-Dampf
D8-6	Reduzierung 8- auf 6 bar-Dampf

1 Energiesystemmodellierung einer dekarbonisierten Stahlindustrie

Nach den Zielen der EU-Kommission und der Bundesregierung sollen die Treibhausgasemissionen bis 2030 auf mindestens 65 % im Vergleich zu 1990 gesenkt werden, damit im Jahr 2045 Klimaneutralität erreicht werden kann. Im Jahr 2019 verursachte die Stahlindustrie 57 Mio. t CO₂-Äquivalente, wovon 18,1 Mio. t prozessbedingt und 38,9 Mio. t energiebedingt sind. Damit macht die Stahlindustrie 29 % der Industrieemissionen und 6 % der deutschen Gesamtemissionen aus. [vgl. 1, S. 22 f] Um diese Emissionen zu senken, entwickelte die Bundesregierung gemeinsam mit der Stahlindustrie das „Handlungskonzept Stahl“ [2], welches an die „Industriestrategie 2030“ sowie den Klimaschutzplan 2050, das Klimaschutzprogramm 2030 und den European Green Deal anknüpft. Darin werden Ziele für die Transformation der Stahlindustrie benannt, damit weiterhin eine Chancengleichheit auf dem globalen Stahlmarkt besteht und Carbon Leakage vermieden wird. Aufgrund der prozessbedingten Emissionen „sind weitere Fortschritte bei der CO₂-Vermeidung und ein grundlegender klimafreundlicher Umbau der Produktionsstruktur dringend erforderlich.“ [2, S. 9]

1.1 Konzepte der Dekarbonisierung

Laut Wirtschaftsvereinigung Stahl werden in Deutschland rund 42 Millionen Tonnen Stahl pro Jahr hergestellt, wobei zwei Drittel in integrierten Hüttenwerken mit Hochöfen und Stahlwerken und ein Drittel über die Elektrostahlroute hergestellt werden. [vgl. 3, S.7] Die Ressourceneffizienz ist durch eine hohe Recyclingquote und ein umfangreiches Materialmanagement bereits sehr hoch. Auch in anderen Umweltthemen wie Staubemissionen und dem Boden- und Wassermanagement ist die Stahlindustrie in Deutschland weit fortgeschritten. Durch eine hohe Energieeffizienz konnte der spezifische Energieverbrauch der Eisen- und Stahlherstellung seit 1990 um knapp 14 % bezogen auf den Rohstahl gesenkt werden. Möglich macht diese hohe Energieeffizienz die Energieverbundwirtschaft, welche unter anderem die entstehenden Kuppelgase energetisch nutzt. Kuppelgase sind Nebenprodukte der Kokereien, Hochöfen und Konverter und beinhalten brennbare Bestandteile. In Deutschland werden im Schnitt 80 % der Kuppelgase zur Eigenstromerzeugung genutzt, 15 % in den Kokereien, Hochöfen und Konvertern wiederverwendet und 5 % in den Walzwerken eingesetzt. [vgl. 4, S. 57].

In den Hochöfen werden Koks, Kohle und Öl mit dem sogenannten Heißwind zu Kohlenstoffmonoxid umgesetzt, mit dem das Eisenerz reduziert wird. Der Einsatz dieser Reduktionsmittel sank von 1960 bis 1990 von etwa 800 kg/t_{Roheisen} auf 502 kg/t_{Roheisen} ab, seitdem sind kaum weitere Einsparungen erfolgt. Dabei macht Koks 65 % der Reduktionsmittel aus, Kohle 34 % und Öl 1 %. [vgl. 3, S.24] „Mit 502 kg/t Roheisen ist das verfahrenstechnische Minimum unter den gegebenen Rohstoffbedingungen erreicht.“ [3, S. 24] Die Reduktionsmittel sind dabei für einen Großteil der direkten CO₂-Emissionen eines integrierten Hüttenwerks verantwortlich.

Die europäische Stahlindustrie verfolgt unterschiedliche Strategien zur Senkung der CO₂-Emissionen, die in zwei Technologiepfade unterteilt werden können: Smart Carbon Usage (SCU) fasst Technologien zusammen, bei denen die Eisenherstellung weiter kohlenstoffbasiert im Hoch-

ofen erfolgt und die CO₂-Emissionen anschließend aufgefangen und genutzt (Carbon Capture and Usage (CCU)) oder gespeichert (Carbon Capture and Storage (CCS)) werden. Die CO₂-Emissionen werden somit nicht in die Atmosphäre entlassen, sondern mittel- bis langfristig in beispielsweise chemischen Produkten oder untertägigen Speichern gebunden. Im Gegensatz dazu vermeidet der Ansatz des Carbon Direct Avoidance (CDA) die Entstehung von CO₂-Emissionen direkt, indem im Prozess dekarbonisierte Reduktionsmittel eingesetzt werden. Anstelle von Koks, Kohle und Öl muss Wasserstoff oder Methan auf der Basis von erneuerbarem Strom oder erneuerbarer Strom direkt eingesetzt werden. [vgl. 5]

Der Fokus der Stahlindustrie liegt dabei auf drei innovativen Stahlherstellungsverfahren, durch die eine deutliche CO₂-Emissionsreduzierung möglich ist:

Hochofen mit CCS/CCU Durch die CO₂-Abscheidung kann der Hochofen weiterhin eingesetzt werden, wobei das CO₂ dann entweder in einer Lagerstätte gasförmig oder fest gelagert oder in der Chemieindustrie genutzt wird. Dadurch steigt der Energieverbrauch um 20 % an. Diese Technologie ist vermutlich aufgrund der hohen Investitionskosten bei gleichzeitigen Umwelt- und Sicherheitsbedenken eine Brückentechnologie. [vgl. 6, S.35]

Direktreduktion mit Wasserstoff In einer Direktreduktionsanlage wird das Eisenerz im festen Aggregatzustand mit Wasserstoff als Reduktionsmittel zu Eisenschwamm reduziert. Dieser wird dann in einem Elektrolichtbogenofen eingeschmolzen und zu Rohstahl weiterverarbeitet. Durch den Einsatz von „grünem“ Wasserstoff können erneuerbare Energien zur nahezu vollständigen CO₂-Vermeidung genutzt werden. [vgl. 6, S.37]

Eisenerzelektrolyse Vergleichbar zur Schmelzflusselektrolyse von Aluminium wird durch elektrischen Strom in einer Elektrolytlösung gelöstes Eisenoxid reduziert. Dabei entstehen an der Kathode Roheisen und an der Anode Sauerstoff. Dies ermöglicht theoretisch eine CO₂-freie Stahlerzeugung, wenn erneuerbare Energien eingesetzt werden. Die industrielle Marktreife wird jedoch voraussichtlich nicht vor 2040 erreicht werden. [vgl. 6, S.39]

Zwar kann die Hochofenroute mit CCS besser in das bestehende System der Hüttenwerke integriert werden, sie ist jedoch weiterhin von Energieimporten abhängig und benötigt umfangreiche CO₂-Speichermöglichkeiten. Die Wasserstoffdirektreduktion und die Eisenerzelektrolyse erfordern zwar einen Umbau der Hüttenwerke, durch den Einsatz kohlenstofffreier Reduktionsmittel können jedoch direkte CO₂-Emissionen und damit die Abhängigkeit von ausreichenden CO₂-Speichern vermieden werden. Da die Wasserstoffdirektreduktion technisch am ausgereiftesten ist, stellt sie aus ökonomischer und technischer Sicht das bevorzugte zukünftige Stahlherstellungsverfahren dar. [7]

Gegenüber der Eisenerzelektrolyse bietet die Wasserstoffdirektreduktion außerdem den Vorteil der zeitlichen Entkopplung von Stahlherstellung und erneuerbaren Strombedarf über die Speicherung des Wasserstoffs ohne zusätzliche Verluste bei der Rückverstromung. Dadurch können erneuerbare Erzeugungsspitzen und die damit verbundenen niedrigen Energiepreise effizienter genutzt werden. [8]

Mittelfristig stellt die erdgasbasierte Direktreduktion wegen ihrer hohen technischen Reife, potenziell guten Wirtschaftlichkeit und schnelleren Verfügbarkeit eine Brückentechnologie dar. Es können direkte CO₂-Einsparpotenziale von bis zu 60 % erreicht werden. [9] Anschließend kann schrittweise Erdgas durch Wasserstoff ersetzt werden. Damit dabei die CO₂-Emissionen sinken, muss dieser Wasserstoff mit erneuerbaren Energien erzeugt werden. Die installierte Leistung der erneuerbaren Energien und der Elektrolyse muss gleichermaßen erhöht werden, bevor der

Wasserstoffanteil in der Direktreduktion erhöht wird. [10]

Die Investitionskosten für die Elektrolysen und erneuerbaren Energien können minimiert werden, wenn die Integration der Wasserstoffdirektreduktion in das Energiesystem energetisch und ökonomisch optimiert wird. Des Weiteren bieten Hüttenwerke mit Wasserstoffdirektreduktionen und Elektrolichtbogenöfen verschiedene systemdienliche Flexibilitätsoptionen. [11] Dennoch erfordert die Umstellung der Hüttenwerke Investitionen in Milliardenhöhe. So liegt in Deutschland der Reinvestitionsbedarf bei 18,2 Mrd. € bis 2030 und 49,5 Mrd. € bis 2050 [vgl. 4, S. 67].

1.2 Das SALCOS®-Projekt der Salzgitter AG

Ziel des SALCOS®-Projekts (**Salzgitter Low CO₂ Steelmaking**) ist die Transformation des Hüttenwerks der *Salzgitter Flachstahl GmbH* zur Herstellung CO₂-armen Stahls. In drei Ausbaustufen ersetzen Direktreduktionsanlagen und Elektrolichtbogenöfen die bestehenden Hochöfen und Konverter. In den Direktreduktionsanlagen soll zunächst Erdgas als Reduktionsmittel eingesetzt und schrittweise durch Wasserstoff ersetzt werden. Der Wasserstoff wird von Elektrolysen auf dem Hüttenwerksgelände produziert und über eine Pipeline bezogen.

Derzeit erzeugen drei Hochöfen Roheisen, das in drei Konvertern zu Rohstahl weiterverarbeitet wird. Hinzu kommen zwei Kokereibatterien, die Koks für die Hochöfen bereitstellen. An die Konverter schließen sich die Sekundärmetallurgie und Stranggießanlage sowie die Walzwerke und Oberflächenbehandlung an. Diese Komponenten zur Weiterverarbeitung des Rohstahls werden weiterhin genutzt.

Die ersten SALCOS®-Anlagen sollen Ende 2025 in Betrieb gehen, die zweite Ausbaustufe ist für Ende 2030 und die dritte für Ende 2033 geplant. Durch den Zukauf erneuerbarer Energien und grünen Wasserstoffs soll dann die gesamte Stahlherstellung nahezu CO₂-frei erfolgen.

1.3 Bisherige Untersuchungen zur Dekarbonisierung eines Hüttenwerks

Das Potenzial der CO₂-Emissionsreduzierung untersuchen Otto, Robinius, Grube u. a. in [12] für verschiedene alternative Stahlherstellungsprozesse. So könnten die Emissionen des Hochofens um 46 % bis 82 % gegenüber den Werten von 1990 gesenkt werden, wobei der Brennstoffbedarf sinke, aber der elektrische Energiebedarf steige. Durch Einsatz einer Direktreduktionsanlage und eines Elektrolichtbogenofens sei mit erneuerbaren Energien eine Reduzierung der Emissionen um bis zu 95 % möglich. Die Kopplung erneuerbarer elektrischer Energie mit der Stahlproduktion, von den Autoren „Power-to-Steel“ genannt, erfordere 274 TWh zusätzliche erneuerbare Energieerzeugung zur Deckung der deutschlandweiten Stahlherstellung. [vgl. 12]

Für den Direktreduktionsprozess verglichen Sasiain, Rechberger, Spanlang u. a. die CO₂-Emissionen beim Einsatz von Erdgas und von Wasserstoff in [13]. Da sich durch die Nutzung von Wasserstoff zur Reduktion des Eisenerzes das benötigte Gasvolumen vervierfache, müsse das Prozessdesign der Direktreduktionsanlage auf die höheren Geschwindigkeiten und Druckverhältnisse ausgelegt werden. Dafür erstellen Sasiain, Rechberger, Spanlang u. a. ein Prozessmodell, welches die Direktreduktionsanlage und ihre Peripherie umfasst. Den Wasserstoffbedarf für die Reduktion schätzen Sasiain, Rechberger, Spanlang u. a. mit $482 \text{ bis } 525 \text{ Nm}^3/\text{t}_{\text{DRI}}$ ab, wobei aufgrund der endothermen Reaktion weitere $242 \text{ Nm}^3/\text{t}_{\text{DRI}}$ benötigt würden. Aufgrund des hohen Wasserstoffbedarfs könnten die CO₂-Emissionen pro Tonne Rohstahl im Vergleich zum Hochofenprozess

erst gesenkt werden, wenn die CO_2 -Intensität der elektrischen Energie unter $125 \text{ g}_{\text{CO}_2}/\text{kWh}$ sinke. [vgl. 13]

Die Direktreduktion mit Wasserstoff analysieren Vogl, Åhman und Nilsson und bewerten den Energiebedarf, die CO_2 -Emissionen, die Wirtschaftlichkeit und die Flexibilitätsoptionen in [14]. So liege der spezifische Energiebedarf für das untersuchte System bei $3,48 \text{ MWh}$ pro Tonne flüssigen Rohstahls, wobei die Elektrolyse zwei Drittel dieser Energie benötige. Daher sinke der spezifische Energiebedarf des Hüttenwerks, je mehr DRI im Elektrolichtbogenofen (EAF) durch Schrott ersetzt werde. Erneuerbarer Strom ermögliche eine starke Reduktion der CO_2 -Emissionen, da jedoch Kohlenstoff in der Direktreduktionsanlage (DRP) oder dem EAF hinzugegeben werden müsse, sei CO_2 -freier Stahl nicht möglich. Insgesamt sei aber eine Reduktion auf unter 3 % der CO_2 -Emissionen der herkömmlichen Hochofenroute möglich. [vgl. 14, S. 740]

Um diese CO_2 -Reduktion zu erreichen, müsse zukünftig die gesamte Energie über erneuerbaren Strom bezogen werden, sodass die Betriebskosten besonders abhängig vom Strompreis seien. Der Wirkungsgrad der Elektrolyse habe das größte Einsparungspotenzial, wobei hier die Investitionskosten für höhere Wirkungsgrade abgewägt werden müssen. [vgl. 14, S. 742] Großes Potenzial sehen die Autoren bei der Flexibilisierung der Produktion, um beispielsweise durch eine höhere Elektrolyseleistung in Verbindung mit einem Wasserstoffspeicher günstigere Strompreise zu nutzen. Hier seien aber noch weitere Untersuchungen hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit einer Flexibilisierung erforderlich. [vgl. 14, S. 744]

Zu vergleichbaren Ergebnissen kommen Bhaskar, Assadi und Somehsaraei in [15], wobei sie einen etwas höheren Energiebedarf der Wasserstoffdirektreduktion von $3,72 \text{ MWh}$ pro Tonne flüssigen Rohstahls ermitteln. In ihren Sensitivitätsanalysen identifizieren auch Bhaskar, Assadi und Somehsaraei den Wirkungsgrad der Elektrolyse als größten Einfluss auf den Energiebedarf und den CO_2 -Emissionsfaktor des Strommixes als größten Einfluss auf die Gesamtemissionen des Prozesses. [vgl. 15]

Eine wirtschaftliche Abschätzung der wasserstoffbasierten Stahlherstellung führen Bhaskar, Abhishek, Assadi u. a. am Beispiel der norwegischen Stahlindustrie in [16] durch. Das untersuchte Modell umfasst eine Elektrolyse mit Wasserstoffspeicher, eine DRP und einen EAF. Anhand der Investitionskosten und des Strompreises berechnen die Autoren die Produktionskosten pro Tonne Stahl für verschiedene Hüttenwerkskonfigurationen mit unterschiedlich großen Elektrolyseuren und Wasserstoffspeichern. Ein flexibler Elektrolysebetrieb senke zwar bei Teilnahme am Strommarkt die Kosten der Wasserstoffherstellung, die Einsparungen seien aber zu gering im Vergleich zu den Mehrkosten der größeren Elektrolyse. [vgl. 16]

Den Einfluss der Elektrolysetechnologie auf die Produktionskosten untersuchen Jacobasch, Herz, Rix u. a. anhand eines ökonomischen Modells in [17]. Kurzfristig sei zwar die alkalische Elektrolyse die günstigste Variante der Wasserstofferzeugung, langfristig wäre hingegen die Hochtemperaturelektrolyse durch die Möglichkeit der Abwärmenutzung des Hüttenwerks eine günstigere Alternative. [vgl. 17]

Für die detaillierte Untersuchung einer besseren Integration der Elektrolyse in den Stahlherstellungsprozess mittels DRP und EAF modellieren Müller, Herz, Reichelt u. a. in [18] diesen in einer Prozess-Simulationssoftware. Sie vergleichen die Integration einer Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (PEM) und einer Hochtemperaturelektrolyse (HTE) in den Gesamtprozess, insbesondere im Hinblick auf die Wärmeverteilung und -nutzung. So könne durch die Abwärmenutzung der DRP in der HTE die Gesamteffizienz der Direktreduktionsprozesse mit Wasserstoff gesteigert werden. Dadurch liege das CO_2 -Einsparpotenzial im Vergleich zum Hochofenprozess bei 97,8 %. [vgl. 18]

Neben der Nutzung des Wasserstoffs als Energiespeicher zeigen Haendel, Hirzel und Süß in [19], dass auch durch die Lagerung des DRI die Wasserstoff- und Stahlherstellung entkoppelt werden können. Ihr lineares Optimierungsmodell umfasse die Elektrolyse, einen Wasserstoffspeicher, die DRP und ein DRI-Lager. Als Eingangsdaten werden die erneuerbare Energieerzeugung und der DRI-Bedarf des EAF vorgegeben. Dabei gleiche der Wasserstoffspeicher die kurzfristigen Fluktuationen der erneuerbaren Energien aus, während das DRI-Lager die Produktion langfristig ausbalanciere. Die Nutzung der Speicher sei dabei kaum von den Wetterdaten abhängig. Haendel, Hirzel und Süß weisen auf den Bedarf weiterer Untersuchungen hin, welche über den gewählten Bilanzbereich der Elektrolyse und DRP hinausgehen und beispielsweise den EAF und die erneuerbaren Energien einschließen. [vgl. 19]

Die Lagerfähigkeit des DRI kann auch genutzt werden, um DRI anstelle von Wasserstoff zu importieren, wie Gielen, Saygin, Taibi u. a. anhand des Beispiels Australien in [20] zeigen. So sei die Verlagerung der energieintensiven Eisenreduzierung zur Nutzung günstigen Wasserstoffs ökonomisch vergleichbar oder besser im Vergleich zu alternativen Stahlherstellungsverfahren wie CCS. Der Transport des DRI sei anschließend einfacher als der Transport grünen Wasserstoffs. Dies führe bei großen Entfernungen zu geringeren Kosten, beispielsweise beim Transport von Australien nach Ostasien. Auf kurzen Entfernungen müssen hingegen Effizienzgewinne durch den Einsatz von heißem DRI im EAF und damit verbundene Kosteneinsparungen abgewägt werden. [vgl. 20]

Alle Autoren schließen ihre Studien und Untersuchungen mit der Frage, wie die Integration der zusätzlichen erneuerbaren Energieerzeugung und der neuen Hüttenwerke in das Energiesystem erfolgen kann. Insbesondere der technische und wirtschaftliche Einsatz von Flexibilitäten und Energiespeichern müsse untersucht werden. Dabei sei eine effiziente und wirtschaftliche Energiesystemintegration zukünftiger Hüttenwerke elementar für wettbewerbsfähigen CO₂-armen Stahl.

1.4 Lineare Modellierung integrierter Hüttenwerke

Die Energiewirtschaft ist zentraler Bestandteil der Energieversorgung integrierter Hüttenwerke. Um die komplexen Zusammenhänge zu untersuchen, muss die Energiewirtschaft in einem linearen mathematischen Modell abgebildet werden.

„Ein (mathematisches) Modell repräsentiert ein reales Problem in der Sprache der Mathematik, d. h. unter Verwendung von mathematischen Symbolen, Variablen, Gleichungen, Ungleichungen und anderen Relationen.“ [21, S. 6] Die lineare Optimierung als Unterkategorie der mathematischen Optimierung bestimmt das Maximum oder Minimum einer linearen Zielfunktion in einem durch lineare Zulässigkeitsbedingungen definierten Zustandsraum. Die Zulässigkeitsbedingungen verknüpfen die Variablen des Optimierungsproblems, welches gelöst werden soll. Die Zielfunktion wiederum gewichtet die zu optimierenden Variablen, deren Summe minimiert oder maximiert wird.

Um nichtlineare Zusammenhänge und Null-Eins-Entscheidungen abzubilden, werden die Lösungswerte einzelner Variablen auf ganzzahlige oder binäre Werte beschränkt. Diese Einschränkung mancher Variablen führt zur gemischt ganzzahligen linearen Optimierung, deren Lösung deutlich aufwändiger ist. Über binäre Variablen können der Betrieb verschiedener Komponenten eingeschränkt werden und lineare Zusammenhänge schrittweise abgebildet werden. Besteht eine Anlage zum Beispiel aus einer festen Anzahl einzelner identischer Komponenten, kann deren Betrieb mithilfe ganzzahliger Variablen abgebildet werden. [vgl. 21, S. 10] Die mathematische

Optimierung wird bereits seit vielen Jahren in der Kraftwerkseinsatzplanung verwendet und inzwischen auf Gesamtprozesse erweitert. [vgl. 21, S. 203]

Graef zeigt in [22], warum es sinnvoll ist, mithilfe der linearen Programmierung die Betriebsweise eines integrierten Hüttenwerks zu optimieren. Dabei „erweist sich die lineare Programmierung als vorteilhaft gegenüber herkömmlichen Rechenverfahren, weil eine Vielzahl von Abhängigkeiten bei gleichzeitiger Interdependenzen der Variablen zu berücksichtigen sind“ [22, S. 223]. Die Energiewirtschaft eines Hüttenwerks befasse sich mit Brennstoffen wie Kohle und Gas sowie mit verschiedenen Formen der Energie. Hierbei unterscheidet Graef die Energieformen in die Primärenergien Strom, Dampf und Gebläsewind und die Sekundärenergien Sauerstoff und Druckluft. Diese Primärenergien seien für das Optimierungsproblem relevant und der Fokus der Energiewirtschaft, während die Sekundärenergien nur einen geringen Anteil am Gesamtenergieaufwand hätten oder nicht optimiert werden könnten. [vgl. 22, S. 223]

Graef definiert als Optimierungsproblem die Verteilung der Produktion und der Primärenergien auf die Anlagen und das Verhältnis der eingesetzten Fremd- und Eigenbrennstoffe sowie des eingesetzten Fremd- und Eigenstroms. [vgl. 22, S. 224] Es „kann nur bei simultaner Lösung aller Einzelprobleme optimiert werden.“ [22, S. 225] Die Einzelprobleme hängen dabei zum einen über den teilweise eingeschränkten Brennstoffeinsatz in den Anlagen und zum anderen über die Kopplung der Energieformen in den Maschinen und Anlagen zusammen. [vgl. 22, S. 225]

In [23] legt Graef das lineare Optimierungsmodell detailliert dar. Mit Verbrauchs- und Leistungsfunktionen beschreibt er die Energiewirtschaft des Hüttenwerks, wobei in horizontale, vertikale, gekoppelte und konkurrierende Produktionen zu unterscheiden sei, um den Einfluss der verschiedenen Komponenten des Hüttenwerks aufeinander abzubilden. „Die Konstruktion des betrieblichen Vektorsystems zwingt zu einer neuen gedanklichen Durchdringung der technischen und wirtschaftlichen Zusammenhänge und ist auch leicht auf ihre Richtigkeit zu prüfen. Das Vektorsystem ist die Grundlage des linearen Programms.“ [23, S. 6] Die gemischt-ganzzahlige Programmierung erlaube die Abbildung nicht linearer Prozesse durch ganzzahlige Prozess- und Hilfsvariablen. Die Zielfunktion könne schließlich mit dem Kostenvektor, dem Einflussgrößenvektor und dem betrieblichen Vektorsystem mathematisch gelöst werden. Hierbei verbinde der Einflussgrößenvektor die Kosten mit den jeweiligen Größen im Hüttenwerk. [vgl. 23, S. 10]

Die Möglichkeit der Modellierung der Stoff- und Energieströme eines Hüttenwerks mithilfe linearer mathematischer Modell stellen auch Szargut und Ziebik in [24] vor. Darin greifen sie auf die *Theorie von Leontieff* zurück, mit welcher Produktionsprozesse linearisiert und vereinfacht werden können. Die Produktionsprozesse können in einzelne Zweige mit Zwischen-, Neben- und Endprodukten unterteilt und die benötigten Rohstoffe und Halbprodukte über Proportionalitätsfaktoren zeitunabhängig bestimmt werden. Dies setze einen stationären Prozess wie beispielsweise in einem Hüttenwerk voraus. Sie empfehlen, bei gekoppelten Prozessen ein Hauptprodukt festzulegen, anhand dessen die weiteren Nebenprodukte berechnet werden können, um den Aufwand der Lösung des linearen Modells zu vereinfachen. Stochastische Faktoren können in den durchschnittlichen Produktionskoeffizienten berücksichtigt werden, indem genügend lange Zeiträume betrachtet werden. [vgl. 24, S. 68]

Larsson analysiert in [25] die Möglichkeiten, den spezifischen Energiebedarf sowie die Umweltauswirkungen eines Stahlwerks zu minimieren. Durch Modellierung der Prozesse im Hüttenwerk der *SSAB Tunnplåt AB* zeigt er Möglichkeiten auf, wie die Energie- und Materialeffizienz gesteigert werden können. Sein gemischt ganzzahliges Optimierungsmodell des Hüttenwerks beinhaltet die Stoff- und Energieströme des betrachteten Hüttenwerks, welches aus Kokerei, Hochofen, Konverter und Stahlwerk besteht. Im Vergleich der Ergebnisse mit dem realen Betrieb stellen Larsson und Dahl in [26] fest, dass mit diesem Ansatz die Prozesse und der Betrieb gut abgebildet

werden können. So könne das Modell neue Erkenntnisse für das Energiesystem der Hütte liefern. Beispielsweise sei eine Reduzierung des spezifischen Energieeinsatzes durch einen angepassten Betrieb möglich, wobei die CO₂-Emissionen nur bedingt linear zum Energieeinsatz sinken. [vgl. 26] Ein detailliertes Modell des Hochofens erstellen Ryman, Larsson, Niemi u. a. in [27], um verschiedene Betriebsarten und zukünftige experimentelle Arbeiten untersuchen zu können. Die Ergebnisse für definierte Betriebsarten integrierten die Autoren anschließend in das Modell von [25] und analysierten den Einfluss der Betriebsart des Hochofens auf den Gesamtenergieeinsatz. Die Ergebnisse lägen im untersuchten Beispiel zwischen 5 % höheren bis 10 % niedrigeren Energiebedarfen. [vgl. 27]

In [28] zeigen Larsson, Sandberg, Dahl u. a. den Einfluss der Systemgrenzen auf die Gesamtsystemkosten bei der gemischt ganzzahligen Optimierung. So verbessere der Einbezug aller Komponenten, einschließlich des integrierten Kraftwerks, die Optimierung des Betriebs der Kokerei hinsichtlich der Gesamtkosten. Hintergrund seien die Wechselwirkungen zwischen den Komponenten über die Haupt- und Nebenprodukte. Die Ansätze der Kostenoptimierung der Energie- und Materialströme wenden Larsson, Wang, Dahl u. a. in [29] auf die Reststoffströme wie Schlacke, Schlamm, Staub und Walzunder an, welche teilweise im Hüttenwerk wiederverwendet, teilweise als Baumaterial und teilweise speziell gelagert werden. Dadurch könnten die ökologische und ökonomische Auswirkungen des Betriebs des Hüttenwerks verbessert werden. [vgl. 29]

Die Auswirkungen einer Mehrzieloptimierung analysieren Sandberg und Larsson in [30]. Dafür minimieren sie mithilfe des Optimierungsmodells aus [25] gleichzeitig die Kosten und den Energiebedarf und vergleichen die Ergebnisse mit der Optimierung lediglich einer Zielfunktion. Dadurch ließen sich Zielkonflikte identifizieren, wobei diese bei gleichzeitiger Reduzierung der CO₂-Emissionen und des Energieaufwands sehr gering seien. Allerdings werde die Optimierung dadurch aufwändiger. Einfacher wäre die Zusammenfassung mehrerer Ziele in einer Zielfunktion, indem beispielsweise die CO₂-Emissionen über einen CO₂-Preis bewertet und dann die Gesamtkosten minimiert würden. [vgl. 30]

1.5 Ziel und Methodik der Arbeit

Gegenstand dieser Arbeit ist die Abbildung der energiewirtschaftlichen Zusammenhänge eines integrierten Hüttenwerks vor, während und nach der Transformation zu einem CO₂-armen Hüttenwerk. Ziel sind dabei minimale Energiekosten für Erdgas, elektrische Energie und zukünftig Wasserstoff. Das zu entwickelnde Optimierungsmodell soll die Kuppelgase so verteilen, dass eine hohe Energie- und Kosteneffizienz erreicht wird. Dabei wird der zu deckende Energiebedarf anhand der vorgegebenen Produktionszeitreihen berechnet.

Die Daten und Prozessabläufe für die Modellierung stellte die *Salzgitter Flachstahl GmbH* bereit. Im ersten Teil der Arbeit wird ein gemischt ganzzahliges Optimierungsmodell der energiewirtschaftlichen Zusammenhänge des Hüttenwerks der *Salzgitter Flachstahl GmbH* erstellt. Das Hüttenwerk am Standort Salzgitter besteht aus folgenden Komponenten:

- Die Kokerei besteht aus zwei Batterien und erzeugt im Jahr 1,4 Mio. t Koks für die Hochöfen.
- Das Eisenerz wird in drei Hochöfen reduziert, wobei zwei je etwa 1,8 Mio. t Roheisen und einer 0,6 Mio. t Roheisen pro Jahr produzieren. Zur Hochofenanlage gehören außerdem die Erzvorbereitung, die Kohlenstoffeinblasanlage und vier Windgebläse, die erhitzte Luft durch die Hochöfen blasen.
- Im Stahlwerk wird das Roheisen in drei Konvertern zu Rohstahl weiterverarbeitet, in der anschließenden Sekundärmetallurgie veredelt und in den Stranggießanlagen zu Brammen gegossen.

- Die Brammen werden im Warmwalzwerk erhitzt und zu Flachstahl gewalzt und anschließend im Kaltwalzwerk und der Oberflächenveredelung zum gewünschten Endprodukt weiterverarbeitet.
- Die in der Kokerei, den Hochöfen und den Konvertern entstehenden Abgase enthalten noch brennbare Bestandteile und werden Kuppelgase genannt. Sie werden in den Komponenten selbst, in den Walzwerköfen und im integrierten Kraftwerk genutzt. Das Kraftwerk besteht aus fünf Dampferzeugern und sieben Maschinen zur gekoppelten Stromerzeugung. Es kann Prozessdampf auf vier Druckniveaus an das Hüttenwerk abgeben. Außerdem stellt es Fernwärme für benachbarte Energieversorger und Industrie bereit.

Das Optimierungsmodell beinhaltet die herkömmliche Hochofenroute sowie die Walzwerke und das integrierte Kraftwerk. Mithilfe von Brennstoff-, Dampf- und elektrischen Leistungsbilanzen bildet dieses Modell die energiewirtschaftlichen Zusammenhänge ab, damit diese auf bereits bestehende Flexibilitätsoptionen untersucht werden können. Das Gesamtmodell wird dabei in Untermodelle je Komponente aufgeteilt, in denen die Zusammenhänge zwischen Produktion und Energiebedarf sowie -erzeugung mit linearen Gleichungen, Ungleichungen und binären Variablen definiert werden. Eingangsdaten des Modells sind die zu produzierenden Zwischen- und Endproduktmengen Koks, Roheisen, Rohstahl und Flachstahl. Ausgehend von diesen Daten werden im ersten Schritt der Modellierung die für das Optimierungsmodell benötigten Eingangsgrößen berechnet. Mithilfe dieser Eingangsdaten und den spezifischen Parametern können die Zulässigkeitsbedingungen des Optimierungsmodells formuliert werden.

Als Datenbasis werden die Produktions- und Verbrauchsdaten aus dem Jahr 2018 verwendet, da die Produktionsmengen repräsentativ für die Transformation sind. Der Großteil der benötigten spezifischen Parameter werden aus den monatlichen und jährlichen Bilanzen, welche die Produktions- und Energiemengen beinhalten, berechnet. So können die benötigten und erzeugten Mengen Brennstoff, Dampf und technische Gase (Sauerstoff, Stickstoff und Wasserstoff) je Tonne Zwischen- oder Endprodukt berechnet werden. Die Bedarfe und Erzeugungen elektrischer Leistungen werden aus den zeitlichen Verläufen für die Komponenten summiert und können so ebenfalls auf die Produktbilanzen bezogen werden. Grenzwerte der Variablen in der Modellierung kommen teilweise aus Datenblättern, mussten aber größtenteils in Gesprächen mit den Mitarbeiter:innen der *Salzgitter Flachstahl GmbH* herausgearbeitet werden. Sie beruhen nicht auf technischen Einschränkungen, sondern auf Erfahrungswerten aus dem Betrieb.

Anschließend wird im zweiten Teil der Arbeit das Modell um die neuen Komponenten des SALCOS®-Projekts erweitert, wobei die geplanten drei Ausbaustufen untersucht werden:

1. Ausbaustufe 30 % CO₂-Einsparungen

- Zubau einer 100 MW_{el}-Elektrolyse, einer Direktreduktionsanlage und eines Elektrolichtbogenofens
- Außerbetriebnahme eines Hochofens und eines Konverters

2. Ausbaustufe 50 % CO₂-Einsparungen

- Erweiterung der Elektrolyse auf 500 MW_{el}, Bau einer zweiten Direktreduktionsanlage und eines zweiten Elektrolichtbogenofens
- Außerbetriebnahme zweiter Hochofen und zweiter Konverter sowie einer Kokereibatterie

3. Ausbaustufe 95 % CO₂-Einsparungen

- Zubau eines dritten Elektrolichtbogenofens
- Außerbetriebnahme dritter Hochofen und dritter Konverter sowie der zweiten Kokereibatterie

Die Modellierung des bestehenden Hüttenwerks bleibt bestehen und wird um die Modelle

der Elektrolyse, der Direktreduktionsanlage und des Elektrolichtbogenofens ergänzt. Die neuen Komponenten werden dabei mithilfe der Datenblätter der geplanten Anlagen modelliert. Teilweise sind hier Annahmen notwendig, die mit den Mitarbeiter:innen der *Salzgitter Flachstahl GmbH* herausgearbeitet werden.

Somit bildet das Modell die parallelen Produktionsrouten Kokerei – Hochofen – Konverter und Elektrolyse – DRP – EAF ab und verknüpft sie über die Gesamtbilanzen. Für die geplante Produktion je Ausbaustufe werden die Energieverteilung und der Einsatz des Kraftwerks simuliert. Anhand der Ergebnisse werden die zukünftige Nutzung und Verteilung der Kuppelgase analysiert und das mögliche Flexibilitätspotenzial abgeschätzt.

Nachdem im ersten und zweiten Teil dieser Arbeit die energiewirtschaftlichen Zusammenhänge des Hüttenwerks vor und während der Transformation im Fokus stehen, soll im dritten Teil die Integration eines zukünftigen Hüttenwerks in ein auf erneuerbaren Energien basierendes Energiesystem untersucht werden. Dafür wird das entwickelte Modell des Hüttenwerks der *Salzgitter Flachstahl GmbH* abstrahiert, um ein allgemeingültiges Modell zu erhalten. Dieses bildet ein CO₂-armes Hüttenwerk ab, welches nur mit Wasserstoff und erneuerbarer elektrischer Energie versorgt wird. Durch den Verzicht auf binäre und ganzzahlige Variablen zugunsten von ausschließlich kontinuierlichen Variablen kann die Komplexität des Modells des Hüttenwerks und damit verbunden der Rechenaufwand reduziert werden.

Mithilfe des abstrahierten Modells soll dann die zukünftige Energieversorgung aus erneuerbaren Energien mit elektrischen und chemischen Speichern kostenoptimiert werden. Dabei werden in sechs Szenarien die Elektrolyseleistung, eine Weiternutzung des Kraftwerks und eine flexible Produktion variiert. Je Integrationsszenario wird die kostengünstigste Versorgung mit erneuerbaren Energien für verschiedene Kombinationen von Batterie- und Wasserstoffspeicher untersucht. Für einen besseren Vergleich der Szenarien werden die Energiegestehungskosten pro Tonne produzierten Rohstahls berechnet. Abschließend werden die Ergebnisse auf das SALCOS®-Projekt übertragen und eingeordnet.

Teil I

Energiewirtschaft eines kohlenstoffbasierten Hüttenwerks

2 Modellierung der Energiewirtschaft eines Hüttenwerks

2.1 Kokerei

Der Hochofenprozess benötigt zur Reduzierung des Eisenerzes Koks als Quelle für das Reduktionsgas und als mechanische Stütze für die Gasdurchlässigkeit des Hochofens. In der Kokerei werden dafür gemahlene Kohlemischungen verkocht, indem die Kohle in luftdicht verschlossenen Öfen auf 900–1100 °C erhitzt wird. Dabei entsteht das sogenannte Koksgas (auch Koksofengas oder Kokereigas), welches abgekühlt und in Gaswäschern gereinigt wird. Das Koksgas selbst wird im Hüttenwerk als Brennstoff in verschiedenen Prozessen sowie dem Kraftwerk verwendet. [vgl. 31, S. 41]

Die Eingangszeitreihe der Kokerei ist die zu produzierende Menge Koks je Stunde, welche von den beiden Kokereibatterien hergestellt werden soll. Diese Menge kann annähernd auf die beiden Batterien aufgeteilt werden. Die Bedarfe an 20 bar- und 6 bar-Dampf sowie elektrischer Leistung sind näherungsweise nur von der Gesamtkoksmenge abhängig und können daher für die gesamte Kokerei berechnet werden. Der Brennstoffeinsatz muss jedoch für die beiden Batterien einzeln optimiert werden, da diese einzeln entweder im Normalbetrieb oder im Starkgasbetrieb gefahren werden können. Im Normalbetrieb wird eine Mischung aus Hochofengas und Konvertergas oder Koksgas zur Herstellung des Koks in den Batterien eingesetzt. Im Starkgasbetrieb wird hingegen reines Koksgas eingesetzt. Das Optimierungsmodell variiert somit zum einen die Betriebsweise je Batterie und zum anderen im Normalbetrieb die Zumischung der einzelnen Brennstoffe zur Deckung des Brennstoffbedarfs.

Für die übergeordneten Zulässigkeitsbedingungen des Optimierungsproblems werden die Koksgaserzeugung, der Dampfbedarf, die Dampferzeugung und der elektrische Leistungsbedarf anhand der Parameter der Kokerei in Tabelle 2.2 berechnet:

$$\dot{V}_{\text{KG, Erzeugung, ges}}^t = q_{\text{KG-Erzeugung}} \cdot \dot{m}_{\text{Kokes, ges}}^t \quad (2.1)$$

$$\dot{m}_{\text{D20}}^t = d_{20 \text{ bar, Bedarf}} \cdot \dot{m}_{\text{Kokes, ges}}^t \quad (2.2)$$

$$\dot{m}_{\text{D6}}^t = d_{6 \text{ bar, Bedarf}} \cdot \dot{m}_{\text{Kokes, ges}}^t \quad (2.3)$$

$$P_{\text{el}}^t = p_{\text{Bedarf}} \cdot \dot{m}_{\text{Kokes, ges}}^t \quad (2.4)$$

Ausgehend von der zu produzierenden Menge Koks pro Stunde kann je Kokereibatterie der Brennstoffeinsatz zur Minimierung der Energiekosten des Hüttenwerks variiert werden. Dafür wird zuerst mit den Parametern in Tabelle 2.2 der Brennstoffbedarf für die Verkokung sowie der Volumenstrom des Mischgases, welches sich aus dem Brennstoffbedarf und dem Sollheizwert des Mischgases ergibt, berechnet.

$$\dot{Q}_{\text{Batterie}}^t = q_{\text{Batterie}} \cdot \dot{m}_{\text{Kokes}}^t \quad (2.5)$$

$$\dot{V}_{\text{Zumischung}}^t = \frac{\dot{Q}^t}{H U_{\text{scf}}} \quad (2.6)$$

Tabelle 2.1: Variablen zur Modellierung der Kokerei

Formelzeichen	Einheit	Beschreibung
$\dot{m}_{\text{Koks, ges}}^t$	tKoks/h	Gesamtmassenstrom Koks
$\dot{Q}_{\text{ges}}^t$	GJ _{th} /h	Brennstoffbedarf
$\dot{V}_{\text{HG}}^t$	Nm ³ _{HG} /h	Volumenstrom Hochofengas Zumischung
$\dot{V}_{\text{KO}}^t$	Nm ³ _{KO} /h	Volumenstrom Konvertergas Zumischung
$\dot{V}_{\text{KG, Normalbetrieb}}^t$	Nm ³ _{KG} /h	Volumenstrom Koksgas Zumischung
$\dot{V}_{\text{KG, Starkgasbetrieb}}^t$	Nm ³ _{KG} /h	Volumenstrom Koksgas Starkgasbetrieb
$\dot{V}_{\text{KG, Erzeugung, ges}}^t$	Nm ³ _{KG} /h	Volumenstrom erzeugtes Koksgas
$\dot{m}_{\text{D20}}^t$	tDampf/h	Massenstrom 20 bar-Dampf
$\dot{m}_{\text{D6}}^t$	tDampf/h	Massenstrom 6 bar-Dampf
$P_{\text{el, ges}}^t$	MW	el. Leistung
$\mu_{\text{Normalbetrieb}}^t$	—	binäre Variable Normalbetrieb
$\mu_{\text{Starkgasbetrieb}}^t$	—	binäre Variable Starkgasbetrieb

Tabelle 2.2: Parameter zur Modellierung der Kokerei

Formelzeichen	Einheit	Beschreibung
q_{Batterie}	GJ _{th} /tKoks	Brennstoffbedarf
$q_{\text{KG-Erzeugung}}$	GJ _{th} /tKoks	erzeugte Koksgasmenge
$d_{20 \text{ bar, Bedarf}}$	tDampf/tKoks	Dampfbedarf 20 bar
$d_{6 \text{ bar, Bedarf}}$	tDampf/tKoks	Dampfbedarf 6 bar
p_{Bedarf}	kWh/tKoks	el. Leistungsbedarf
HU_{Soll}	kJ _{th} /Nm ³	Sollheizwert des Mischgases

Die zentrale Zulässigkeitsbedingung der Kokerei ist die folgende Leistungsbilanz, welche die Volumenströme der Brennstoffe mit dem Brennstoffbedarf verknüpft.

$$\dot{V}_{\text{HG}}^t \cdot HU_{\text{HG}}^t + \dot{V}_{\text{KO}}^t \cdot HU_{\text{KO}}^t + \left(\dot{V}_{\text{KG, Normalbetrieb}}^t + \dot{V}_{\text{KG, Starkgas}}^t \right) \cdot HU_{\text{KG}}^t = \dot{Q}^t \quad (2.7)$$

Während des Normalbetriebs wird die Mischung der Brennstoffe anhand folgender Volumenstrombilanz vorgegeben, sodass der Sollheizwert eingehalten wird.

$$\dot{V}_{\text{HG}}^t + \dot{V}_{\text{KO}}^t + \dot{V}_{\text{KG, Normalbetrieb}}^t = \mu_{\text{Normalbetrieb}}^t \cdot \dot{V}_{\text{Zumischung}}^t \quad (2.8)$$

Damit Starkgas- und Normalbetrieb nicht gleichzeitig stattfinden, muss zusätzlich zur binären Variable $\mu_{\text{Normalbetrieb}}^t$ die den Normalbetrieb anzeigt, eine binäre Variable $\mu_{\text{Starkgasbetrieb}}^t$ für den Starkgasbetrieb eingeführt werden. Diese wird mithilfe der folgenden Ungleichung anhand eines theoretischen maximalen Volumenstroms an Koksgas bestimmt:

$$\dot{V}_{\text{KG, Starkgasbetrieb}}^t \leq \mu_{\text{Starkgasbetrieb}}^t \cdot 250000 \text{ Nm}^3 \quad (2.9)$$

Mit folgender Ungleichung wird dann verhindert, dass Starkgas- und Normalbetrieb gleichzeitig stattfinden:

$$\mu_{\text{Normalbetrieb}}^t + \mu_{\text{Starkgasbetrieb}}^t \leq 1 \quad (2.10)$$

Mit den Zulässigkeitsbedingungen werden die Energieströme der Kokerei im Optimierungsmodell abgebildet.

2.2 Hochofenanlage

Die Hochofenanlage ist der Kern der Roheisenproduktion im Hüttenwerk. Hier werden die Oxide im Eisenerz reduziert und Verunreinigungen über die Schlacke entfernt. Der in der Kokerei produzierte Koks stellt dabei die benötigte Energie für das Aufschmelzen des Erzes und den Reduktionsprozess durch eine Verbrennung zur Verfügung. Der Prozess wird mit Additiven, Wind und Sauerstoff gesteuert. Das flüssige Roheisen wird im unteren Bereich des Hochofens abgestochen und mit Torpedopfannen zur Weiterverarbeitung ins Stahlwerk transportiert. Das entstehende Hochofengas, auch Gichtgas genannt, wird eingefangen, gereinigt und zur Erhitzung des Winds verwendet sowie dem Hüttenwerk zur Nutzung in anderen Prozessen und dem Kraftwerk zugeführt. [vgl. 31, S. 57]

Der Hochofenbetrieb der *Salzgitter Flachstahl GmbH* setzt sich aus den Hochöfen A, B und C, den Windgebläsen G8 bis G11 sowie der Kohlenstoffeinblasanlage zusammen. Die vorgegebenen Eingangsdaten der Hochöfen sind die zu produzierenden Mengen Roheisen je Hochofen, aus denen sich der Windbedarf als Eingangsgröße für die Gebläse und der Feinkohlebedarf für die Kohlenstoffeinblasanlage ergeben.

In den nachfolgend beschriebenen Modellen der Hochöfen (Kapitel 2.2.1), Windgebläse (Kapitel 2.2.2) und Kohlenstoffeinblasanlage (Kapitel 2.2.3) werden die Eingangsgrößen mithilfe von spezifischen Faktoren weiterverarbeitet und in den Zulässigkeitsbedingungen des übergeordneten Optimierungsmodells (Kapitel 2.7) verwendet.

2.2.1 Hochöfen

Die Hochöfen A und B der *Salzgitter Flachstahl GmbH* sind nahezu baugleich, Hochofen C ist kleiner und nutzt aufgrund seiner anderen Bauart keine Feinkohle zur Reduktion. Ausgehend von dem zu produzierenden Massenstrom Roheisen je Hochofen wird für jeden Hochofen der notwendige Massenstrom Feinkohle, der benötigte Volumenstrom Wind sowie die Hochofengaserzeugung berechnet.

$$\dot{m}_{\text{FK}}^t = m_{\text{Feinkohle}} \cdot \dot{m}_{\text{RE}}^t \text{ nur HoA und HoB} \quad (2.11)$$

$$\dot{V}_{\text{Wind}}^t = w_{\text{Bedarf}} \cdot \dot{m}_{\text{RE}}^t \quad (2.12)$$

$$\dot{V}_{\text{HG, Erzeugung}}^t = q_{\text{HG-Erzeugung}} \cdot \dot{m}_{\text{RE}}^t \quad (2.13)$$

Der Heizwert des erzeugten Hochofengases ist vom eingesetzten Möller (Mischung aus Eisenerz, Koks und Additiven) abhängig und wird daher für die Modellierung als Eingangszeitreihe je Hochofen vorgegeben. Damit der Heizwert des insgesamt erzeugten Hochofengases im übergeord-

Tabelle 2.3: Variablen zur Modellierung der Hochöfen

Formelzeichen	Einheit	Beschreibung
$\dot{m}_{\text{RE}}^t$	t _{RE} /h	Massenstrom Roheisen
$\dot{m}_{\text{FK}}^t$	t _{FK} /h	Massenstrom Feinkohle Hochofen A und B
$\dot{V}_{\text{Wind}}^t$	Nm _{Wind} ³ /h	Volumenstrom Wind
$\dot{V}_{\text{HG, Erzeugung}}^t$	Nm _{HG} ³ /h	Volumenstrom Hochofengaserzeugung
HU_{HG}^t	GJ _{th} /Nm _{HG} ³	Heizwert Hochofengas
$\dot{V}_{\text{HG, Wind}}^t$	Nm _{HG} ³ /h	Volumenstrom Hochofengas Winderhitzung
$\dot{V}_{\text{KO, Wind}}^t$	Nm _{KO} ³ /h	Volumenstrom Konvertergas Winderhitzung
$\dot{V}_{\text{EG, Wind}}^t$	Nm _{EG} ³ /h	Volumenstrom Erdgas zur Winderhitzung
$\dot{V}_{\text{EG, KV}}^t$	Nm _{EG} ³ /h	Volumenstrom Erdgas Kleinverbraucher
$\dot{m}_{\text{D8}}^t$	t _{Dampf} /h	Massenstrom 8 bar-Dampf Hochofen A und B
$\dot{m}_{\text{D6}}^t$	t _{Dampf} /h	Massenstrom 6 bar-Dampf Hochofen C
$P_{\text{el, Bedarf}}^t$	MW	el. Leistungsbedarf
$P_{\text{el, Erzeugung}}^t$	MW	el. Leistungserzeugung Hochofen A und B
$\dot{V}_{\text{Sauerstoff}}^t$	Nm _{O₂} ³ /h	Volumenstrom Sauerstoff
$\dot{V}_{\text{Stickstoff, 5 bar}}^t$	Nm _{N₂} ³ /h	Volumenstrom 5 bar-Stickstoff Hochofen C

neten Optimierungsmodell eingesetzt werden kann, muss der volumengewichtete Gesamtheizwert berechnet werden.

$$\begin{aligned}
HU_{\text{HG, ges}}^t &= HU_{\text{HG, HoA}}^t \cdot \frac{\dot{V}_{\text{HG, Erzeugung, HoA}}^t}{\dot{V}_{\text{HG, Erzeugung}}^t} + HU_{\text{HG, HoB}}^t \cdot \frac{\dot{V}_{\text{HG, Erzeugung, HoB}}^t}{\dot{V}_{\text{HG, Erzeugung}}^t} \\
&\quad + HU_{\text{HG, HoC}}^t \cdot \frac{\dot{V}_{\text{HG, Erzeugung, HoC}}^t}{\dot{V}_{\text{HG, Erzeugung}}^t}
\end{aligned} \tag{2.14}$$

Des Weiteren wird der Hochofengasbedarf für die Winderhitzer (Cowper genannt) anhand der Produktionsmenge Roheisen berechnet. In Hochofen C wird zusätzlich Konvertergas zur Winderhitzung eingesetzt, das aber, sollte kein Konvertergas vorhanden sein, durch Erdgas ersetzt werden kann.

$$\dot{V}_{\text{HG, Bedarf}}^t = q_{\text{Winderhitzer}} \cdot \dot{m}_{\text{RE}}^t \cdot \frac{1}{HU_{\text{HG}}^t} \tag{2.15}$$

$$\dot{V}_{\text{Additive, Bedarf}}^t = q_{\text{Winderhitzer, Additive}} \cdot \dot{m}_{\text{RE}}^t \cdot \frac{1}{HU_{\text{Ko}}^t} \text{ nur Hochofen C} \tag{2.16}$$

Diverse Nebenaggregate der Hochöfen benötigen Erdgas, welches in Abhängigkeit der Roheisenproduktion separat berechnet wird:

$$\dot{V}_{\text{EG, KV}}^t = q_{\text{EG, KV}} \cdot \dot{m}_{\text{RE}}^t \tag{2.17}$$

Tabelle 2.4: Parameter zur Modellierung der Hochofen

Formelzeichen	Einheit	Beschreibung
$m_{\text{Feinkohle}}$	$t_{\text{FK}}/t_{\text{RE}}$	Feinkohlebedarf
w_{Bedarf}	$\text{Nm}^3_{\text{Wind}}/t_{\text{RE}}$	Windbedarf
$q_{\text{HG-Erzeugung}}$	$\text{Nm}^3_{\text{HG}}/t_{\text{RE}}$	Hochofengaserzeugung
$q_{\text{Winderhitzer}}$	$\text{GJ}_{\text{th}}/t_{\text{RE}}$	Brennstoffbedarf Winderhitzer
$q_{\text{EG, KV}}$	$\text{GJ}_{\text{th}}/t_{\text{RE}}$	Brennstoffbedarf Kleinverbraucher
$d_{8 \text{ bar, Bedarf}}$	$t_{\text{Dampf}}/t_{\text{RE}}$	8 bar-Dampfbedarf
$d_{6 \text{ bar, Bedarf}}$	$t_{\text{Dampf}}/t_{\text{RE}}$	6 bar-Dampfbedarf
p_{Bedarf}	kWh/t_{RE}	el. Leistungsbedarf
$p_{\text{Erzeugung}}$	kWh/t_{RE}	Stromerzeugung Expansionsturbinen
o_{Bedarf}	$\text{Nm}^3_{\text{O}_2}/t_{\text{RE}}$	Sauerstoffbedarf
n_{Bedarf}	$\text{Nm}^3_{\text{N}_2}/t_{\text{RE}}$	Stickstoffbedarf

Zudem wird der Dampfbedarf der Hochofen über folgende Formeln berechnet, wobei 6 bar-Dampf nur von Hochofen C benötigt wird:

$$\dot{m}_{\text{DS}}^t = d_{8 \text{ bar, Bedarf}} \cdot \dot{m}_{\text{RE}}^t \quad (2.18)$$

$$\dot{m}_{\text{DG}}^t = d_{6 \text{ bar, Bedarf}} \cdot \dot{m}_{\text{RE}}^t \text{ nur Hochofen C} \quad (2.19)$$

Anschließend wird der elektrische Leistungsbedarf abhängig von der Roheisenmenge je Hochofen berechnet. Bei den Hochofen A und B kann mit einer Expansionsturbine elektrische Leistung erzeugt werden, wenn mehr als 160000 Nm^3 Wind benötigt wird.

$$P_{\text{el, Bedarf}}^t = p_{\text{Bedarf}} \cdot \dot{m}_{\text{RE}}^t \quad (2.20)$$

$$P_{\text{el, Erzeugung}}^t = p_{\text{Erzeugung}} \cdot \dot{V}_{\text{Wind}}^t \quad \text{wenn } \dot{V}_{\text{Wind}}^t \geq 160000 \text{ Nm}^3 \quad (2.21)$$

Zuletzt wird die Sauerstoffmenge, welche in den Volumenstrom des Windes eingespeist wird und zur Lenkung des Reduktionsprozesses benötigt wird, berechnet.

$$\dot{V}_{\text{Sauerstoff}}^t = o_{\text{Bedarf}} \cdot \dot{m}_{\text{RE}}^t \quad (2.22)$$

Außerdem wird in Hochofen C Stickstoff eingesetzt.

$$\dot{V}_{\text{Stickstoff, 5 bar}}^t = n_{\text{Bedarf}} \cdot \dot{m}_{\text{RE}}^t \text{ nur Hochofen C} \quad (2.23)$$

Da die chemischen und thermischen Prozesse im Hochofen genau gesteuert werden müssen, können die eingesetzten Brennstoff-, Dampf- und elektrische Leistungsmengen nicht variiert werden. Daher werden bei den Hochofen keine Zulässigkeitsbedingungen definiert. Die berechneten Größen werden als Eingangsgrößen der Zulässigkeitsbedingungen im übergeordneten Optimierungsmodell (Kapitel 2.7) eingesetzt.

Tabelle 2.5: Variablen zur Modellierung der Windgebläse

Formelzeichen	Einheit	Beschreibung
$\dot{V}_{\text{Wind}}^t$	$\text{Nm}_{\text{Wind}}^3/\text{h}$	Volumenstrom erzeugter Wind
$\dot{m}_{\text{D80}}^t$	$\text{t}_{\text{Dampf}}/\text{h}$	Massenstrom 80 bar-Dampf
$\dot{P}_{\text{el}}^t$	MW	zeitabhängige elektrische Leistung
$\mu_{\text{Versorgung Hochofen}}^t$	—	Versorgung Hochofen A, B oder C
$\mu_{\text{Versorgung Pfannenheizung}}^t$	—	Versorgung Pfannenheizung
$\mu_{\text{Trudelbetrieb}}^t$	—	Trudelbetrieb

Tabelle 2.6: Parameter zur Modellierung der Windgebläse

Formelzeichen	Einheit	Beschreibung
d	kg/Nm^3	Dampfbedarf
$d_{\text{Trudelbetrieb}}$	$\text{t}_{\text{Dampf}}/\text{h}$	Dampfbedarf Trudelbetrieb
p	kWh/Nm^3	Strombedarf
$p_{\text{Trudelbetrieb}}$	MW	Strombedarf Trudelbetrieb

2.2.2 Windgebläse

Der Wind für die Hochöfen A und B wird von den Dampfgebläsen G8 und G9, welche mit 80 bar-Dampf aus dem Kraftwerk betrieben werden, sowie dem Elektrogebläse G10, welches mit elektrischer Energie betrieben wird, bereitgestellt. Der Hochofen C wird über ein weiteres Elektrogebläse G11 versorgt. Außerdem wird die Heizung der Torpedopfannen mit Wind versorgt.

Die vorgegebenen Eingangsgrößen umfassen erstens binäre Variablen, welche vorgeben, welches Gebläse welchen Hochofen versorgt. Zweitens wird je Gebläse über eine binäre Variable vorgegeben, ob das Gebläse sich im Trudelbetrieb befindet. In diesem Betriebszustand erzeugt das Gebläse Wind, der abgeblasen wird, um bei Ausfällen anderer Gebläse sofort die Windversorgung der Hochöfen zu übernehmen und deren Betrieb zu sichern. Die benötigte Windmenge wird in Kapitel 2.2.1 anhand der Roheisenmenge berechnet beziehungsweise im Falle der Torpedopfannenheizung vorgegeben.

Für die Dampfgebläse G8 und G9 wird der Massenstrom 80 bar-Dampf über den benötigten Volumenstrom Wind berechnet. Wenn die Windgebläse einem Hochofen zugeordnet sind, während dieser kein Roheisen produziert und dementsprechend keinen Wind benötigt, befinden sich diese Gebläse im Trudelbetrieb. Dann wird eine konstante Menge 80 bar-Dampf benötigt.

$$\dot{m}_{\text{D80}}^t = d \cdot \dot{V}_{\text{Wind}}^t \quad (2.24)$$

$$\dot{m}_{\text{D80, Trudelbetrieb}}^t = \mu_{\text{Trudelbetrieb}}^t \cdot d_{\text{Trudelbetrieb}} \quad (2.25)$$

Für die E-Gebläse G10 und G11 wird die benötigte elektrische Leistung nach der folgenden Gleichung berechnet. Das Gebläse G10 kann ebenfalls in einen Trudelbetrieb übergehen, wenn der zugeordnete Hochofen kein Roheisen produziert, und verbraucht dann eine konstante elektrische

Tabelle 2.7: Variablen zur Modellierung der Kohlenstoffeinblasanlage

Formelzeichen	Einheit	Beschreibung
$\dot{m}_{\text{FK}}^t$	t/h	Massenstrom Feinkohle
$\dot{V}_{\text{HG}}^t$	Nm ³ /h	Volumenstrom Hochofengas
$\dot{V}_{\text{EG}}^t$	Nm ³ /h	Volumenstrom Erdgas
P_{el}^t	MW	elektrische Leistung der KEA
$\dot{V}_{\text{Stickstoff, 17 bar}}^t$	Nm ³ /h	Volumenstrom Stickstoff

Tabelle 2.8: Parameter zur Modellierung der Kohlenstoffeinblasanlage

Formelzeichen	Einheit	Beschreibung
q_{HG}	kJ _{th} /t _{FK}	Hochofengasbedarf
q_{EG}	kJ _{th} /t _{FK}	Erdgasbedarf
p	kW/t _{FK}	Strombedarf
n	Nm ³ _{N₂} /t _{FK}	Stickstoffbedarf

Leistung.

$$\dot{P}_{\text{el}}^t = p \cdot \dot{V}_{\text{Wind}}^t \quad (2.26)$$

$$P_{\text{el, Trudellbetrieb, G10}}^t = \mu_{\text{Trudellbetrieb}}^t \cdot P_{\text{Trudellbetrieb}}^t \quad (2.27)$$

Die Zuordnung der Windgebläse zu den Hochöfen erfolgt über Eingangszeitreihen und kann nicht optimiert werden, da diese teilweise prozessbedingt ausgewählt werden müssen. Daher werden für die Windgebläse keine Zulässigkeitsbedingungen definiert, ihre Dampf- und Leistungsbedarfe werden lediglich in den Zulassungsbedingungen des übergeordneten Optimierungsmodells (Kapitel 2.7) eingesetzt.

2.2.3 Kohlenstoffeinblasanlage

Die Kohlenstoffeinblasanlage stellt die benötigte Feinkohlemenge der Hochöfen A und B bereit. Ausgehend von der zu produzierenden Menge Feinkohle ergeben sich die Bedarfe der Kohlenstoffeinblasanlage über die Parameter in Tabelle 2.8.

$$\dot{V}_{\text{HG}}^t = q_{\text{HG}} \cdot \dot{m}_{\text{FK}}^t \quad (2.28)$$

$$\dot{V}_{\text{EG}}^t = q_{\text{EG}} \cdot \dot{m}_{\text{FK}}^t \quad (2.29)$$

$$P_{\text{el}}^t = p \cdot \dot{m}_{\text{FK}}^t \quad (2.30)$$

$$\dot{V}_{\text{Stickstoff, 17 bar}}^t = n \cdot \dot{m}_{\text{FK}}^t \quad (2.31)$$

Da es sich hierbei nur um geringe Bedarfe handelt, ist im Optimierungsmodell irrelevant, den Einsatz von Hochofengas und Erdgas zu variieren. Die Bedarfe gehen daher nur als Eingangsgrößen in das übergeordnete Optimierungsmodell (Kapitel 2.7) ein.

Tabelle 2.9: Variablen zur Modellierung des Stahlwerks

Formelzeichen	Einheit	Beschreibung
$\dot{m}_{\text{RE}}^{\text{t}}$	t _{RE} /h	Massenstrom Roheisen
$\dot{m}_{\text{RSt fest}}^{\text{t}}$	t _{RSt fest} /h	Massenstrom Rohstahl fest
$\dot{V}_{\text{KO, Erzeugung}}^{\text{t}}$	Nm _{KO} ³ /h	Volumenstrom erzeugtes Konvertergas
$\dot{V}_{\text{KG}}^{\text{t}}$	Nm _{KG} ³ /h	Volumenstrom Koksgas
$\dot{V}_{\text{EG}}^{\text{t}}$	Nm _{EG} ³ /h	Volumenstrom Erdgas
$\dot{m}_{\text{D20}}^{\text{t}}$	t _{Dampf} /h	Massenstrom Dampf 20 bar
$\dot{m}_{\text{D8}}^{\text{t}}$	t _{Dampf} /h	Massenstrom Dampf 8 bar
$\dot{m}_{\text{D6}}^{\text{t}}$	t _{Dampf} /h	Massenstrom Dampf 6 bar
P_{el}^{t}	MW	el. Leistungsbedarf
$\dot{V}_{\text{Sauerstoff}}^{\text{t}}$	Nm _{O₂} ³ /h	Volumenstrom Sauerstoff
$\dot{V}_{\text{Stickstoff, 30 bar}}^{\text{t}}$	Nm _{N₂} ³ /h	Volumenstrom Stickstoff 30 bar
$\dot{V}_{\text{Stickstoff, 5 bar}}^{\text{t}}$	Nm _{N₂} ³ /h	Volumenstrom Stickstoff 5 bar

Tabelle 2.10: Parameter zur Modellierung des Stahlwerks

Formelzeichen	Einheit	Beschreibung
$q_{\text{KG, Bedarf, Stahlwerk}}$	GJ/t _{RSt fest}	Koksgasbedarf
$q_{\text{EG, Bedarf, Stahlwerk}}$	GJ/t _{RSt fest}	Erdgasbedarf
$d_{20 \text{ bar, Stahlwerk}}$	kgDampf/t _{RSt fest}	20 bar-Dampfbedarf
$d_{6 \text{ bar, Stahlwerk}}$	kgDampf/t _{RSt fest}	6 bar-Dampfbedarf
$p_{\text{el, Stahlwerk}}$	kWh/t _{RSt fest}	el. Leistungsbedarf
$o_{\text{Stahlwerk}}$	Nm _{O₂} ³ /t _{RSt fest}	Sauerstoffbedarf
$n_{30 \text{ bar, Stahlwerk}}$	Nm _{N₂} ³ /t _{RSt fest}	30 bar-Stickstoffbedarf
$n_{5 \text{ bar Stahlwerk}}$	Nm _{N₂} ³ /t _{RSt fest}	5 bar-Stickstoffbedarf

2.3 Stahlwerk

Das Roheisen aus den Hochöfen wird mittels Torpedopfannen zum Stahlwerk geliefert, wo es in Konvertern mithilfe des Linz-Donawitz-Verfahrens (kurz: LD-Verfahren) zu Rohstahl weiterverarbeitet wird. Dieser wird in der Sekundärmetallurgie des Stahlwerks weiter veredelt und in den Stranggießanlagen in sogenannte Brammen gegossen. Diese werden dann als fester Rohstahl in den nachgelagerten Walzwerken weiterverarbeitet.

Das Stahlwerk der *Salzgitter Flachstahl GmbH* besteht aus drei Konvertern und der Sekundärmetallurgie sowie den Stranggießanlagen. Die Konverter erzeugen das sogenannte Konvertergas und sind neben der Kokerei und den Hochöfen die dritte Quelle für Kuppelgase im Hüttenwerk. Die erzeugte Menge Konvertergas und die eingesetzte Menge Erdgas sind linear abhängig von der erzeugten Rohstahlmenge, wobei im Modell die Menge festen Rohstahls betrachtet wird. Bei der Modellierung werden die spezifischen Parameter der Konverter und des übrigen Stahlwerks unterschieden, um die spätere Implementierung der Elektrolichtbogenöfen, welche in das Stahlwerk

Tabelle 2.11: Parameter zur Modellierung der Konverter

Formelzeichen	Einheit	Beschreibung
r_{RE}	$t_{\text{RSt fest}}/t_{\text{RE}}$	Rohstahlerzeugung aus Roheisen
$q_{\text{KO, Erzeugung}}$	$\text{GJ}/t_{\text{RSt fest}}$	Konvertergaserzeugung
$q_{\text{EG, Bedarf, Konverter}}$	$\text{GJ}/t_{\text{RSt fest}}$	Erdgasbedarf
$d_{20 \text{ bar, Konverter}}$	$\text{kgDampf}/t_{\text{RSt fest}}$	20 bar-Dampfbedarf
$d_{8 \text{ bar, Erzeugung, Konverter}}$	$\text{kgDampf}/t_{\text{RSt fest}}$	8 bar-Dampferzeugung
$d_{8 \text{ bar, Konverter}}$	$\text{kgDampf}/t_{\text{RSt fest}}$	8 bar-Dampfbedarf
$p_{\text{el, Konverter}}$	$\text{kWh}/t_{\text{RSt fest}}$	Strombedarf
$o_{\text{Konverter}}$	$\text{Nm}^3/t_{\text{RSt fest}}$	Sauerstoffbedarf
$n_{30 \text{ bar, Konverter}}$	$\text{Nm}^3/t_{\text{RSt fest}}$	Stickstoffbedarf 30 bar

integriert werden, zu vereinfachen.

Als Eingangsgröße des Stahlwerks wird die produzierte Roheisenmenge der Hochöfen verwendet, welche in den Konvertern zu flüssigem Rohstahl und in der Stranggießanlage zu festem Rohstahl in Form von Brammen verarbeitet wird. Die Verbrauchsmengen der Sekundärmetallurgie und der Stranggießanlage werden hierbei abhängig von der festen Rohstahlmenge berechnet. Hinzu kommen die Verbräuche der Konverter.

Im Stahlwerk wird zum einen Konvertergas in den Konvertern bei der Rohstahlveredelung erzeugt.

$$\dot{V}_{\text{KO, Erzeugung}}^t = q_{\text{KO, Erzeugung}} \cdot \dot{m}_{\text{RSt fest}}^t \quad (2.32)$$

Zum anderen wird Koksgas zur Warmhaltung verschiedener Komponenten der Konverter benötigt, und Erdgas in den Konvertern und in der Stranggießanlage eingesetzt.

$$\dot{V}_{\text{KG}}^t = q_{\text{KG, Bedarf, Konverter}} \cdot \dot{m}_{\text{RSt fest}}^t \cdot \frac{1}{HU_{\text{KG}}^t} \quad (2.33)$$

$$\dot{V}_{\text{EG}}^t = (q_{\text{EG, Bedarf, Konverter}} + q_{\text{EG, Bedarf, Stahlwerk}}) \cdot \dot{m}_{\text{RSt fest}}^t \cdot \frac{1}{HU_{\text{EG}}^t} \quad (2.34)$$

Die Konverter benötigen 20 bar-Dampf und geben 8 bar-Dampf ab. Das übrige Stahlwerk benötigt ebenfalls 20 bar-Dampf und zusätzlich 6 bar-Heizdampf. Diese Mengen werden über die entsprechenden Parameter in Tabelle 2.10 berechnet.

$$\dot{m}_{\text{Dampf, 20 bar}}^t = (d_{20 \text{ bar, Konverter}} + d_{20 \text{ bar, Stahlwerk}}) \cdot \dot{m}_{\text{RSt fest}}^t \quad (2.35)$$

$$\dot{m}_{\text{Dampf, 8 bar}}^t = (d_{8 \text{ bar, Erzeugung, Konverter}} - d_{8 \text{ bar, Konverter}}) \cdot \dot{m}_{\text{RSt fest}}^t \quad (2.36)$$

$$\dot{m}_{\text{D6}}^t = d_{6 \text{ bar, Stahlwerk}} \cdot \dot{m}_{\text{RSt fest}}^t \quad (2.37)$$

Abschließend wird die elektrische Gesamtleistung des Stahlwerks berechnet, welche sich aus dem Verbrauch der Konverter und des restlichen Stahlwerks zusammensetzen.

$$P_{\text{el}}^t = (p_{\text{el, Konverter}} + p_{\text{el, Stahlwerk}}) \cdot \dot{m}_{\text{RSt fest}}^t \quad (2.38)$$

Hinzu kommen die sonstigen Bedarfe an Sauerstoff und Stickstoff:

$$\dot{V}_{\text{Sauerstoff}}^t = (o_{\text{Konverter}} + o_{\text{Stahlwerk}}) \cdot \dot{m}_{\text{RSt fest}}^t \quad (2.39)$$

$$\dot{V}_{\text{Stickstoff, 30 bar}}^t = (n_{30 \text{ bar, Konverter}} + n_{30 \text{ bar, Stahlwerk}}) \cdot \dot{m}_{\text{RSt fest}}^t \quad (2.40)$$

$$\dot{V}_{\text{Stickstoff, 5 bar}}^t = n_{5 \text{ bar, Stahlwerk}} \cdot \dot{m}_{\text{RSt fest}}^t \quad (2.41)$$

Wie bei der Hochofenanlage ist das Stahlwerk darauf ausgelegt, eine relativ konstante Menge Rohstahl zu erzeugen. Daher können die Bedarfe sowie die Konvertergaserzeugung nicht im Optimierungsmodell variiert werden. Die hier berechneten Mengen werden in die Zulässigkeitsbedingungen des übergeordneten Optimierungsmodells (Kapitel 2.7) eingesetzt.

2.4 Walzwerke und Oberflächenbehandlung

Im Warmwalzwerk wird fester Rohstahl in Form von Brammen aus dem Stahlwerk zu Flachstahl gewalzt und anschließend teilweise im Kaltwalzwerk weiter veredelt. Ein Warmwalzwerk besteht aus einem oder mehreren Erwärmungsöfen, in denen die Brammen über die Rekristallisationstemperatur von ca. 1250° erwärmt werden. Es folgt eine Entzunderungsanlage, die Rollenförderstrecke, das Warmwalzgerüst und das Kühlbett. Der Walzprozess kann mit verschiedenen Gerüsttypen erfolgen, sodass verschiedene Lang- oder Breitflachprodukte hergestellt werden können. [vgl. 32, S. 291]

Zu Coils aufgewickelte Breitflachprodukte des Warmwalzwerkes werden teilweise im Kaltwalzwerk weiterverarbeitet. Dabei wird das Coil abgewickelt und in einer Beize gereinigt, bevor es vorgewalzt und in einer Haubenglühe erwärmt wird. Die gewünschten mechanischen und technologischen Eigenschaften erhält der Walzstahl beim Nachwalzen und die gegebenenfalls gewünschte Breite in der Spaltanlage. [vgl. 32, S. 292]

2.4.1 Warmwalzwerk

Das Warmwalzwerk der *Salzgitter Flachstahl GmbH* besteht aus 4 Walzwerköfen sowie einer Walzstraße. Die spezifischen Energiebedarfe der Walzwerköfen zur Erhitzung der Brammen unterscheiden sich nur wenig, daher wird vereinfacht im Folgenden das gesamte Warmwalzwerk modelliert und eine Unterscheidung der Walzwerköfen vernachlässigt. Die vorgegebenen Eingangsgrößen des Warmwalzwerkes umfassen die zu verarbeitende Menge Walzstahl pro Stunde sowie die binäre Variable $\mu_{\text{in Betrieb}}^t$, welche Betrieb und Stillstand des Warmwalzwerkes anzeigt. Dies ist notwendig, da das Warmwalzwerk verschiedene Stillstandsverbräuche zur Warmhaltung hat, wenn keine Bramme verarbeitet wird.

Aus dem zu verarbeitenden Massenstrom Walzstahl $\dot{m}_{\text{WSt, ges}}^t$ und dem spezifischen Brennstoffbedarf ergibt sich der Gesamtbrennstoffbedarf des Warmwalzwerkes.

$$\dot{Q}_{\text{Brennstoffbedarf, ges}}^t = \mu_{\text{in Betrieb}}^t \cdot q_{\text{Bedarf}} \cdot \dot{m}_{\text{WSt, ges}}^t + (1 - \mu_{\text{in Betrieb}}^t) \cdot Q_{\text{Bedarf Stillstand}} \quad (2.42)$$

Der Brennstoffbedarf der Walzwerköfen wird mit Koksgas und Erdgas gedeckt, dessen Zusammensetzung im Optimierungsmodell zum Erreichen der Zielfunktion variiert werden kann.

$$\dot{Q}_{\text{Brennstoffbedarf, ges}}^t = \dot{V}_{\text{KG}}^t \cdot HU_{\text{KG}}^t + \dot{V}_{\text{EG}}^t \cdot HU_{\text{EG}}^t \quad (2.43)$$

Tabelle 2.12: Variablen zur Modellierung des Warmwalzwerkes

Formelzeichen	Einheit	Beschreibung
$\dot{m}_{\text{WSt, ges}}^t$	t _{WSt} /h	Massenstrom Walzstahl
$\dot{Q}_{\text{Brennstoffbedarf, ges}}^t$	GJ _{th} /h	Gesamtbrennstoffbedarf
$\dot{V}_{\text{KG, ges}}^t$	Nm _{KG} ³ /h	Volumenstrom Koksgas
$\dot{V}_{\text{EG, ges}}^t$	Nm _{EG} ³ /h	Volumenstrom Erdgas
$\dot{m}_{\text{D20, ges}}^t$	t _{Dampf} /h	Massenstrom 20 bar-Dampf
$\dot{m}_{\text{D6, ges}}^t$	t _{Dampf} /h	Massenstrom 6 bar-Dampf
P_{el}^t	MW	el. Leistung
$\mu_{\text{in Betrieb}}^t$	—	Warmwalzwerk in Betrieb

Tabelle 2.13: Parameter zur Modellierung des Warmwalzwerkes

Formelzeichen	Einheit	Beschreibung
q_{Bedarf}	GJ _{th} /t	Brennstoffbedarf pro Tonne Walzstahl
$Q_{\text{Bedarf Stillstand}}$	GJ _{th}	Brennstoffbedarf bei Stillstand
$d_{20 \text{ bar-Bedarf}}$	t/GJ _{th}	20 bar-Dampfbedarf
$d_{20 \text{ bar-Erzeugung}}$	t/GJ _{th}	20 bar-Dampferzeugung
$d_{20 \text{ bar-Erzeugung AWN}}$	t/GJ _{th}	20 bar-Dampferzeugung Abwärmenutzung
$D_{20 \text{ bar-Erzeugung Stillstand}}$	t/h	20 bar-Dampferzeugung bei Stillstand
$d_{6 \text{ bar}}$	t/t _{WSt}	6 bar-Dampfbedarf Walzstraße
p_{Bedarf}	kW/t _{WSt}	el. Leistungsbedarf Walzstraße
$P_{\text{Bedarf Stillstand}}$	MW	el. Leistungsbedarf Walzstraße bei Stillstand

Außerdem können die 20 bar-Dampferzeugung und der 6 bar-Dampfbedarf im Betrieb und im Stillstand anhand der Parameter und der Walzstahlmenge berechnet werden.

$$\begin{aligned} \dot{m}_{\text{D20, ges}}^t &= \mu_{\text{in Betrieb}}^t \cdot (-d_{20 \text{ bar-Bedarf}} + d_{20 \text{ bar-Erzeugung}} + d_{20 \text{ bar-Erzeugung AWN}}) \cdot \dot{m}_{\text{WSt, ges}}^t \\ &\quad + (1 - \mu_{\text{in Betrieb}}^t) \cdot D_{20 \text{ bar-Erzeugung Stillstand}} \end{aligned} \quad (2.44)$$

$$\dot{m}_{\text{D6, ges}}^t = \mu_{\text{in Betrieb}}^t \cdot d_{6 \text{ bar}} \cdot \dot{m}_{\text{WSt, ges}}^t \quad (2.45)$$

Der elektrische Leistungsbedarf der Walzstraße ist ebenfalls vom Massenstrom Walzstahl abhängig:

$$P_{\text{el}}^t = \mu_{\text{in Betrieb}}^t \cdot p_{\text{Bedarf}} \cdot \dot{m}_{\text{WSt, ges}}^t + (1 - \mu_{\text{in Betrieb}}^t) \cdot P_{\text{Bedarf Stillstand}} \quad (2.46)$$

Der Dampfbedarf, die Dampferzeugung und der elektrische Leistungsbedarf werden in den Zulässigkeitsbedingungen des übergeordneten Optimierungsmodells (Kapitel 2.7) eingesetzt.

Tabelle 2.14: Variablen zur Modellierung des Kaltwalzwerkes und der Oberflächenveredelung

Formelzeichen	Einheit	Beschreibung
$\dot{m}_{\text{WSt}}^t$	t _{WSt} /h	Massenstrom Walzstahl
$\dot{V}_{\text{EG}}^t$	Nm ³ _{EG} /h	Volumenstrom Erdgas
$\dot{V}_{\text{H}_2}^t$	Nm ³ _{H₂} /h	Volumenstrom Wasserstoff
$\dot{m}_{\text{D20, ges}}^t$	t _{Dampf} /h	Gesamtmassenstrom 20 bar-Dampf
$\dot{m}_{\text{D6, ges}}^t$	t _{Dampf} /h	Gesamtmassenstrom 6 bar-Dampf
P_{el}^t	MW	Strombedarf der Walzstraße
$\dot{V}_{\text{N}_2}^t$	Nm ³ _{N₂} /h	Volumenstrom Stickstoff

Tabelle 2.15: Parameter zur Modellierung des Kaltwalzwerkes und der Oberflächenveredelung

Formelzeichen	Einheit	Beschreibung
q_{EG}	GJ _{th} /t _{WSt}	thermischer Erdgasbedarf
h_{H_2}	Nm ³ _{H₂} /t _{WSt}	Wasserstoffbedarf
$d_{20 \text{ bar}}$	t _{Dampf} /t _{WSt}	20 bar-Dampfbedarf
$d_{6 \text{ bar}}$	t _{Dampf} /t _{WSt}	6 bar-Dampfbedarf
p_{el}	kWh/t _{WSt}	Strombedarf
n	Nm ³ _{N₂} /t _{WSt}	Stickstoffbedarf

2.4.2 Kaltwalzwerk und Oberflächenveredelung

Für die Modellierung des Kaltwalzwerkes und der Oberflächenveredelung der *Salzgitter Flachstahl GmbH* wird in Abhängigkeit des Massenstroms Walzstahl der Brennstoff-, Dampf- und Strombedarf berechnet.

Der benötigte Volumenstrom Erdgas ergibt sich über den spezifischen Brennstoffbedarf sowie dem Heizwert des Erdgases. Der spezifische Wasserstoffbedarf beinhaltet bereits den Volumenstrom in Normkubikmeter.

$$\dot{V}_{\text{EG}}^t = q_{\text{EG}} \cdot \dot{m}_{\text{WSt}}^t \cdot \frac{1}{HU_{\text{EG}}} \quad (2.47)$$

$$\dot{V}_{\text{H}_2}^t = h_{\text{EH}_2\text{G}} \cdot \dot{m}_{\text{WSt}}^t \quad (2.48)$$

Die Dampfbedarfe berechnen sich ebenfalls über die entsprechenden spezifischen Faktoren.

$$\dot{m}_{\text{D20, ges}}^t = d_{20 \text{ bar}} \cdot \dot{m}_{\text{WSt}}^t \quad (2.49)$$

$$\dot{m}_{\text{D6, ges}}^t = d_{6 \text{ bar}} \cdot \dot{m}_{\text{WSt}}^t \quad (2.50)$$

Zuletzt werden der Bedarf elektrischer Leistung und der Stickstoffbedarf wie folgt berechnet:

$$P_{\text{el}}^t = p_{\text{el}} \cdot \dot{m}_{\text{WSt}}^t \quad (2.51)$$

$$\dot{V}_{\text{N}_2}^t = n \cdot \dot{m}_{\text{WSt}}^t \quad (2.52)$$

Diese Bedarfe werden dann in den entsprechenden Bilanzen im übergeordneten Optimierungsmodell (Kapitel 2.7) berücksichtigt.

2.5 Kraftwerk

Das integrierte Kraftwerk der *Salzgitter Flachstahl GmbH* ist ein sogenanntes Kuppelgaskraftwerk, welches überschüssige Kuppelgase, die bei der Eisen- und Stahlherstellung in der Kokerei, den Hochöfen sowie den Konvertern entstehen, zur Prozessdampf- und elektrischen Leistungsbereitstellung nutzt. Dabei steht die Versorgung des Hüttenwerks mit Prozessdampf auf unterschiedlichen Druckniveaus im Vordergrund, weil diese nur vom Kraftwerk bereitgestellt werden können. Zusätzlich werden eine benachbarte Stadt sowie benachbarte Industrieunternehmen mit Fernwärme versorgt, wobei die dafür benötigten Dampfmengen ebenfalls vom Kraftwerk erzeugt werden müssen. Die Erzeugung elektrischer Leistung in den Turbinen und Maschinen des Kraftwerks ist hingegen eine dem Prozessdampf gegenüber nachrangige Produktstufe, da elektrische Energie auch über den Netzanschluss bezogen werden kann.

Die Betriebsweise des Kraftwerks ist zentraler Bestandteil des Optimierungsmodells zur Minimierung der Gesamtenergiekosten. Dabei wird die Flexibilität des Kraftwerks von zwei Betriebsgrenzen beschränkt: Einerseits muss es als Kuppelgaskraftwerk¹ die überschüssigen Kuppelgase energetisch verwerten, Erdgas darf nur als Stützbrennstoff in den Aggregaten des Kraftwerks eingesetzt werden. Andererseits muss das Kraftwerk mindestens die benötigte Menge Prozessdampf bereitstellen. Das Optimierungsmodell kann innerhalb dieser Grenzen den Einsatz der Aggregate und die Verteilung der Kuppelgase zur Maximierung der Energieeffizienz und Minimierung der Energiekosten variieren.

Das Kraftwerk gliedert sich in zwei Anlagenteile: Auf der einen Seite wird 160 bar-Dampf in zwei Blöcken erzeugt, welcher entweder zur jeweiligen Turbine geleitet oder auf eine 80 bar-Dampfsammelschiene zur Nutzung im restlichen Kraftwerk reduziert wird. Auf der anderen Seite erzeugen bis zu drei Kessel 80 bar-Dampf, welcher über die Sammelschiene auf fünf Maschinen verteilt werden kann. Bei den Turbinen sowie bei Maschine 2 kann 20 bar- und 8 bar-Dampf, bei Maschine A nur 8 bar-Dampf ausgekoppelt werden. Die Fernwärme kann mit 8 bar-Dampf aus der 8 bar-Dampfsammelschiene und 3 bar-Dampf aus Maschine 4 bereitgestellt werden.

Das Optimierungsmodell des Kraftwerks als Teil des übergeordneten Optimierungsmodells (Kapitel 2.7) ist ebenfalls in Untermodelle aufgeteilt. Im Folgenden werden die Brennstoff-, Dampf- und Strombilanzen als zusammenfassende Zulässigkeitsbedingungen des Kraftwerks aufgestellt. Die Bilanzen und technischen Grenzen der Dampferzeuger, Turbinen und Maschinen sowie der Fernwärme werden in separaten Zulässigkeitsbedingungen in den Kapitel 2.5.1, 2.5.2 und 2.5.3 dargestellt.

Brennstoffbilanzen Die Brennstoffbilanzen setzen sich jeweils zusammen aus dem Gesamtvolumenstrom und den Volumenströmen zu den Dampferzeugern des Kraftwerks. Dabei wird beim

¹Nach § 23 des Referentenentwurfs des Energie-Umlagen-Gesetzes verringern sich die Umlagen auf selbst verbrauchter Strom aus Kuppelgases auf 15 %.

Tabelle 2.16: Variablen zur Modellierung des Kraftwerks

Formelzeichen	Einheit	Beschreibung
$\dot{V}_{\text{MG}}^t$	Nm ³ /h	Volumenstrom Mischgas
$\dot{Q}_{\text{MG}}^t$	GJ _{th} /h	Wärmestrom Mischgas
$\dot{V}_{\text{KG}}^t$	Nm ³ /h	Volumenstrom Koksgas
$\dot{V}_{\text{EG}}^t$	Nm ³ /h	Volumenstrom Erdgas
$\dot{m}_{\text{D80}}^t$	t/h	Massenstrom Dampf 80 bar
$\dot{m}_{\text{D20}}^t$	t/h	Massenstrom Dampf 20 bar
$\dot{m}_{\text{D8}}^t$	t/h	Massenstrom Dampf 8 bar
$\dot{m}_{\text{Dampf, 3 bar}}^t$	t/h	Massenstrom Dampf 3 bar
$\dot{m}_{\text{D160-80}}^t$	t/h	Massenstrom Dampf Drossel 160 bar auf 80 bar
$\dot{m}_{\text{D80-20}}^t$	t/h	Massenstrom Dampf Drossel 80 bar auf 20 bar
$\dot{m}_{\text{D20-8}}^t$	t/h	Massenstrom Dampf Drossel 20 bar auf 8 bar
$\dot{m}_{\text{D80, Warmhaltung}}^t$	t/h	Massenstrom Dampf 80 bar zur Warmhaltung
P_{el}^t	MW	el. Gesamtleistung des Kraftwerks
HU_{MG}^t	GJ _{th} /Nm ³	Heizwert Mischgas
$HU_{\text{MG}}^{\text{max}}$	GJ _{th} /Nm ³	max. Heizwert Mischgas

Mischgas mit dem thermischen Energiestrom gerechnet, da sich der Heizwert aus der Mischung von Hochofengas und Konvertergas ergibt. So wird eine quadratische Optimierung vermieden.

$$\dot{Q}_{\text{MG}}^t = \dot{Q}_{\text{MG, B1}}^t + \dot{Q}_{\text{MG, B2}}^t + \dot{Q}_{\text{MG, K1}}^t + \dot{Q}_{\text{MG, K2}}^t + \dot{Q}_{\text{MG, K3}}^t \quad (2.53)$$

$$\dot{V}_{\text{KG}}^t = \dot{V}_{\text{KG, B1}}^t + \dot{V}_{\text{KG, B2}}^t + \dot{V}_{\text{KG, K1}}^t + \dot{V}_{\text{KG, K2}}^t + \dot{V}_{\text{KG, K3}}^t \quad (2.54)$$

$$\dot{V}_{\text{EG}}^t = \dot{V}_{\text{EG, B1}}^t + \dot{V}_{\text{EG, B2}}^t + \dot{V}_{\text{EG, K1}}^t + \dot{V}_{\text{EG, K2}}^t + \dot{V}_{\text{EG, K3}}^t \quad (2.55)$$

Dampfbilanzen Für jede Dampfsammelschiene wird eine Massenbilanz formuliert, die die Dampferzeuger, Anzapfungen und Reduzierungen berücksichtigt.

Die Blöcke 1 und 2 haben jeweils eine direkte Verbindung vom Dampferzeuger zur jeweiligen Turbine mit einer Reduzierung zur 80 bar-Sammelschiene.

$$\dot{m}_{\text{FD, B1}}^t = \dot{m}_{\text{D160-80, B1}}^t + \dot{m}_{\text{Dampf, 160 bar, B1}}^t \quad (2.56)$$

$$\dot{m}_{\text{FD, B2}}^t = \dot{m}_{\text{D160-80, B2}}^t + \dot{m}_{\text{Dampf, 160 bar, B2}}^t \quad (2.57)$$

Da immer ein definierter Anteil des erzeugten Frischdampfes der Blöcke an die jeweilige Turbine geleitet werden muss, wird die Reduzierung auf 80 bar über folgende Ungleichungen begrenzt. Die Begrenzung auf die baulich bedingten Grenzwerte $\dot{m}_{\text{D160-80, B1}}^{\text{max}}$ und $\dot{m}_{\text{D160-80, B2}}^{\text{max}}$ erfolgt über die oberen Grenzen der Variablen in der Optimierung.

$$\dot{m}_{\text{D160-80, B1}}^{\text{min}} \leq \dot{m}_{\text{D160-80, B1}}^t \leq \dot{m}_{\text{FD, B1}}^t \cdot (1 - d_{\text{Frischdampfanteil Turbine}}) \quad (2.58)$$

$$\dot{m}_{\text{D160-80, B2}}^{\text{min}} \leq \dot{m}_{\text{D160-80, B2}}^t \leq \dot{m}_{\text{FD, B2}}^t \cdot (1 - d_{\text{Frischdampfanteil Turbine}}) \quad (2.59)$$

Die 80 bar-Sammelschiene sammelt den Dampf der Reduzierungen an den Blöcken 1 und 2

Tabelle 2.17: Parameter zur Modellierung des Kraftwerks

Formelzeichen	Einheit	Beschreibung
$P_{\text{Eigenbedarf Dampferzeuger}}$	MW	Eigenbedarf el. Leistung je Dampferzeuger
$d_{\text{Frischdampfanteil Turbine}}$	—	Mindestanteil Frischdampf der Blöcke zur jeweiligen Turbine
$d_{\text{Vernehmung 160-80 bar}}$	—	Faktor Dampfvermehrung durch Wassereinspritzung an 160-80 bar-Drossel
$\dot{m}_{\text{D160-80}}^{\text{min}}$	t/h	min. Dampf Drossel 160 zu 80 bar Block 1 & 2
$\dot{m}_{\text{D160-80}}^{\text{max}}$	t/h	max. Dampf Drossel 160 zu 80 bar Block 1 & 2
$\dot{m}_{\text{D80-20, ges}}^{\text{max}}$	t/h	max. Dampf Drossel 80 zu 20 bar
$\dot{m}_{\text{D80-8, ges}}^{\text{max}}$	t/h	max. Dampf Drossel 80 zu 8 bar
$\dot{m}_{\text{D20-8, ges}}^{\text{max}}$	t/h	max. Dampf Drossel 20 zu 8 bar

und den Frischdampf der Kessel und leitet diesen an die Maschinen, eine Reduzierung zur 20 bar-Sammelschiene sowie an die Hütte.

$$\begin{aligned}
& \dot{m}_{\text{D160-80, B1}}^t \cdot d_{\text{Vernehmung 160-80 bar}} + \dot{m}_{\text{D160-80, B2}}^t \cdot d_{\text{Vernehmung 160-80 bar}} \\
& + \dot{m}_{\text{FD, K1}}^t + \dot{m}_{\text{FD, K2}}^t + \dot{m}_{\text{FD, K3}}^t \\
= & \dot{m}_{\text{D80, M1}}^t + \dot{m}_{\text{D80, M2}}^t + \dot{m}_{\text{D80, M3}}^t + \dot{m}_{\text{D80, M4}}^t + \dot{m}_{\text{D80, MA}}^t \\
& + \dot{m}_{\text{D80-20}}^t + \dot{m}_{\text{D80-8}}^t + \dot{m}_{\text{D80, Hütte}}^t
\end{aligned} \tag{2.60}$$

Die 20 bar-Sammelschiene wird aus der 80 bar-Sammelschiene, den Turbinen 1 und 2 und der Maschine 2 gespeist. Sie versorgt die Hütte mit 20 bar-Dampf und ist über eine Drossel an die 8 bar-Sammelschiene angeschlossen.

$$\begin{aligned}
& \dot{m}_{\text{D80-20}}^t \\
& + \dot{m}_{\text{D20, T1}}^t + \dot{m}_{\text{D20, T2}}^t + \dot{m}_{\text{D20, M2}}^t \\
= & + \dot{m}_{\text{D20-8}}^t + \dot{m}_{\text{D20, Hütte}}^t
\end{aligned} \tag{2.61}$$

Die 8 bar-Sammelschiene wird zusätzlich von der Maschine A gespeist. Außerdem versorgt sie die Fernwärme.

$$\begin{aligned}
& \dot{m}_{\text{D80-8}}^t + \dot{m}_{\text{D20-8}}^t \\
& + \dot{m}_{\text{D8, T1}}^t + \dot{m}_{\text{D8, T2}}^t + \dot{m}_{\text{D8, M2}}^t + \dot{m}_{\text{D8, MA}}^t \\
= & + \dot{m}_{\text{D8, FW}}^t + \dot{m}_{\text{D8, Hütte}}^t
\end{aligned} \tag{2.62}$$

Die Massenströme Dampf über die Reduzierstufen werden alle in der Optimierung auf die maximalen Reduziermengen in Tabelle 2.17 begrenzt.

Die letzte Damfbilanz ist die Versorgung der Fernwärme mit 3 bar-Dampf aus Maschine 4.

$$\dot{m}_{\text{Dampf, 3 bar, M4}}^t = \dot{m}_{\text{Dampf, 3 bar, FW}}^t \tag{2.63}$$

Tabelle 2.18: Variablen zur Modellierung der Dampferzeuger

Formelzeichen	Einheit	Beschreibung
$\dot{V}_{\text{MG}}^t$	Nm^3/h	Volumenstrom Mischgas
$\dot{V}_{\text{KG}}^t$	Nm^3/h	Volumenstrom Koksgas
$\dot{V}_{\text{EG}}^t$	Nm^3/h	Volumenstrom Erdgas
$\dot{m}_{\text{FD}}^t$	t/h	Massenstrom Frischdampf
$\dot{V}_{\text{KG}}^t, \text{Start}$	Nm^3/h^2	Starttrampe Volumenstrom Koksgas
$\dot{V}_{\text{EG}}^t, \text{Start}$	Nm^3/h^2	Starttrampe Volumenstrom Erdgas
HU_{MG}^t	$\text{GJ}_{\text{th}}/\text{Nm}^3$	unterer Heizwert Mischgas
HU_{KG}^t	$\text{GJ}_{\text{th}}/\text{Nm}^3$	unterer Heizwert Koksgas
HU_{EG}^t	$\text{GJ}_{\text{th}}/\text{Nm}^3$	unterer Heizwert Erdgas
μ_{MG}^t	–	binäre Variable Mischgas
μ_{KG}^t	–	binäre Variable Koksgas
μ_{EG}^t	–	binäre Variable Erdgas
μ_{FD}^t	–	binäre Variable Frischdampf
μ_{aus}^t	–	binäre Variable Außerbetrieb
μ_{start}^t	–	binäre Variable Start
μ_{stopp}^t	–	binäre Variable Stopp

Leistungsbilanz Außerdem wird die elektrische Gesamtleistung des Kraftwerks wie folgt berechnet.

$$\begin{aligned}
& -P_{\text{el, Bezug}}^t + P_{\text{el, Einspeisung}}^t \\
& = P_{\text{el, T1}}^t + P_{\text{el, T2}}^t \\
& P_{\text{el, M1}}^t + P_{\text{el, M2}}^t + P_{\text{el, M3}}^t + P_{\text{el, M4}}^t + P_{\text{el, MA}}^t
\end{aligned} \tag{2.64}$$

Über folgende Ungleichung wird die Einschränkung definiert, dass nur zwei Maschinen der Maschinen 1, 2, 3 und 4 gleichzeitig in Betrieb sein dürfen.

$$\mu_{\text{el, M1}}^t + \mu_{\text{el, M2}}^t + \mu_{\text{el, M3}}^t + \mu_{\text{el, M4}}^t \leq 2 \tag{2.65}$$

Mit diesen Gleichungen und Ungleichungen werden die Zusammenhänge im Kraftwerk als Zulässigkeitsbedingungen des Optimierungsmodells formuliert. Hinzu kommen je Dampferzeuger und je Maschine weitere Zulässigkeitsbedingungen, welche in den folgenden Kapiteln 2.5.1 und 2.5.2 dargelegt werden.

2.5.1 Dampferzeuger

In den Dampferzeugern des Kraftwerks werden die Brennstoffe Koksgas, Mischgas und Erdgas eingesetzt, um Frischdampf mit 160 bar in den Blöcken und 80 bar in den Kesseln zu erzeugen. Der Wirkungsgrad der Dampferzeuger wird über den Brennstoffbedarf pro Tonne Frischdampf q_{BS} abgebildet.

$$\dot{V}_{\text{MG}}^t \cdot HU_{\text{MG}}^t + \dot{V}_{\text{KG}}^t \cdot HU_{\text{KG}}^t + \dot{V}_{\text{EG}}^t \cdot HU_{\text{EG}}^t = \dot{m}_{\text{FD}}^t \cdot q_{\text{BS}} \tag{2.66}$$

Tabelle 2.19: Parameter zur Modellierung der Dampferzeuger

Formelzeichen	Einheit	Beschreibung
q_{BS}	$\text{GJ}_{\text{th}}/\text{t}$	Brennstoffbedarf pro Tonne Frischdampf
$HU_{\text{MG}}^{\text{max}}$	$\text{kJ}_{\text{th}}/\text{Nm}^3$	max. Heizwert Mischgas
$\dot{V}_{\text{MG}}^{\text{min}}$	Nm^3/h	min. Volumenstrom Mischgas
$\dot{V}_{\text{MG}}^{\text{max}}$	Nm^3/h	max. Volumenstrom Mischgas
$\dot{V}_{\text{KG}}^{\text{min}}$	Nm^3/h	min. Volumenstrom Koksgas
$\dot{V}_{\text{KG}}^{\text{max}}$	Nm^3/h	max. Volumenstrom Koksgas
$\dot{V}_{\text{EG}}^{\text{min}}$	Nm^3/h	min. Volumenstrom Erdgas ²
$\dot{V}_{\text{EG}}^{\text{max}}$	Nm^3/h	max. Volumenstrom Erdgas ²
$\dot{m}_{\text{FD}}^{\text{min}}$	t/h	min. Massenstrom Frischdampf
$\dot{m}_{\text{FD}}^{\text{max}}$	t/h	max. Massenstrom Frischdampf
$\dot{m}_{\text{FD}}^{\text{Delta}}$	t/h^2	max. mögliche Änderung Massenstrom Frischdampf
$t_{\text{Betrieb}}^{\text{min}}$	h	min. Betriebsdauer
$t_{\text{Außerbetrieb}}^{\text{min}}$	h	min. Außerbetriebsdauer

In den Blöcken 1 und 2 kann 20 bar- und 8 bar-Dampf aus dem Hüttennetz zurückgespeist und zur Speisewasser- bzw. Kondensatvorwärmung genutzt werden. Dadurch wird der Brennstoffbedarf zur Erzeugung von Frischdampf reduziert. Des Weiteren werden in Ungleichungen die obere und untere Begrenzung der Volumen- und Massenströme und somit auch die zugehörigen binären Variablen festgelegt:

$$\mu_{\text{MG}}^t \cdot \dot{V}_{\text{MG}}^{\text{min}} \leq \dot{V}_{\text{MG}}^t \leq \mu_{\text{MG}}^t \cdot \dot{V}_{\text{MG}}^{\text{max}} \quad (2.67)$$

$$\mu_{\text{KG}}^t \cdot \dot{V}_{\text{KG}}^{\text{min}} \leq \dot{V}_{\text{KG}}^t \leq \mu_{\text{KG}}^t \cdot \dot{V}_{\text{KG}}^{\text{max}} \quad (2.68)$$

$$\mu_{\text{EG}}^t \cdot \dot{V}_{\text{EG}}^{\text{min}} \leq \dot{V}_{\text{EG}}^t \leq \mu_{\text{EG}}^t \cdot \dot{V}_{\text{EG}}^{\text{max}} \quad (2.69)$$

$$\mu_{\text{FD}}^t \cdot \dot{m}_{\text{FD}}^{\text{min}} \leq \dot{m}_{\text{FD}}^t \leq \mu_{\text{FD}}^t \cdot \dot{m}_{\text{FD}}^{\text{max}} \quad (2.70)$$

In den Blöcken und Kesseln müssen im Betrieb mindestens zwei Brennstoffe für eine stabile Verbrennung eingesetzt werden:

$$2 \cdot \mu_{\text{FD}}^t \leq \mu_{\text{MG}}^t + \mu_{\text{KG}}^t + \mu_{\text{EG}}^t \quad (2.71)$$

Um das weitere Verhalten der Dampferzeuger wie die maximal mögliche Änderung der Frischdampferzeugung und den Brennstoffbedarf beim Anfahren des Dampferzeugers zu definieren, müssen zunächst weitere binäre Variablen für den Zustand „Außerbetrieb“ sowie Start und Stopp eingesetzt werden:

$$\mu_{\text{FD}}^t + \mu_{\text{aus}}^t = 1 \quad (2.72)$$

$$\mu_{\text{FD}}^t - \mu_{\text{FD}}^{t-1} \leq \mu_{\text{start}}^t \quad (2.73)$$

$$\mu_{\text{aus}}^t - \mu_{\text{aus}}^{t-1} \leq \mu_{\text{stopp}}^t \quad (2.74)$$

Bei allen Blöcken und Kesseln wird Erdgas zum Start verwendet, nur in Kessel 1 wird

stattdessen Koksgas eingesetzt. Diese Startrampen werden über folgende Gleichungen anhand der Startvariable festgelegt. Dabei wird je Zeitschritt die Startvariable aus den nächsten Zeitschritten eingesetzt, da sich die Startvariable auf den Start der Frischdampfproduktion bezieht, welche erst nach der Startrampe beginnt. Wird eine Startrampe eingesetzt, wird außerdem eine Variable $\dot{V}_{\text{KG}}^{t, \text{Betrieb}}$ und $\dot{V}_{\text{EG}}^{t, \text{Betrieb}}$ in den Gleichungen 2.68 und 2.69 eingesetzt, die anschließend mit den Startvariablen aufsummiert wird.

$$\dot{V}_{\text{KG}}^{t, \text{Start}} = \mu_{\text{aus}}^{t+1} \cdot 0,95 \cdot \dot{V}_{\text{KG}}^{\text{max}} + \mu_{\text{aus}}^{t+2} \cdot 0,65 \cdot \dot{V}_{\text{KG}}^{\text{max}} + \mu_{\text{aus}}^{t+3} \cdot 0,30 \cdot \dot{V}_{\text{KG}}^{\text{max}} \quad (2.75)$$

$$\begin{aligned} \dot{V}_{\text{EG}}^{t, \text{Start}} &= \mu_{\text{aus}}^{t+1} \cdot 0,67 \cdot \dot{V}_{\text{EG}}^{\text{max}} + \mu_{\text{aus}}^{t+2} \cdot 0,45 \cdot \dot{V}_{\text{EG}}^{\text{max}} \\ &+ \mu_{\text{aus}}^{t+3} \cdot 0,30 \cdot \dot{V}_{\text{EG}}^{\text{max}} + \mu_{\text{aus}}^{t+4} \cdot 0,15 \cdot \dot{V}_{\text{EG}}^{\text{max}} \end{aligned} \quad (2.76)$$

Da im Dampferzeuger keine großen Belastungssprünge möglich sind, muss zum einen die Änderung des Massenstroms Frischdampf begrenzt und zum anderen eine Mindestbetriebsdauer und Mindestaußerbetriebsdauer berücksichtigt werden. Die maximal mögliche Änderung des Massenstroms des Frischdampfs wird über folgende Gleichungen definiert:

$$\dot{m}_{\text{FD}}^t - \dot{m}_{\text{FD}}^{t-1} - \mu_{\text{FD}}^t \cdot \dot{m}_{\text{FD}}^{\text{Delta}} - \mu_{\text{start}}^t \cdot \dot{m}_{\text{FD}}^{\text{max}} \leq 0 \quad (2.77)$$

$$-\dot{m}_{\text{FD}}^t + \dot{m}_{\text{FD}}^{t-1} - \mu_{\text{FD}}^t \cdot \dot{m}_{\text{FD}}^{\text{Delta}} - \mu_{\text{stopp}}^t \cdot \dot{m}_{\text{FD}}^{\text{max}} \leq 0 \quad (2.78)$$

Um die Mindestbetriebsdauer und Mindestaußerbetriebsdauer festzulegen, wird über folgende Gleichung μ_{FD}^t und μ_{aus}^t für die Anzahl Zeitschritte auf 1 gesetzt, in denen der Dampferzeuger ein- bzw. ausgeschaltet bleiben muss.

$$\sum_{i=0}^{t_{\text{Betrieb}}^{\text{min}}} (\mu_{\text{FD}}^{t+i}) - \mu_{\text{start}}^t \cdot t_{\text{Betrieb}}^{\text{min}} \leq 0 \quad (2.79)$$

$$\sum_{i=0}^{t_{\text{Außerbetrieb}}^{\text{min}}} (\mu_{\text{aus}}^{t+i}) - \mu_{\text{stopp}}^t \cdot t_{\text{Außerbetrieb}}^{\text{min}} \leq 0 \quad (2.80)$$

Für jeden Dampferzeuger des Kraftwerks werden diese Gleichungen und Ungleichungen als Zulässigkeitsbedingungen des Optimierungsmodells aufgestellt. So können ihre Bilanzen und technischen Randbedingungen im Modell berücksichtigt werden.

2.5.2 Turbinen und Maschinen

Das Kraftwerk verfügt über zwei baugleiche Turbinen, welche jeweils direkt an einen Block gekoppelt sind, und fünf unterschiedliche Maschinen, welche an eine 80 bar-Dampfsammelschiene angeschlossen sind. Das hier vorgestellte Modell bildet all diese allgemein ab, wobei die Unterschiede über die Parameter und Grenzwerte festgelegt werden. So werden nicht vorhandene Anzapfungsmöglichkeiten im Modell einfach auf einen maximalen Massenstrom von 0 t/h beschränkt.

Die grundlegende Gleichung ist die Massenbilanz der Dampfmassenströme. In die Turbinen und Maschinen wird 160 bar- bzw. 80 bar-Dampf geleitet. Dieser kann an bis zu vier Druckstufen angezapft werden, während die Restmengen auf den Kondensator gegeben werden.

$$\dot{m}_{\text{D160}}^t + \dot{m}_{\text{D80}}^t = \dot{m}_{\text{D20}}^t + \dot{m}_{\text{D8}}^t + \dot{m}_{\text{D3}}^t + \dot{m}_{\text{Kond.}}^t \quad (2.81)$$

Tabelle 2.20: Variablen zur Modellierung der Maschinen

Formelzeichen	Einheit	Beschreibung
$\dot{m}_{D160}^t$	t/h	Massenstrom Dampf 160 bar
$\dot{m}_{D80}^t$	t/h	Massenstrom Dampf 80 bar
$\dot{m}_{D20}^t$	t/h	Massenstrom Dampf 20 bar
$\dot{m}_{D8}^t$	t/h	Massenstrom Dampf 8 bar
$\dot{m}_{D3}^t$	t/h	Massenstrom Dampf 3 bar
$\dot{m}_{Kond.}^t$	t/h	Massenstrom Dampf Kondensator
P_{el}^t	MWh	elektrische Leistung
μ_{D160}^t	—	binäre Variable Dampf 160 bar
μ_{D80}^t	—	binäre Variable Dampf 80 bar
μ_{D8}^t	—	binäre Variable Dampf 8 bar
μ_{D3}^t	—	binäre Variable Dampf 3 bar
μ_{el}^t	—	binäre Variable elektrische Leistung
μ_{aus}^t	—	binäre Variable Außerbetrieb
μ_{start}^t	—	binäre Variable Start
μ_{stopp}^t	—	binäre Variable Stopp

Die Leistungsbilanz der Turbinen und Maschinen ergibt sich aus den Massenströmen Dampf an den Anzapfungen und auf den Kondensator multipliziert mit der spezifischen Stromerzeugung dieser Druckstufe.

$$P_{el}^t = \dot{m}_{D20}^t \cdot p_{el, 20 \text{ bar}} + \dot{m}_{D8}^t \cdot p_{el, 8 \text{ bar}} + \dot{m}_{D3}^t \cdot p_{el, 3 \text{ bar}} + \dot{m}_{Kond.}^t \cdot p_{el, Kond.} \quad (2.82)$$

In folgenden Ungleichungen werden die obere und untere Begrenzung der Massenströme sowie der elektrischen Leistung und somit auch die zugehörigen binären Variablen festgelegt:

$$\mu_{D160}^t \cdot \dot{m}_{D160}^{\min} \leq \dot{m}_{D160}^t \leq \mu_{D160}^t \cdot \dot{m}_{D160}^{\max} \quad (2.83)$$

$$\mu_{D80}^t \cdot \dot{m}_{D80}^{\min} \leq \dot{m}_{D80}^t \leq \mu_{D80}^t \cdot \dot{m}_{D80}^{\max} \quad (2.84)$$

$$\mu_{D20}^t \cdot \dot{m}_{D20}^{\min} \leq \dot{m}_{D20}^t \leq \mu_{D20}^t \cdot \dot{m}_{D20}^{\max} \quad (2.85)$$

$$\mu_{D8}^t \cdot \dot{m}_{D8}^{\min} \leq \dot{m}_{D8}^t \leq \mu_{D8}^t \cdot \dot{m}_{D8}^{\max} \quad (2.86)$$

$$\mu_{D3}^t \cdot \dot{m}_{D3}^{\min} \leq \dot{m}_{D3}^t \leq \mu_{D3}^t \cdot \dot{m}_{D3}^{\max} \quad (2.87)$$

$$\mu_{el}^t \cdot P_{el}^{\min} \leq P_{el}^t \leq \mu_{el}^t \cdot P_{el}^{\max} \quad (2.88)$$

Eine weitere Ungleichung verknüpft die binäre Variable der Verfügbarkeit mit der binären Variablen der elektrischen Leistung:

$$\mu_{el}^t \leq \mu_{\text{Verfügbarkeit}}^t \quad (2.89)$$

Um das weitere Verhalten der Turbinen und Maschinen wie eine Ramprate und eine Startrampe des Brennstoffs zu definieren, müssen zunächst weitere binäre Variablen für den Außerbetrieb

Tabelle 2.21: Parameter zur Modellierung der Maschinen

Formelzeichen	Einheit	Beschreibung
$P_{\text{el, D20}}$	MWh/t	el. Leistung 20 bar-Anzapfung
$P_{\text{el, D8}}$	MWh/t	el. Leistung 8 bar-Anzapfung
$P_{\text{el, D3}}$	MWh/t	el. Leistung 3 bar-Anzapfung
$P_{\text{el, Kond.}}$	MWh/t	el. Leistung Kondensator
$\dot{m}_{\text{D160}}^{\min}$	t/h	min. Massenstrom Dampf 160 bar
$\dot{m}_{\text{D160}}^{\max}$	t/h	max. Massenstrom Dampf 160 bar
$\dot{m}_{\text{D80}}^{\min}$	t/h	min. Massenstrom Dampf 80 bar
$\dot{m}_{\text{D80}}^{\max}$	t/h	max. Massenstrom Dampf 80 bar
$\dot{m}_{\text{D20}}^{\min}$	t/h	min. Massenstrom Dampf 20 bar
$\dot{m}_{\text{D20}}^{\max}$	t/h	max. Massenstrom Dampf 20 bar
$\dot{m}_{\text{D8}}^{\min}$	t/h	min. Massenstrom Dampf 8 bar
$\dot{m}_{\text{D8}}^{\max}$	t/h	max. Massenstrom Dampf 8 bar
$\dot{m}_{\text{D3}}^{\min}$	t/h	min. Massenstrom Dampf 3 bar
$\dot{m}_{\text{D3}}^{\max}$	t/h	max. Massenstrom Dampf 3 bar
$P_{\text{el}}^{\min}$	MWh	min. elektrische Leistung
$P_{\text{el}}^{\max}$	MWh	max. elektrische Leistung
$P_{\text{el}}^{\text{Delta}}$	MWh/h	max. mögliche Änderung
$t_{\text{Betrieb}}^{\min}$	h	min. Betriebsdauer
$t_{\text{Außerbetrieb}}^{\min}$	h	min. Außerbetriebsdauer

sowie Start und Stopp eingesetzt werden:

$$\mu_{\text{el}}^t + \mu_{\text{aus}}^t = 1 \quad (2.90)$$

$$\mu_{\text{el}}^t - \mu_{\text{el}}^{t-1} \leq \mu_{\text{start}}^t \quad (2.91)$$

$$\mu_{\text{aus}}^t - \mu_{\text{aus}}^{t-1} \leq \mu_{\text{stopp}}^t \quad (2.92)$$

Da in den Turbinen und Maschinen keine großen Belastungssprünge möglich sind, muss zum einen die Änderung der Massenströme des Dampfes über die elektrische Leistung begrenzt und zum anderen eine Mindestbetriebsdauer und Mindestaußerbetriebsdauer berücksichtigt werden. Die maximal mögliche Änderung der elektrischen Leistung wird über folgende Gleichungen definiert:

$$P_{\text{el}}^t - P_{\text{el}}^{t-1} - \mu_{\text{el}}^t \cdot P_{\text{el}}^{\text{Delta}} - \mu_{\text{start}}^t \cdot P_{\text{el}}^{\max} \leq 0 \quad (2.93)$$

$$-P_{\text{el}}^t + P_{\text{el}}^{t-1} - \mu_{\text{el}}^t \cdot P_{\text{el}}^{\text{Delta}} - \mu_{\text{stopp}}^t \cdot P_{\text{el}}^{\max} \leq 0 \quad (2.94)$$

Um die Mindestbetriebsdauer und Mindestaußerbetriebsdauer festzulegen, wird über folgende Gleichung μ_{el}^t und μ_{aus}^t für die Anzahl Zeitschritte auf 1 gesetzt, in denen der Dampferzeuger ein-

Tabelle 2.22: Variablen und Parameter der Klasse Fernwärme

Formelzeichen	Einheit	Beschreibung
P_{th}^t	MW	benötigte thermische Leistung
$\dot{m}_{\text{Dampf, 8 bar}}^t$	t/h	Massenstrom Dampf 8 bar
$\dot{m}_{\text{Dampf, 3 bar}}^t$	t/h	Massenstrom Dampf 3 bar
$p_{\text{th, 8 bar}}$	MWh/t	thermische Leistung bei 8 bar-Anzapfung
$p_{\text{th, 3 bar}}$	MWh/t	thermische Leistung bei 3 bar-Anzapfung

bzw. ausgeschaltet bleiben muss.

$$\sum_{i=0}^{t_{\text{Betrieb}}^{\min}} (\mu_{\text{el}}^{t+i}) - \mu_{\text{start}}^t \cdot t_{\text{Betrieb}}^{\min} \leq 0 \quad (2.95)$$

$$\sum_{i=0}^{t_{\text{Außerbetrieb}}^{\min}} (\mu_{\text{aus}}^{t+i}) - \mu_{\text{stopp}}^t \cdot t_{\text{Außerbetrieb}}^{\min} \leq 0 \quad (2.96)$$

Diese Gleichungen und Ungleichungen bilden die Zulässigkeitsbedingungen für die Turbinen und Maschinen im Optimierungsmodell. Sie werden für jede Turbine und Maschine aufgestellt, wobei über die Parameter in Tabelle 2.21 die Unterschiede abgebildet werden.

2.5.3 Fernwärme

Das Kraftwerk versorgt Teile der Stadt Salzgitter-Lebenstedt sowie benachbarte Industrieunternehmen mit Fernwärme. Deren benötigte Wärmeenergie wird dem Optimierungsmodell als Eingangszeitreihe vorgegeben.

Die Fernwärme wird entweder mit 8 bar-Dampf aus der entsprechenden Sammelschiene oder mit 3 bar-Dampf aus der Maschine 4 bereitgestellt. Um den Einsatz des Dampfes zur Bereitstellung der Fernwärme zu optimieren, wird die folgende Leistungsbilanz der Fernwärme definiert. Diese ergibt sich aus dem thermischen Leistungsbedarf auf der einen und den Massenströmen Dampf multipliziert mit der spezifischen thermischen Leistung je Druckniveau auf der anderen Seite.

$$P_{\text{th}}^t = \dot{m}_{\text{Dampf, 8 bar}}^t \cdot p_{\text{th, 8 bar}} + \dot{m}_{\text{Dampf, 3 bar}}^t \cdot p_{\text{th, 3 bar}} \quad (2.97)$$

Im übergeordneten Modell des Kraftwerks kann somit die Fernwärmeerzeugung mit 8 bar- oder 3 bar-Dampf je nach Betriebszustand des Kraftwerks im Rahmen des Optimierungsmodells angepasst werden.

2.6 Sonstige Komponenten

Neben den Hauptkomponenten des integrierten Hüttenwerks müssen noch einige NebenkompONENTEN modelliert werden. Diese umfassen die Erzvorbereitung, die verschiedenen Gasometer sowie die derzeit vorhandenen Wasserstoffherzeuger.

Tabelle 2.23: Variablen zur Modellierung der Erzvorbereitung

Formelzeichen	Einheit	Beschreibung
$\dot{m}_{\text{Sinter}}^t$	t _{Sinter} /h	Massenstrom Sinter
$\dot{V}_{\text{KG}}^t$	Nm ³ /h	Volumenstrom Koksgas
$\dot{m}_{\text{D6}}^t$	t/h	Massenstrom 6 bar-Dampf
P_{el}^t	MW	el. Leistung

Tabelle 2.24: Parameter zur Modellierung der Erzvorbereitung

Formelzeichen	Einheit	Beschreibung
q	GJ _{th} /t _{Sinter}	Brennstoffbedarf
d_{D6}	kg _{Dampf} /t _{Sinter}	6 bar-Dampfbedarf
p_{el}	kWh/t _{Sinter}	el. Leistungsbedarf

2.6.1 Erzvorbereitung

Die Erzvorbereitung ist eine sogenannte Sinteranlage, in der das Eisenerz mit feinem Koks sowie verschiedenen Additiven zu Sinter verarbeitet wird. Dafür wird die Mischung mit Koksgas gezündet, sodass die Komponenten teilweise verschmelzen. Die abgekühlten groben Sinterstücke werden anschließend zu Feinsinter gebrochen, welcher im Hochofen eingesetzt wird. [vgl. 31, S. 29]

Das Modell bildet den Bedarf der Anlagen der Erzvorbereitung an Koksgas, 6 bar-Dampf und elektrischer Leistung abhängig eines Massenstroms Sinter ab (vgl. Tabelle 2.23). Über die spezifischen Faktoren in Tabelle 2.24 ergeben sich die Bedarfe wie folgt:

$$\dot{V}_{\text{KG}}^t = q \cdot \dot{m}_{\text{Sinter}}^t \cdot \frac{1}{HU_{\text{KG}}^t} \quad (2.98)$$

$$\dot{m}_{\text{D6}}^t = d_{\text{D6}} \cdot \dot{m}_{\text{Sinter}}^t \quad (2.99)$$

$$P_{\text{el}}^t = p_{\text{el}} \cdot \dot{m}_{\text{Sinter}}^t \quad (2.100)$$

Diese Bedarfe werden in den Zulässigkeitsbedingungen des übergeordneten Optimierungsmodells berücksichtigt.

2.6.2 Wasserstoffherzeuger

Die *Salzgitter Flachstahl GmbH* bezieht heute einen Teil ihres Wasserstoffbedarfs von externen Unternehmen. Zusätzlich werden eine PEM- und eine Hochtemperatur-Elektrolyse zur eigenen Erzeugung des Wasserstoffs betrieben. Diese können im Grundprinzip gleich modelliert werden und unterscheiden sich nur in wenigen Gleichungen. Im Modell wird der Typ des Wasserstoffherzeugers als Eingangsparameter vorgegeben.

Um den Einsatz der Wasserstoffherzeuger im Zuge des Optimierungsmodells abzubilden, werden die folgenden Zulässigkeitsbedingungen benötigt. Vereinfacht wird hier ein linearer Zusammenhang zwischen dem Volumenstrom des erzeugten Wasserstoffs und der elektrischen Leistung angesetzt.

$$P_{\text{el}}^t = p_{\text{el}} \cdot \dot{V}_{\text{H}_2}^t \quad (2.101)$$

Tabelle 2.25: Variablen zur Modellierung und Optimierung der Wasserstoffherzeuger

Formelzeichen	Einheit	Beschreibung
$\dot{V}_{\text{H}_2}^t$	$\text{Nm}^3_{\text{H}_2}/\text{h}$	Volumenstrom Wasserstoff
$\dot{V}_{\text{O}_2}^t$	$\text{Nm}^3_{\text{O}_2}/\text{h}$	Volumenstrom Sauerstoff
P_{el}^t	MW	elektrische Leistung
$\mu_{\text{Verfügbarkeit}}^t$	-	Verfügbarkeit
Typ Hochtemperatur:		
$\dot{m}_{\text{D6}}^t$	$t_{\text{Dampf}}/\text{h}$	Massenstrom 6 bar-Dampf

Tabelle 2.26: Parameter zur Modellierung und Optimierung der Wasserstoffherzeuger

Formelzeichen	Einheit	Beschreibung
Typ PEM:		
p_{el}	$\text{MWh}/\text{Nm}^3_{\text{H}_2}$	Strombedarf
$\dot{V}_{\text{H}_2}^{\text{min}}$	$\text{Nm}^3_{\text{H}_2}/\text{h}$	min. Volumenstrom Wasserstoff
$\dot{V}_{\text{H}_2}^{\text{max}}$	$\text{Nm}^3_{\text{H}_2}/\text{h}$	max. Volumenstrom Wasserstoff
$P_{\text{el}}^{\text{max}}$	MW	maximale elektrische Leistung
$t_{\text{Betrieb}}^{\text{max}}$	h	maximale Betriebsstunden
Typ Hochtemperatur:		
p_{el}	$\text{MWh}/\text{Nm}^3_{\text{H}_2}$	Strombedarf
$\dot{V}_{\text{H}_2}^{\text{min}}$	$\text{Nm}^3_{\text{H}_2}/\text{h}$	min. Volumenstrom Wasserstoff
$\dot{V}_{\text{H}_2}^{\text{max}}$	$\text{Nm}^3_{\text{H}_2}/\text{h}$	max. Volumenstrom Wasserstoff
$P_{\text{el}}^{\text{max}}$	kW	maximale elektrische Leistung
$d_{6\text{ bar}}$	$\text{kg}/\text{Nm}^3_{\text{H}_2}$	6 bar-Dampfbedarf
$t_{\text{Betrieb}}^{\text{max}}$	h	maximale Betriebsstunden

Außerdem wird über eine binäre Variable der Volumenstrom Wasserstoff auf die minimale und maximale Menge begrenzt, sowie die Verfügbarkeit der Elektrolyse abgebildet. Zuletzt kann über diese binäre Variable die maximale Anzahl Betriebsstunden innerhalb des betrachteten Zeitraums beschränkt werden.

$$\mu_{\text{H}_2}^t \cdot \dot{V}_{\text{H}_2}^{\text{min}} \leq \dot{V}_{\text{H}_2}^t \leq \mu_{\text{H}_2}^t \cdot \dot{V}_{\text{H}_2}^{\text{max}} \quad (2.102)$$

$$\mu_{\text{H}_2}^t \leq \mu_{\text{Verfügbarkeit}}^t \quad (2.103)$$

$$\sum_t \mu_{\text{H}_2}^t \leq t_{\text{Betrieb}}^{\text{max}} \quad (2.104)$$

Für die Hochtemperatur-Elektrolyse wird außerdem über folgende Gleichung der 6 bar-Dampfbedarf im Zuge der Optimierung berechnet:

$$\dot{m}_{\text{D6}}^t = d_{6\text{ bar}} \cdot \dot{V}_{\text{H}_2}^t \quad (2.105)$$

Mit diesen Zulässigkeitsbedingungen können beide Wasserstoffherzeuger im Optimierungsmodell abgebildet werden. So kann der Zukauf elektrischer Leistung zur Eigenerzeugung von Wasserstoff gegenüber dem Zukauf von extern erzeugtem Wasserstoff abhängig der Kosten variiert werden.

2.7 Übergeordnetes Modell des kohlenstoffbasierten Hüttenwerks

Die Brennstoffe, der Prozessdampf sowie die sonstigen technischen Gase werden über Netze zwischen den Komponenten des kohlenstoffbasierten Hüttenwerks ausgetauscht.

Bis auf die Kokerei nutzen alle Komponenten des Hüttenwerks Erdgas (EG), welches aus dem öffentlichen Netz bezogen wird. Das von der Kokerei erzeugte Koksgas (KG) wird im Stahlwerk, den Walzwerkköfen des Warmwalzwerkes sowie dem Kraftwerk eingesetzt. Das Hochofengas (HG) der Hochöfen A, B und C wird in der Kokerei zur Verkokung und als Teil des Mischgases (MG) im Kraftwerk verwendet. Den anderen Teil des Mischgases stellt das Konvertergas (KO) aus den Konvertern des Stahlwerks dar, welches außerdem im Hochofen C zur Winderhitzung und in der Kokerei zur Verkokung verwendet wird.

Der Prozessdampf wird größtenteils vom Kraftwerk erzeugt, indem der Frischdampf der Dampferzeuger über die Turbinen und Maschinen reduziert und auf den benötigten Druckstufen angezapft wird. So kann die Energie des Frischdampfs bis auf das Druckniveau des entnommenen Dampfes zur Stromerzeugung genutzt werden. Alternativ kann 80 bar-Dampf über Reduzierstufen direkt auf die benötigten Druckstufen reduziert werden.

Je Druckstufe wird der Prozessdampf über ein Dampfnetz zu den Komponenten des Hüttenwerks verteilt. Der 80 bar-Dampf wird vom Kraftwerk zu den Dampfwindgebläsen G8 und G9 geleitet, wo der Wind für die Hochöfen erzeugt wird. Der 20 bar-Dampf wird in zwei Teilnetzen verteilt: Ein Teilnetz führt 20 bar-Dampf vom Kraftwerk direkt zur Kokerei, das andere Teilnetz vom Kraftwerk zu den Konvertern, der Sekundärmetallurgie im Stahlwerk, dem Warm- und dem Kaltwalzwerk. Wird im Warmwalzwerk ein Überschuss an 20 bar-Dampf erzeugt, wird dieser in das 20 bar-Dampfnetz zurückgespeist. Entsteht dadurch ein Überschuss im Netz, wird dieser im Kraftwerk zur Speisewasservorwärmung genutzt. Das 8 bar-Dampfnetz verbindet das Kraftwerk mit den Hochöfen und den Konvertern. Darüber hinaus wird in den Konvertern in der Regel ein Überschuss an 8 bar-Dampf erzeugt, welcher in das Dampfnetz zurückgeleitet wird. Restmengen können zur Kondensatvorwärmung der Blöcke in das Kraftwerk zurückgespeist werden. 6 bar-Heizdampf kann nur über Reduzierstationen aus 20 bar- und 8 bar-Dampf bezogen werden. Das 6 bar-Heizdampfnetz verbindet alle Komponenten des Hüttenwerks.

Die Versorgung der Komponenten mit elektrischer Energie erfolgt zum einen aus dem Kraftwerk und zum anderen aus dem öffentlichen Netz. Erzeugt das Kraftwerk einen Überschuss an elektrischer Leistung, wird diese in das öffentliche Netz zurückgespeist. Die maximal erzeugbare Leistung hängt von den zur Verfügung stehenden Brennstoffen, den Dampfbedarfen sowie dem Fernwärmebedarf ab. Für eine hohe Energieeffizienz des Hüttenwerks nutzt das Kuppelgaskraftwerk die vorhandenen Kuppelgase (Koksgas, Hochofengas und Konvertergas) vollständig. Außerdem muss das Kraftwerk den Dampfbedarf des Hüttenwerks im Bedarfsfall zu jedem Zeitpunkt vollständig decken können. Somit ergeben sich Betriebsgrenzen für das Kraftwerk, innerhalb derer der Betrieb zur Kostenminimierung optimiert werden kann.

In den folgenden Bilanzen werden die Konverter als Teil des Stahlwerks betrachtet und daher nicht extra aufgeführt.

2.7.1 Produktbilanzen

Zwischen den Komponenten der Hütte werden die Produkte Roheisen, Rohstahl und Walzstahl ausgetauscht. Dies erfolgt jeweils über die folgenden Bilanzen. Die Eisenbilanz übergibt das produzierte Roheisen der Hochofenanlage an das Stahlwerk, in welchem es in den Konverter zu Rohstahl veredelt wird.

$$\dot{m}_{\text{RE, Stahlwerk}}^t = \dot{m}_{\text{RE, Hochofen}}^t \quad (2.106)$$

Tabelle 2.27: Variablen zur Modellierung der Brennstoffvolumenströme des kohlenstoffbasierten Hüttenwerks

Formelzeichen	Einheit	Beschreibung
$\dot{V}_{\text{EG, ges}}^t$	$\text{Nm}^3_{\text{EG}}/\text{h}$	Volumenstrom Erdgas
$\dot{V}_{\text{H}_2, \text{ ges}}^t$	$\text{Nm}^3_{\text{H}_2}/\text{h}$	Volumenstrom Wasserstoff
$\dot{V}_{\text{HG zu TZK}}^t$	$\text{Nm}^3_{\text{HG}}/\text{h}$	Volumenstrom Hochofengas Zumischung Kraftwerk
$\dot{V}_{\text{KO zu TZK}}^t$	$\text{Nm}^3_{\text{KO}}/\text{h}$	Volumenstrom Konvertergas Zumischung Kraftwerk
$\dot{V}_{\text{MG, Fackel}}^t$	$\text{Nm}^3_{\text{MG}}/\text{h}$	Volumenstrom Mischgas Fackel
$\dot{V}_{\text{KG, Fackel}}^t$	$\text{Nm}^3_{\text{KG}}/\text{h}$	Volumenstrom Koksgas Fackel
$\dot{V}_{\text{KO, Fackel}}^t$	$\text{Nm}^3_{\text{KO}}/\text{h}$	Volumenstrom Konvertergas Fackel

Der Rohstahl wird nach der Sekundärmetallurgie des Stahlwerks in der Stranggießanlage zu Brammen gegossen und im Warmwalzwerk weiterverarbeitet. Hierbei werden Verluste wie beispielsweise die Zunderverluste vernachlässigt.

$$\dot{m}_{\text{WSt, Warmwalzwerk}}^t = \dot{m}_{\text{RSt, Stahlwerk}}^t \quad (2.107)$$

Anschließend wird ein Teil des Walzstahls $x_{\text{WSt, Kaltwalzwerk \& Oberflächenveredelung}}^t$ im Kaltwalzwerk weiterveredelt, während der andere Teil direkt verkauft wird.

$$\dot{m}_{\text{WSt, Kaltwalzwerk \& Oberflächenveredelung}}^t = x_{\text{WSt, Kaltwalzwerk \& Oberflächenveredelung}}^t \cdot \dot{m}_{\text{WSt, ist, Warmwalzwerk}}^t \quad (2.108)$$

Da die Walzstahlmengen aufs Gesamtjahr betrachtet geringer als die Rohstahlmengen sind, wird als Basis für die Modellierung von Kleinverbrauchern der Massenstrom festen Rohstahls verwendet.

2.7.2 Brennstoffbilanzen

Im Folgenden werden die vier Brennstoffbilanzen des Hüttenwerks aufgestellt. Die Brennstoffbedarfe und Optimierungsmöglichkeiten der Hüttenwerkskomponenten sind in Kapitel 2.1 bis 2.6 beschrieben. Bei den Gesamtbilanzen der Kuppelgase müssen darüber hinaus die Fackeln berücksichtigt werden, welche zur Sicherung des Betriebs notwendig sind. Mit ihnen können im Bedarfsfall bei Ausfällen oder Reparaturen Kuppelgase abgefackelt werden. Auf diese Weise muss der Betrieb der Komponenten, die das jeweilige Kuppelgas erzeugen, nicht unterbrochen werden.

Hochofengasbilanz An das Hochofengasnetz sind die Hochöfen mit der Kohlenstoffeinblasanlage, die Kokerei, das Kraftwerk sowie mehrere Fackeln angeschlossen.

$$\dot{V}_{\text{HG, Hochöfen}}^t = \dot{V}_{\text{HG, Kokerei}}^t + \dot{V}_{\text{HG, Kraftwerk}}^t + \dot{V}_{\text{HG, Fackel}}^t \quad (2.109)$$

Vor dem Kraftwerk wird Konvertergas eingemischt, sodass sogenanntes Mischgas zum Kraftwerk geleitet wird. Hierbei wird die Nutzung von Hochofengas in der Kokerei, und dem Kraftwerk sowie der Einsatz der Fackeln optimiert.

Konvertergasbilanz An das Konvertergasnetz ist die Kokerei, der Hochofen C, die Konverter des Stahlwerks, das Kraftwerk sowie mehrere Fackeln angeschlossen. Im Hochofen C wird das Konvertergas zur Winderhitzung verwendet, alternativ wird Erdgas eingesetzt.

$$\dot{V}_{\text{KO, Stahlwerk}}^t = \dot{V}_{\text{KO, Kokerei}}^t + \dot{V}_{\text{KO, Hochofen}}^t + \dot{V}_{\text{KO, Kraftwerk}}^t + \dot{V}_{\text{KO, Fackel}}^t \quad (2.110)$$

Hierbei wird die Nutzung des Konvertergases in der Kokerei und dem Kraftwerk sowie der Einsatz der Fackeln optimiert.

Mischgasbilanz Hochofengas und Konvertergas werden vor dem Kraftwerk zu Mischgas gemischt. Die Zumischung von Konvertergas in das Hochofengas muss dabei begrenzt werden, damit der Heizwert des Mischgases den maximal erlaubten Heizwert in den Kesseln des Kraftwerks nicht übersteigt. Dabei wird in der folgenden Gleichung der Wärmestrom des Mischgases berechnet und an das Kraftwerk übergeben, da sich der Heizwert über die zu optimierende Mischung ergibt und so nicht während der Optimierung berechnet werden kann.

$$\dot{V}_{\text{HG, Kraftwerk}}^t \cdot HU_{\text{HG}}^t + \dot{V}_{\text{KO, Kraftwerk}}^t \cdot HU_{\text{KO}}^t = \dot{Q}_{\text{MG, Kraftwerk}}^t \quad (2.111)$$

$$x_{\text{Mischungsverhältnis}} = \frac{HU_{\text{MG}}^{\text{max}} - HU_{\text{HG}}^t}{HU_{\text{KO}}^t - HU_{\text{HG}}^t} \quad (2.112)$$

$$\dot{V}_{\text{KO, Kraftwerk}}^t \cdot HU_{\text{KO}}^t \leq x_{\text{Mischungsverhältnis}} \cdot \dot{Q}_{\text{MG, Kraftwerk}}^t \quad (2.113)$$

Der Volumenstrom des Mischgases zum Kraftwerk sowie dessen Heizwert werden nach der Optimierung berechnet.

Koksgasbilanz Das in der Kokerei erzeugte Koksgas wird in der Kokerei selbst, dem Stahlwerk, dem Warmwalzwerk und dem Kraftwerk eingesetzt. Außerdem sind diverse Kleinverbraucher und eine Fackel an das Koksgasnetz angeschlossen.

$$\begin{aligned} \dot{V}_{\text{KG, Kokerei}}^t &= \dot{V}_{\text{KG, Stahlwerk}}^t + \dot{V}_{\text{KG, Warmwalzwerk}}^t + \dot{V}_{\text{KG, Kraftwerk}}^t \\ &\quad + \dot{V}_{\text{KG, Fackel}}^t + \dot{V}_{\text{KG, Kleinverbraucher}}^t \end{aligned} \quad (2.114)$$

Das Kraftwerk wird derzeit als Kuppelgaskraftwerk verwendet, daher wird Erdgas nur als Stützbrennstoff eingesetzt. Da Koksgas den höchsten Heizwert der Kuppelgase aufweist, wird immer die Mindestmenge Koksgas in den Dampferzeugern für einen sicheren Betrieb eingesetzt.

In der Koksgasbilanz wird der Einsatz des Koksgases in der Kokerei, dem Warmwalzwerk und dem Kraftwerk sowie den Fackeln optimiert.

Erdgasbilanz Die Erdgasbilanz summiert alle Erdgasverbraucher des Hüttenwerks auf.

$$\begin{aligned} \dot{V}_{\text{EG, ges}}^t &= \dot{V}_{\text{EG, Hochofen}}^t + \dot{V}_{\text{EG, Stahlwerk}}^t + \dot{V}_{\text{EG, Warmwalzwerk}}^t \\ &\quad + \dot{V}_{\text{EG, Kaltwalzwerk \& Oberflächenveredelung}}^t + \dot{V}_{\text{EG, Kraftwerk}}^t + \dot{V}_{\text{EG, Kleinverbraucher}}^t \end{aligned} \quad (2.115)$$

Dieser Gesamterdgasbedarf wird direkt aus dem öffentlichen Netz bezogen und kann nicht zwischengespeichert werden. Zur Kostenminimierung kann daher nur der Einsatz im Kraftwerk und dem Warmwalzwerk optimiert werden. Der maximal mögliche Bezug von Erdgas wird im Optimierungsmodell über die obere Grenze der Variable $\dot{V}_{\text{EG, ges}}^t$ auf die für das Jahr vertraglich vereinbarte maximale Leistungsspitze $\dot{V}_{\text{EG, Netzzanschluss}}^t$ begrenzt.

100 %-Nutzungsgrad Da es sich um ein integriertes Hüttenwerk mit Kuppelgaskraftwerk handelt, dürfen die Kuppelgase (Hochfengas, Konvertergas und Koksgas) im Normalbetrieb nur dann abgefackelt werden, wenn die in Betrieb befindlichen Aggregate des Kraftwerks voll ausgelastet sind. Dafür wurde bereits in der Klasse Dampferzeuger (Kapitel 2.5.1) die binäre Variable μ_{Vollast}^t definiert, die bei Vollast eines Blocks oder Kessels den Wert 1 einnimmt. Das Modell des Hüttenwerks beinhaltet außerdem die Variable μ_{Fackel}^t , welche mit der folgenden Formel eingeschränkt wird:

$$\begin{aligned} \mu_{\text{Fackel}}^t \cdot (\mu_{\text{FD, Block 1}}^t + \mu_{\text{FD, Block 2}}^t + \mu_{\text{FD, Kessel 1}}^t + \mu_{\text{FD, Kessel 2}}^t + \mu_{\text{FD, Kessel 3}}^t) \\ \leq \mu_{\text{Vollast, Block 1}}^t + \mu_{\text{Vollast, Block 2}}^t + \mu_{\text{Vollast, Kessel 1}}^t + \mu_{\text{Vollast, Kessel 2}}^t + \mu_{\text{Vollast, Kessel 3}}^t \end{aligned} \quad (2.116)$$

Durch diese Ungleichung kann die binäre Variable μ_{Fackel}^t nur genau dann 1 werden, wenn alle Dampferzeuger, die in Betrieb sind, auch unter Vollast laufen, also die Summen jeweils gleich groß sind. Da in dieser Gleichung zu optimierende Variable multipliziert werden und die Gleichung damit nicht linear ist, muss sie linearisiert werden. Dafür werden nach [21] zusätzliche binäre Variablen eingeführt, welche die folgenden Bedingungen erfüllen müssen (hier beispielhaft anhand des Blocks 1 dargestellt):

$$\mu_{\text{Fackel; FD, Block 1}}^t \geq \mu_{\text{Fackel}}^t + \mu_{\text{FD, Block 1}}^t - 1 \quad (2.117)$$

$$\mu_{\text{Fackel; FD, Block 1}}^t \leq \mu_{\text{Fackel}}^t \quad (2.118)$$

$$\mu_{\text{Fackel; FD, Block 1}}^t \leq \mu_{\text{FD, Block 1}}^t \quad (2.119)$$

Mit diesen zusätzlichen Variablen kann Gleichung 2.116 vereinfacht formuliert werden:

$$\begin{aligned} \mu_{\text{Fackel; FD, Block 1}}^t + \mu_{\text{Fackel; FD, Block 2}}^t + \mu_{\text{Fackel; FD, Kessel 1}}^t + \mu_{\text{Fackel; FD, Kessel 2}}^t + \mu_{\text{Fackel; FD, Kessel 3}}^t \\ \leq \mu_{\text{Vollast, Block 1}}^t + \mu_{\text{Vollast, Block 2}}^t + \mu_{\text{Vollast, Kessel 1}}^t + \mu_{\text{Vollast, Kessel 2}}^t + \mu_{\text{Vollast, Kessel 3}}^t \end{aligned} \quad (2.120)$$

Die Gleichungen 2.117 bis 2.119 werden für alle Dampferzeuger des Kraftwerks zusammen mit Gleichung 2.120 in die Optimierung implementiert.

2.7.3 Dampfbilanzen

80 bar-Dampfbilanz Der erzeugte 80 bar-Dampf des Kraftwerks wird für den Betrieb der Dampfwindgebläse der Hochöfen sowie für einige Kleinverbraucher benötigt.

$$\dot{m}_{\text{D80, Kraftwerk}}^t = \dot{m}_{\text{D80, Hochöfen}}^t + \dot{m}_{\text{D80, Kleinverbraucher}}^t \quad (2.121)$$

20 bar-Dampfbilanz Der erzeugte 20 bar-Dampf des Kraftwerks wird in der Kokerei, im Warmwalzwerk, im Stahlwerk sowie diversen Kleinverbrauchern eingesetzt. Außerdem kann dieser Dampf auf 6 bar reduziert werden, um das 6 bar-Dampfnetz zu speisen.

$$\begin{aligned} \dot{m}_{\text{D20, Kraftwerk}}^t = \dot{m}_{\text{D20, Warmwalzwerk}}^t + \dot{m}_{\text{D20, Kokerei}}^t \\ + \dot{m}_{\text{D20, Stahlwerk}}^t + \dot{m}_{\text{D20, Kleinverbraucher}}^t + \dot{m}_{\text{D20-6}}^t \end{aligned} \quad (2.122)$$

Das Warmwalzwerk erzeugt 20 bar-Dampf, sodass der Dampfbedarf negativ werden kann, also mehr Dampf im Netz erzeugt als verbraucht wird. In diesem Fall wird der überschüssige Dampf in das Kraftwerk zur Speisewasservorwärmung der Blöcke zurückgespeist, sodass auch diese

Tabelle 2.28: Variablen zur Modellierung der Dampfmassenströme des kohlenstoffbasierten Hüttenwerks

Formelzeichen	Einheit	Beschreibung
$\dot{m}_{D80, KV}^t$	tDampf/h	Massenstrom 80 bar-Dampf Kleinverbraucher
$\dot{m}_{D20, KV}^t$	tDampf/h	Massenstrom 20 bar-Dampf Kleinverbraucher
$\dot{m}_{D8, KV}^t$	tDampf/h	Massenstrom 8 bar-Dampf Kleinverbraucher
$\dot{m}_{D6, KV}^t$	tDampf/h	Massenstrom 8 bar-Dampf Kleinverbraucher
$\dot{m}_{D20-8}^t$	tDampf/h	Massenstrom Dampf optionale Reduzierstation 20 bar auf 8 bar
$\dot{m}_{D20-6}^t$	tDampf/h	Massenstrom Dampf Reduzierstation 20 bar auf 6 bar
$\dot{m}_{D8-6}^t$	tDampf/h	Massenstrom Dampf Reduzierstation 8 bar auf 6 bar

Tabelle 2.29: Parameter zur Modellierung der Dampfmassenströme des kohlenstoffbasierten Hüttenwerks

Formelzeichen	Parameter	Einheit	Beschreibung
$\dot{m}_{D20-6}^{\max}$	100	tDampf/h	maximaler Massenstrom Dampf Reduzierstation 20 bar auf 6 bar
$\dot{m}_{D8-6}^{\max}$	50	tDampf/h	maximaler Massenstrom Dampf Reduzierstation 8 bar auf 6 bar

Variable negativ werden kann. Zur Reduzierung des Rechenaufwands sollten diese Variablen daher in positive und negative Variablen aufgeteilt werden, deren Werte dann nur positiv werden.

Die Reduzierung in das 6 bar-Dampfnetz wird auf den Wert $\dot{m}_{D20-6}^{\max}$ begrenzt.

8 bar-Dampfbilanz Der erzeugte 8 bar-Dampf des Kraftwerks wird in den Hochöfen, im Stahlwerk sowie diversen Kleinverbrauchern eingesetzt. Außerdem kann dieser Dampf auf 6 bar reduziert werden, um ebenfalls das 6 bar-Dampfnetz zu versorgen.

$$\begin{aligned} \dot{m}_{D8, \text{Kraftwerk}}^t &= \dot{m}_{D8, \text{Hochöfen}}^t + \dot{m}_{D8, \text{Stahlwerk}}^t \\ &\quad + \dot{m}_{D8, \text{Kleinverbraucher}}^t + \dot{m}_{D8-6}^t \end{aligned} \quad (2.123)$$

Die Konverter des Stahlwerks erzeugen 8 bar-Dampf, der bei Überschuss im 8 bar-Dampfnetz im Kraftwerk zur Kondensatvorwärmung der Blöcke genutzt wird.

Die Reduzierung in das 6 bar-Dampfnetz wird auf den Wert $\dot{m}_{D8-6}^{\max}$ begrenzt.

6 bar-Dampfbilanz Der 6 bar-Heizdampf wird aus dem 20 bar- und 8 bar-Dampfnetz bezogen.

$$\begin{aligned} \dot{m}_{D20-6}^t + \dot{m}_{D8-6}^t &= \dot{m}_{D6, \text{Kohlerei}}^t + \dot{m}_{D6, \text{Hochöfen}}^t + \dot{m}_{D6, \text{Stahlwerk}}^t \\ &\quad + \dot{m}_{D6, \text{Warmwalzwerk}}^t + \dot{m}_{D6, \text{Kleinverbraucher}}^t \end{aligned} \quad (2.124)$$

Tabelle 2.30: Parameter zur Modellierung der technischen Gase des kohlenstoffbasierten Hüttenwerks

Formelzeichen	Einheit	Beschreibung
$p_{\text{Sauerstoff}}$	$\text{kWh}/\text{Nm}^3_{\text{O}_2}$	spezifischer Strombedarf Sauerstoffbereitstellung
$p_{\text{Stickstoff, 30 bar}}$	$\text{kWh}/\text{Nm}^3_{\text{N}_2}$	spezifischer Strombedarf Stickstoffbereitstellung 30 bar
$p_{\text{Stickstoff, 17 bar}}$	$\text{kWh}/\text{Nm}^3_{\text{N}_2}$	spezifischer Strombedarf Stickstoffbereitstellung 17 bar
$p_{\text{Stickstoff, 5 bar}}$	$\text{kWh}/\text{Nm}^3_{\text{N}_2}$	spezifischer Strombedarf Stickstoffbereitstellung 5 bar
$p_{\text{Stickstoff, 0 bar}}$	$\text{kWh}/\text{Nm}^3_{\text{N}_2}$	spezifischer Strombedarf Stickstoffbereitstellung drucklos

2.7.4 Bilanzen der technischen Gase

Sauerstoffbilanz Der Sauerstoffbedarf der Hochöfen, des Stahlwerks, der Kleinverbraucher sowie der Externen wird mit Luftverdichtern und Luftzerlegern gedeckt. Das Modell summiert die Bedarfe auf und berechnet über einen spezifischen Faktor den Strombedarf.

$$\dot{V}_{\text{Sauerstoff, ges}}^t = \dot{V}_{\text{Sauerstoff, Hochöfen}}^t + \dot{V}_{\text{Sauerstoff, Stahlwerk}}^t \quad (2.125)$$

$$P_{\text{el, Sauerstoff}}^t = p_{\text{Sauerstoffbereitstellung}} \cdot \dot{V}_{\text{Sauerstoff, ges}}^t \quad (2.126)$$

Stickstoffbilanz Wie bereits bei der Sauerstoffbilanz wird der Stickstoffbedarf der Komponenten aufsummiert und entsprechend der Strombedarf zur Bereitstellung berechnet. Dabei wird der Stickstoff auf vier Druckniveaus (30 bar, 17 bar, 5 bar und drucklos) bereitgestellt und genutzt.

$$\begin{aligned} P_{\text{el, Stickstoff}}^t &= p_{\text{Stickstoffbereitstellung, 30 bar}} \cdot \dot{V}_{\text{Stickstoff, 30 bar, Stahlwerk}}^t \\ &+ p_{\text{Stickstoffbereitstellung, 17 bar}} \cdot \dot{V}_{\text{Stickstoff, 17 bar, Kokerei}}^t \\ &+ p_{\text{Stickstoffbereitstellung, 5 bar}} \cdot \left(\dot{V}_{\text{Stickstoff, 5 bar, Hochöfen}}^t + \dot{V}_{\text{Stickstoff, 5 bar, Stahlwerk}}^t \right) \\ &+ p_{\text{Stickstoffbereitstellung, 0 bar}} \cdot \dot{V}_{\text{Stickstoff, 0 bar, Kaltwalzwerk \& Oberflächenveredlung}}^t \end{aligned} \quad (2.127)$$

Wasserstoffbilanz Derzeit benötigt die Oberflächenveredelung Wasserstoff, welcher von externen Dienstleistern oder einer Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (PEM) und einer Hochtemperaturelektrolyse (HTE) auf dem Hüttengelände bereitgestellt werden kann.

$$\dot{V}_{\text{Wasserstoff, externe}}^t + \dot{V}_{\text{Wasserstoff, PEM}}^t + \dot{V}_{\text{Wasserstoff, HTE}}^t = \dot{V}_{\text{Wasserstoff, Oberflächenveredelung}}^t \quad (2.128)$$

2.7.5 Elektrische Leistungsbilanz

Die elektrische Leistungsbilanz bildet den Austausch elektrischer Leistung im Hüttennetz zwischen den Komponenten zur Eisen- und Stahlherstellung und dem Kraftwerk sowie dem öffentlichen Netz ab. Der Bedarf elektrischer Leistung der meisten Komponenten geht dabei nur als Eingangszeitreihe ein, nur die Erzeugung im Kraftwerk sowie der Austausch mit dem öffentlichen Netz

2 Modellierung der Energiewirtschaft eines Hüttenwerks

wird optimiert. Ebenfalls nicht optimiert wird der Bedarf für die Sauerstoff- und Stickstoff- und Druckluftbereitstellung.

$$\begin{aligned}
 P_{\text{el, Kraftwerk}}^t + P_{\text{el, Netz}}^t &= P_{\text{el, Kokerei}}^t + P_{\text{el, Hochöfen}}^t \\
 &+ P_{\text{el, Stahlwerk}}^t + P_{\text{el, Warmwalzwerk}}^t + P_{\text{el, Kaltwalzwerk \& Oberflächenveredelung}}^t \\
 &+ P_{\text{el, Sauerstoff}}^t + P_{\text{el, Stickstoff}}^t + P_{\text{el, Druckluft}}^t
 \end{aligned} \tag{2.129}$$

Die Abgabe und der Bezug elektrischer Leistung über den Netzanschluss während der Optimierung wird mit den folgenden Gleichungen über binäre Variablen begrenzt:

$$\mu_{\text{el, Abgabe}}^t \cdot P_{\text{el, Netzanschluss}} \leq P_{\text{el, Abgabe}}^t \tag{2.130}$$

$$\mu_{\text{el, Bezug}}^t \cdot P_{\text{el, Netzanschluss}} \leq P_{\text{el, Bezug}}^t \tag{2.131}$$

Des Weiteren können Leistungsabgabe und -bezug nicht gleichzeitig erfolgen, sodass zu jedem Zeitpunkt nur einer der beiden binären Variablen 1 sein kann:

$$\mu_{\text{el, Bezug}}^t + \mu_{\text{el, Abgabe}}^t \leq 1 \tag{2.132}$$

2.7.6 Optimierungsziel

Die Zielfunktion der Optimierung wird für das gesamte Hüttenwerk definiert, damit Austauschvorgänge zwischen den Komponenten von dieser unabhängig erfolgen können. Ziel der Optimierung ist die Energiekostenminimierung. Die Energiekosten setzen sich aus den Kosten für bezogenes Erdgas sowie den Kosten bzw. Erlösen für bezogene oder abgegebenen elektrische Leistung zusammen. Somit ergibt sich für die Zielfunktion:

$$\min \sum_t \dot{V}_{\text{EG, ges}}^t \cdot k_{\text{EG}}^t + P_{\text{el, Bezug}}^t \cdot k_{\text{Strom}}^t - P_{\text{el, Abgabe}}^t \cdot k_{\text{Strom}}^t \tag{2.133}$$

Während der Erdgaspreis langfristig ausgehandelt und pro Monat konstant ist, wird der Strom über die Strombörse bezogen und schwankt daher stündlich. Daher kann k_{Strom}^t auch zeitweise negativ werden, sodass dann durch den Zukauf von elektrischer Leistung Erlöse erzielt werden können.

2.8 Modellvalidierung

Zur Validierung des Modells wird das zur Modellierung verwendete Basisjahr 2018 simuliert und optimiert. Da das Optimierungsmodell Bestandteil des Gesamtmodells ist, muss es in der Validierung ebenfalls enthalten sein. Um die Auswirkungen des Optimierungsmodells zu minimieren, wird die Fahrweise des Kraftwerks und der Kokereibatterien vorgegeben. In der Zielfunktion sind die Erdgaspreise sowie die Day-Ahead-Marktpreise für Strom des Jahres 2018 hinterlegt. Daher hat das Optimierungsmodell nur die Möglichkeit, die Verteilung der Brennstoffe und die Erzeugung elektrischer Leistung im Kraftwerk so einzustellen, dass die Summe der Zielfunktion minimiert wird.

Im Folgenden erfolgt für die Komponenten des Hüttenwerks die Validierung der jeweiligen Untermodelle anhand der Jahresbilanzen. Zum Vergleich der modellierten mit den realen Daten werden jeweils die Brennstoff-, Dampf- und elektrischen Leistungsbedarfe aufsummiert. Die Gesamtmengen im Modell werden dann anhand der produzierten Menge des Zwischen- oder Endprodukts im Modell bezogen auf das Basisjahr im gleichen Zeitraum umgerechnet. Werden diese korrigierten Mengen durch die tatsächlich umgesetzten Mengen geteilt, ergibt sich der in den Abbildungen 2.1 bis 2.7 dargestellte Faktor. Ist dieser Faktor größer 1, ist der Bedarf oder die Erzeugung im Modell zu gering; ist er kleiner 1, ist der Bedarf oder die Erzeugung im Modell zu hoch.

Die Validierung des zeitlichen Verlaufs der verschiedenen Komponenten geht über den Umfang dieser Arbeit hinaus, daher wird an dieser Stelle darauf verzichtet. Um dennoch die korrekte Abbildung des Zeitverlaufs der Energiebedarfe im Hüttenwerk aufzuzeigen, folgt am Ende des Kapitels der Vergleich des zeitlichen Verlaufes des Erdgasbezugs sowie der elektrischen Leistung am Netzverknüpfungspunkt.

Die sehr geringen Abweichungen des Modells der Kokerei (vgl. Abb. 2.1) von unter 1 % zeigen, dass der hier gewählte Ansatz der linearen Modellierung die Bedarfe sehr gut abbildet. Der Brennstoffbedarf des Modells liegt etwa mit 6000 GJ nur 0,11 % über dem realen Bedarf, während der Dampfbedarf mit knapp 70 t bzw. 140 t um unter 0,4 % unterschätzt wird. Diese Mengen sind jedoch im Vergleich zu den umgesetzten Gesamtmengen vernachlässigbar.

Die einzelnen Untermodelle der Hochöfen wurden in Abbildung 2.2 zusammengefasst. Bei der Hochofengaserzeugung (etwa 700000 GJ zu viel) und der elektrischen Leistungserzeugung durch die Expansionsturbine (etwa 3000 MWh zu wenig) sind die größten Abweichungen von bis zu 3,2 % festzustellen. Die Hochofengaserzeugung ist von der Zusammensetzung des Gemisches aus Erz und Zuschlägen, dem sogenannten Möller, abhängig. Im Modell wird eine konstante Zusammensetzung des Möllers und somit eine konstante Hochofengaserzeugung mit einem konstanten Heizwert je

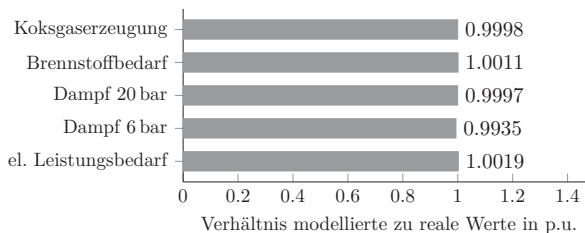


Abbildung 2.1: Validierung Modell Kokerei

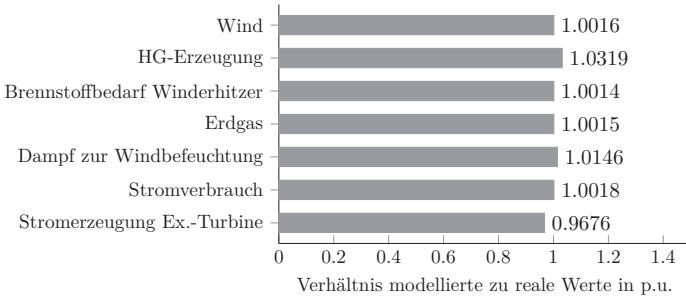


Abbildung 2.2: Validierung Modell Hochöfen

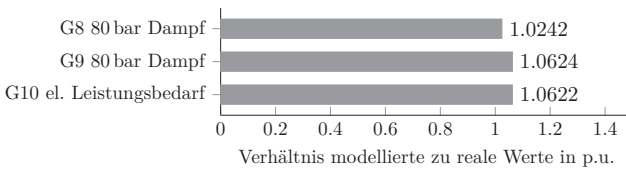


Abbildung 2.3: Validierung Modell Windgebläse

Hochofen angenommen, was der üblichen Zusammensetzung entspricht. Die Expansionsturbinen in Hochofen A und B erzeugen Strom, wenn ausreichend Wind in den Hochofen eingeblasen wird. Im Modell wird eine Grenze von mehr als 160000 Nm^3 angesetzt, in der Realität kann aber auch etwas unter dieser Grenze Strom erzeugt werden, sodass die Stromerzeugung leicht unterschätzt wird. Die genaue Grenze ist jedoch betriebsabhängig, die hier gewählte Grenze entspricht dem üblichen Betrieb.

Die Bedarfe der Windgebläse G8 bis G10 werden im Modell leicht überschätzt (vgl. Abb. 2.3), da der Trudelbetrieb, wenn das Gebläse sozusagen im Standby ist, mit einem konstanten Verbrauch angesetzt wird. Im realen Betrieb wird einerseits teilweise ein Gebläse doch nicht im Trudelbetrieb betrieben, sodass der Dampf- oder Leistungsbedarf überschätzt wird. Diese von Menschen getroffenen Entscheidungen während des Betriebs können jedoch im Modell nicht abgebildet werden. Andererseits können sich die Strömungseigenschaften der Luft aufgrund von

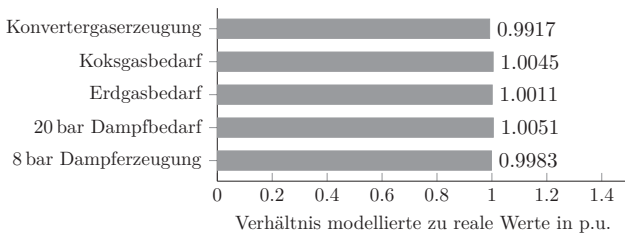


Abbildung 2.4: Validierung Modell Stahlwerk

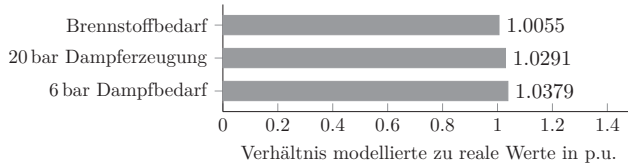


Abbildung 2.5: Validierung Modell Warmwalzwerk

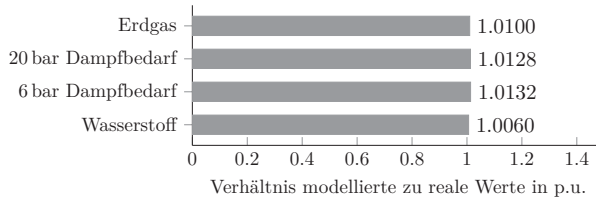


Abbildung 2.6: Validierung Modell Kaltwalzwerk und Oberflächenveredelung

Umwelteinflüssen verändern, sodass weniger Dampf oder elektrische Leistung benötigt wird.

Die Validierung des Stahlwerks in Abbildung 2.4 enthält die Konverter, Stranggießanlagen und Sekundärmetallurgie, da die gemessenen Daten nicht zuverlässig auf die einzelnen Bestandteile aufgeteilt werden können. Die sehr geringen Abweichungen von unter 1 % lassen jedoch auch auf eine korrekte Modellierung der einzelnen Komponenten schließen (vgl. Abb. 2.4).

Bei der Modellierung des Warm- und Kaltwalzwerkes werden die Dampfbedarfe bzw. -erzeugung überschätzt (vgl. Abb. 2.5 und 2.6). Beim Warmwalzwerk werden im Modell etwa 10000 t 20 bar-Dampf zu viel erzeugt sowie im gleichen Maße 6 bar-Dampf verbraucht. Im Modell kann die in den Brammen enthaltene Restwärme nach dem Stahlwerk, welche zu einer höheren 20 bar-Dampferzeugung führt, nicht berücksichtigt werden. Daher muss von einem durchschnittlichen Erfahrungswert ausgegangen werden, der den auch in Zukunft üblichen Betrieb berücksichtigt. Nach dem Warmwalzwerk und während der Weiterverarbeitung im Kaltwalzwerk kann Walzstahl zwischen den Arbeitsschritten verkauft werden. Diese Mengen können im Modell nicht abgebildet werden, da es eine kleinteiligere und damit aufwändigere Modellierung der Walzwerke erfordert. Die geringen Abweichungen von unter 1000 t bzw. unter 2 % beim 20 bar- und 6 bar-Dampf zeigen jedoch, dass die Auswirkungen vernachlässigbar sind.

Zur Validierung des Kraftwerks wurde in Abbildung 2.7 der Brennstoffbedarf und die Erzeugung elektrischer Leistung auf die vom Kraftwerk bereitgestellte Prozessdampfmenge im Basisjahr und im Modell umgerechnet. Der deutlich erhöhte Brennstoffeinsatz ist auf die Modellierung der

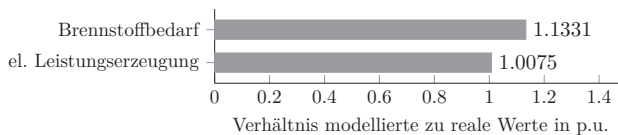


Abbildung 2.7: Validierung Modell Kraftwerk

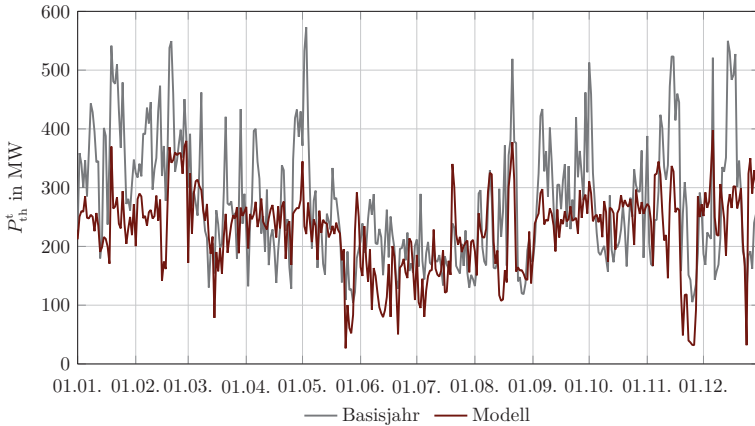


Abbildung 2.8: **Validierung Gesamtmodell anhand des Erdgasbezugs:** Der grundsätzliche zeitliche Verlauf des modellierten Leistungsaustausches stimmt gut mit dem realen Leistungsaustausch überein. Die hier dargestellten Abweichungen sind auf die Minimierung der Energiekosten im Optimierungsmodell als fester Bestandteil des Hüttenwerksmodells zurückzuführen. Der höhere Erdgasbezug ist auf nicht geplante Stillstände oder andere von der Planung abweichende Betriebszustände zurückzuführen, welche im Modell nicht abgebildet werden können.

Startrampen der Dampferzeuger zurückzuführen (vgl. Kapitel 2.5.1). Im Modell wird stets davon ausgegangen, dass bei einem Start der Dampferzeuger kalt ist und somit der Brennstoffeinsatz über mehrere Stunden schrittweise erhöht werden muss, bis Frischdampf erzeugt werden kann. Eine detaillierte Modellierung würde den Rechenaufwand im Optimierungsmodell deutlich erhöhen, weshalb hier eine Worst-Case-Abschätzung des Brennstoffbedarfs erfolgt.

Um auch den zeitlichen Verlauf des Modells zu validieren, sind in Abbildung 2.8 der Erdgasbezug sowie in Abbildung 2.9 der Austausch elektrischer Leistung mit dem öffentlichen Netz im Basisjahr und im Modell gegenübergestellt. Dabei ist zu beachten, dass die Verläufe des Modells zur Erfüllung der Zielfunktion optimiert sind, da das Optimierungsmodell fester Bestandteil des gesamten Hüttenwerkmodells ist. Der Vergleich des Erdgasbezugs zeigt, dass das Modell den zeitlichen Verlauf des Energiebedarfs des Hüttenwerks korrekt abbildet. Das Ziel der Energiekostenminimierung führt dazu, dass der Erdgasbezug im Modell in der Regel unter dem Bezug des Basisjahres liegt. Dies ist auf eine effizientere Verteilung der vorhanden Brennstoffe im Hüttenwerk zurückzuführen. Da das Optimierungsmodell für jede Stunde des Jahres die Bedarfe kennt, kann es den Erdgasbedarf reduzieren. In der Realität müssen diese Bedarfe prognostiziert werden, sodass Prognoseabweichungen zu höheren Verbräuchen führen.

Der grundsätzliche Verlauf des elektrischen Leistungsaustausches mit dem Netz stimmt mit dem realen Verlauf überein. In Abbildung 2.9 treten im modellierten und optimierten Verlauf größere Minima und Maxima auf, als es im Basisjahr der Fall war. Auch hier zeigen sich die Auswirkungen des Optimierungsmodells, welches für jede Stunde des Jahres die Bedarfe und die Strompreise kennt. Während die Bedarfe des Hüttenwerks größtenteils anhand der geplanten

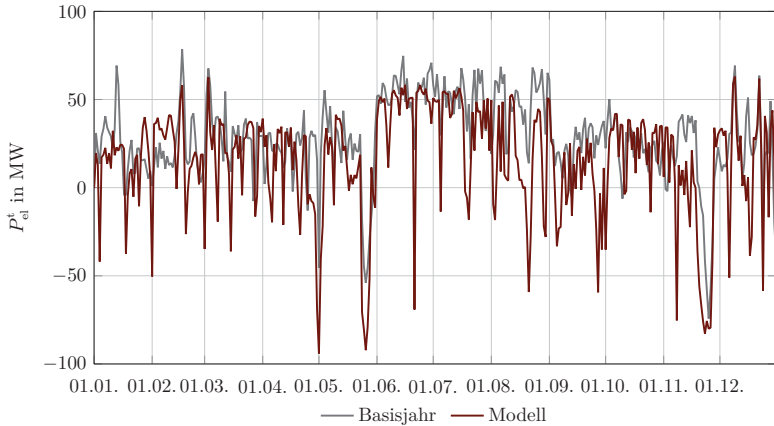


Abbildung 2.9: **Validierung Gesamtmodell anhand des Leistungsaustausches mit dem elektrischen Netz:** Der grundsätzliche zeitliche Verlauf des modellierten Leistungsaustausches stimmt gut mit dem realen Leistungsaustausch überein. Die hier dargestellten Abweichungen sind auf die Minimierung der Energiekosten im Optimierungsmodell als fester Bestandteil des Hüttenwerksmodells zurückzuführen.

Produktionsmengen gut prognostiziert werden können und die Erdgaspreise vertraglich langfristig bekannt sind, ist der Strompreis den Schwankungen an der Börse ausgesetzt und vergleichsweise schwer zu prognostizieren. So kann im realen Betrieb die Erzeugung elektrischer Leistung in den Maschinen des Kraftwerks nicht immer optimal an den Strompreis angepasst werden. Das Optimierungsmodell kann hingegen das gesamte Jahr auf die optimalen Strompreise ausrichten. Abgesehen von den größeren Schwankungen zeigt sich auch hier, dass der zeitliche Verlauf vom Hüttenwerksmodell gut abgebildet wird.

3 Potenziale zur Energiekostenminimierung

3.1 Datengrundlage des Basisszenarios

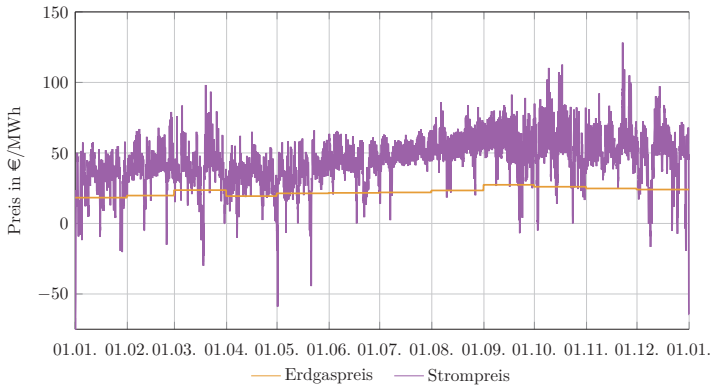


Abbildung 3.1: **Erdgas- und Strompreise im Basisszenario:** Der Erdgaspreis wird langfristig und für jeden Monat des Jahres fix vertraglich festgelegt. Der Strompreis ergibt sich hingegen am Spotmarkt und ist daher großen Schwankungen ausgesetzt.

Bei vorgegebenen Produktions- und Betriebsdaten werden im Folgenden der Einsatz der Kuppelgase und des Erdgases sowie die Erzeugung und der Bezug elektrischer Leistung und Wasserstoffs energiewirtschaftlich optimiert und untersucht. Grundlage bilden die realen Produktionsmengen Roheisen, Rohstahl und Walzstahl sowie der Betrieb der Kokerei (Normal- oder Starkgasbetrieb) des Jahres 2018, aus denen sich die nicht variierbaren Bedarfe Brennstoff, Dampf und elektrische Leistung ergeben. Das Optimierungsmodell kann dann die Verteilung der Brennstoffe sowie den Einsatz des Kraftwerks energiewirtschaftlich optimieren. Da die Produktionsmengen des gesamten Jahres bekannt sind, zeigen die folgenden Ergebnisse das theoretische Kostenoptimum auf, welches im realen Betrieb aufgrund von Prognosefehlern und kurzfristigen Einflüssen nur annähernd erreicht werden kann.

Das Optimierungsmodell minimiert die Gesamtenergiekosten des Jahres anhand der in Abbildung 3.1 dargestellten Erdgas- und Strompreise. Hierbei wird der Erdgaspreis langfristig vertraglich auf feste Monatspreise festgelegt, während elektrische Leistung am Spotmarkt gehandelt wird und hier stündlich aufgelöst vorliegt. Der Erdgaspreis schwankt zwischen $18,31 \text{ €/MWh}_{\text{H}_\text{O}}$ im Januar und $27,41 \text{ €/MWh}_{\text{H}_\text{O}}$ im September bei einem Durchschnittspreis von $22,68 \text{ €/MWh}_{\text{H}_\text{O}}$. Der Erdgasbezug wird dabei bezogen auf den oberen Heizwert abgerechnet. Die Optimierung der Erdgas Mengen im Hüttenwerk erfolgt hingegen bezogen auf den unteren Heizwert. Im Jahr 2018 liegt der durchschnittliche Spotmarktpreis in der ersten Jahreshälfte mit $35,82 \text{ €/MWh}_{\text{el}}$ unter dem Durchschnitt der zweiten Jahreshälfte mit $52,96 \text{ €/MWh}_{\text{el}}$. Außerdem fällt auf, dass

in den Sommermonaten Juni bis August der Spotmarktpreis nicht negativ wird, während dies in den übrigen Monaten häufiger geschieht. Der höchste Spotmarktpreis beträgt am 22. November 128,25 €/MWh_{el} erreicht, der niedrigste am 1. Mai –76,00 €/MWh_{el}.

3.2 Brennstoff- und Kraftwerkseinsatz

Knapp die Hälfte des Erdgasbedarfs in Abbildung 3.2 ist direkt von der jeweiligen Produktion abhängig und somit unflexibel. So werden diverse Kleinverbraucher der Hochöfen, im Stahlwerk und im Hüttenwerk allgemein sowie das Kaltwalzwerk nur mit Erdgas betrieben. Der Erdgaseinsatz im Warmwalzwerk und im Kraftwerk kann hingegen vom Optimierungsmodell so eingestellt werden, dass die Energiekosten der gesamten Energiewirtschaft minimiert werden. Insgesamt werden 1980 GWh_{th} Erdgas bezogen, wovon 850 GWh_{th} nicht flexibilisiert werden können und in den produzierenden Komponenten des Hüttenwerks, wie den Hochöfen, dem Stahlwerk und dem Kaltwalzwerk, verbraucht werden. Das Optimierungsmodell setzt von der restlichen Menge 730 GWh_{th} im Warmwalzwerk und 400 GWh_{th} im Kraftwerk ein.

Im Warmwalzwerk werden Koksgas und Erdgas in den Walzwerköfen zur Erhitzung der Brammen eingesetzt. Da Koksgas einen Wirkungsgradvorteil gegenüber Erdgas aufweist, wäre es energiewirtschaftlich sinnvoller, mehrheitlich Koksgas im Warmwalzwerk einzusetzen. Allerdings hat das Kraftwerk aufgrund des Betriebs als Kuppelgaskraftwerk Priorität bei der Nutzung von Koksgas als grundlegendem Brennstoff in den Dampferzeugern. Erdgas wird im Kraftwerk nur als Stützbrennstoff und daher deutlich weniger eingesetzt.

Der Vergleich des Erdgasbezuges mit dem Erdgaspreis aus Abbildung 3.1 zeigt, dass die Höhe des Erdgaspreises pro Monat die Verteilung des Erdgasbezuges über das Jahr nicht beeinflusst. So liegt der Erdgaspreis mit 27,41 €/MWh_{th} und 26,03 €/MWh_{th} im September und Oktober auf dem höchsten Niveau des Jahres, während vergleichsweise viel Erdgas in diesen Monaten bezogen wird. Da die Produktion mit Brennstoff und Dampf sowie die Fernwärme mit Dampf versorgt werden muss, ist der Erdgasbezug maßgeblich von den Bedarfen des Hüttenwerks vorgegeben. Eine Verlagerung des Erdgasbezuges zur Nutzung niedriger Preise ist nicht möglich, stattdessen wird der Bezug insgesamt so gering wie möglich gehalten.

Der Wasserstoffbedarf des Kaltwalzwerkes zur Veredelung des Walzstahls wird von einer PEM- und einer Hochtemperaturelektrolyse bereitgestellt und kann bei Bedarf von externen Lieferanten bezogen werden. Durchschnittlich liegen die Kosten zur Wasserstoffherstellung in den Elektrolyseuren bezogen auf die eingesetzte elektrische Energie bei etwa 74 €/MWh_{th}¹ und damit unter dem Wasserstoffpreis der externen Lieferanten. Da jedoch der Strompreis fluktuiert und der Wasserstoffpreis der externen Lieferanten über das gesamte Jahr konstant bleibt, kann zeitweise der Bezug des Wasserstoffs günstiger als die eigene Produktion sein. Außerdem ist im Basisszenario die Betriebsdauer der Elektrolysen auf 5000 h beschränkt, damit sie von der EEG-Umlage befreit sind. Das Optimierungsmodell nutzt die Flexibilität der Elektrolysen, um die Kosten der Wasserstoffbereitstellung insgesamt zu senken. Von April bis Juli wird der gesamte Wasserstoffbedarf aus den eigenen Elektrolysen gedeckt, da der Strompreis in diesem Zeitraum bei durchschnittlich 39 €/MWh_{el} liegt und Wasserstoff aus den Elektrolysen damit nur 65 €/MWh_{th} kostet. Ab Ende Juli sowie im ersten Quartal liegt das Niveau des Strompreises insgesamt höher, sodass vermehrt Wasserstoff von den externen Lieferanten bezogen wird. Insgesamt benötigt das Kaltwalzwerk 44,5 GWh_{th}, wovon 1,6 GWh_{th} von den externen Lieferanten bezogen und 42,9 GWh_{th} von den eigenen Elektrolysen produziert werden.

¹Vernachlässigung der Investitions- und Betriebskosten, Wirkungsgrad von 60 %

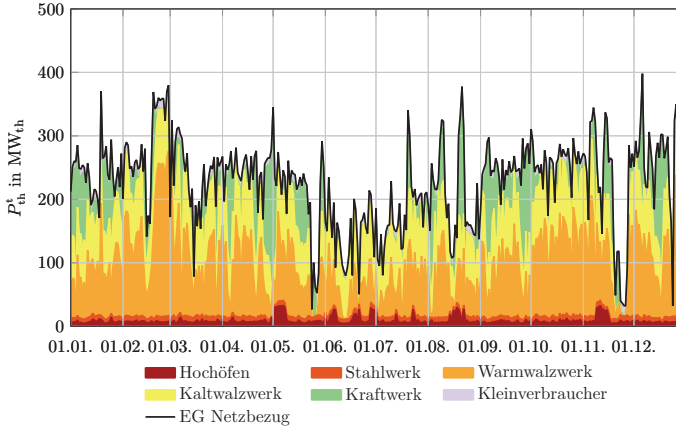


Abbildung 3.2: **Erdgaseinsatz im Hüttenwerk im Basisszenario:** Während die Bedarfe der Hochöfen, des Stahlwerks, des Kaltwalzwerks und der Kleinverbraucher abhängig von der jeweiligen Produktionsmenge vorgegeben werden, kann der Erdgaseinsatz im Warmwalzwerk und im Kraftwerk variiert und energiewirtschaftlich optimiert werden. Erdgas wird im Kraftwerk zur Überbrückung bei Kuppelgasmangel eingesetzt.

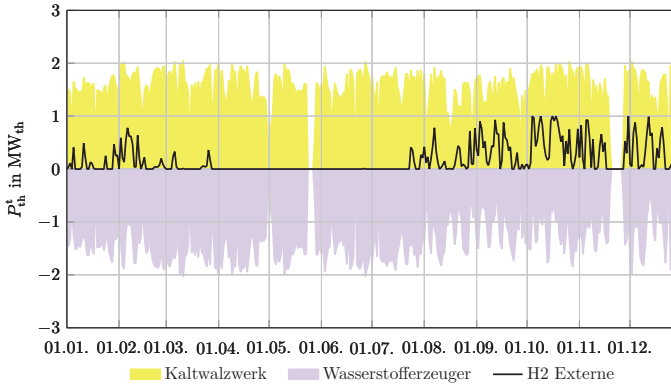


Abbildung 3.3: **Wasserstoffeinsatz im Hüttenwerk im Basisszenario:** Der Wasserstoffbedarf des Kaltwalzwerkes wird von zwei Elektrolysen und externen Lieferanten bereitgestellt, deren Einsatz energiewirtschaftlich optimiert werden kann. Im Mai und November 2018 stand das Kaltwalzwerk kurzzeitig für Reparaturen und Revisionen still. Aufgrund hoher Strompreisspitzen im Januar und Februar sowie von August bis Dezember wird in diesen Monaten vermehrt auf die günstigere Bereitstellung durch die externen Lieferanten zurückgegriffen.

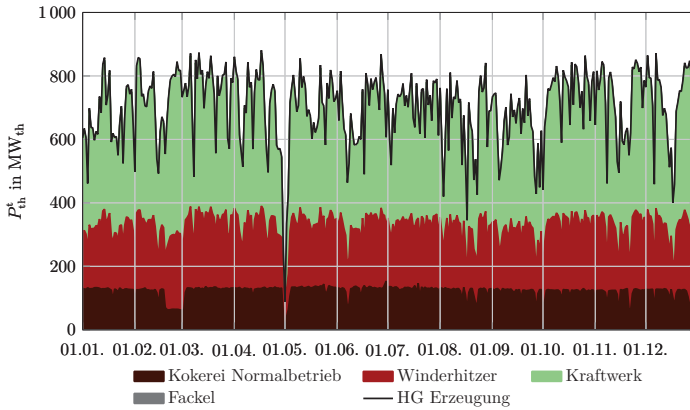


Abbildung 3.4: **Hochfengaseinsatz im Hüttenwerk im Basisszenario:** Der Bedarf der Winderhitzer der Hochöfen hängt von der Menge Roheisen ab und kann daher nicht variiert werden. Der Einsatz in der Kokerei und im Kraftwerk kann hingegen auf den energiewirtschaftlich optimalen Einsatz des Erdgases angepasst werden. Dies führt zu relativ konstanten Verbräuchen in der Kokerei und den Hochöfen, während der Rest im Kraftwerk eingesetzt wird.

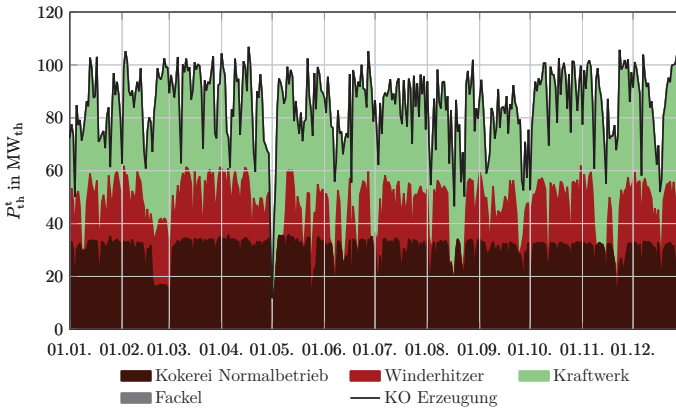


Abbildung 3.5: **Konvertergaseinsatz im Hüttenwerk im Basisszenario:** Der Konvertergasbedarf des Winderhitzers des Hochofens C ist abhängig der Roheisenmenge, die Verteilung des Brennstoffes auf die Kokerei und das Kraftwerk kann hingegen optimiert werden. Bei einem Stillstand der Konverter Anfang Mai wird kein Konvertergas erzeugt, sodass in der Kokerei Koksgas und im Winderhitzer Erdgas eingesetzt werden muss.

In den Hochöfen werden $6100 \text{ GWh}_{\text{th}}$ Hochofengas im Jahr erzeugt, wovon $1100 \text{ GWh}_{\text{th}}$ in der Kokerei, $1800 \text{ GWh}_{\text{th}}$ in den Winderhitzern und $3200 \text{ GWh}_{\text{th}}$ im Kraftwerk eingesetzt werden. Das in den Hochöfen erzeugte Hochofengas ist von der produzierten Menge Roheisen abhängig und daher, wie Abbildung 3.4 zeigt, starken Schwankungen ausgesetzt. In der Regel schwankt die Hochofengasmenge zwischen $400 \text{ MW}_{\text{th}}$ und $800 \text{ MW}_{\text{th}}$, wobei bei Stillständen mehrerer Hochöfen die Erzeugung stark zurückgehen kann, wie beispielsweise am 1. Mai der Fall. Die Bedarfe in der Kokerei und den Winderhitzern schwanken hingegen zeitlich nur gering. Insbesondere der Einsatz in den Kokereibatterien ist annähernd konstant, außer eine oder beide Batterien werden im Starkgasbetrieb gefahren, wie beispielsweise Ende Februar. Ist nicht genügend Hochofengas vorhanden, müssen die Batterien zwangsweise im Starkgasbetrieb mit reinem Koksgas versorgt werden, wie es am 1. Mai notwendig war. Der Bedarf der Winderhitzer der Hochöfen ist wie die Hochofengaserzeugung selbst proportional von der Roheisenproduktion des jeweiligen Hochofens abhängig, daher beeinflusst die vorhandene Hochofengasmenge den Hochofengaseinsatz in den Winderhitzern nicht.

Das restliche Hochofengas wird vollständig im Kraftwerk eingesetzt, um Dampf und elektrische Leistung zu erzeugen. Dort wird es gemischt mit Konvertergas in den Dampferzeugern eingesetzt und verdrängt Erdgas. Der Vergleich mit Abbildung 3.2 zeigt, dass bei geringen verfügbaren Hochofengasmengen vermehrt Erdgas im Kraftwerk eingesetzt wird. Deutlich wird dies am 1. Mai, wo fast kein Hochofengas zur Verfügung steht und dementsprechend eine Spitze im Erdgasbezug in Abbildung 3.2 sichtbar ist. Auch die Erdgasspitzen im August und im Dezember können auf geringe Hochofengasmengen zurückgeführt werden.

Die drei Konverter des Stahlwerks erzeugen in Summe $740 \text{ GWh}_{\text{th}}$ Konvertergas pro Jahr. Davon werden in der Kokerei $260 \text{ GWh}_{\text{th}}$, im Winderhitzer des Hochofens C $145 \text{ GWh}_{\text{th}}$ und im Kraftwerk $335 \text{ GWh}_{\text{th}}$ eingesetzt. Das erzeugte Konvertergas schwankt stark zwischen $40 \text{ MW}_{\text{th}}$ und $100 \text{ MW}_{\text{th}}$ und beeinflusst damit den Einsatz in der Kokerei, im Winderhitzer des Hochofens C und im Kraftwerk. Konvertergas wird in der Kokerei während des Normalbetriebs zum Hochofengas gemischt, wobei ein Sollheizwert eingehalten werden muss. Der Heizwert von Hochofengas liegt durchschnittlich bei 3344 kJ/Nm^3 und schwankt abhängig von der Zusammensetzung des Möllers in den Hochöfen. Das Konvertergas hingegen weist einen relativ konstanten Heizwert von 8000 kJ/Nm^3 auf und wird daher zur Anhebung des Mischgasheizwertes zugemischt.

Sinkt die zur Verfügung stehende Konvertergasmenge in Abbildung 3.5 auf unter 60 MW , so wird im Winderhitzer des Hochofens C das Konvertergas durch Erdgas ersetzt. Dies führt zu einem erhöhten Erdgasbezug der Hochöfen in Abbildung 3.2 insbesondere in der Mitte des Jahres. Das verbleibende Konvertergas wird im Kraftwerk zum Hochofengas zugemischt, wobei hier ein maximaler Heizwert von 4700 kJ/Nm^3 eingehalten werden muss. Der Betrieb der Konverter folgt dem Betrieb der Hochöfen, da das Roheisen nicht lange gelagert werden kann, bevor es weiterverarbeitet werden muss. Dadurch passen die Hochofengas- und Konvertergasmenge gut zusammen, sodass fehlendes Konvertergas den Hochofengaseinsatz im Kraftwerk nicht beeinflusst und umgekehrt.

In den Kokereibatterien wird im Basisszenario etwa $3100 \text{ GWh}_{\text{th}}$ Koksgas relativ konstant bei durchschnittlich $360 \text{ MW}_{\text{th}}$ erzeugt (vgl. Abb. 3.6). Davon wird mit $1500 \text{ GWh}_{\text{th}}$ der größte Anteil im Warmwalzwerk eingesetzt, da Koksgas in den Walzwerköfen einen Wirkungsgradvorteil gegenüber Erdgas aufweist. Der vermehrte Einsatz im Warmwalzwerk anstelle von Erdgas ist somit wirtschaftlicher. Des Weiteren werden $90 \text{ GWh}_{\text{th}}$ in der Kokerei, $35 \text{ GWh}_{\text{th}}$ in der Erzzvorbereitung und $100 \text{ GWh}_{\text{th}}$ im Stahlwerk verwendet. Die Bedarfe der Kokerei im Starkgasbetrieb, der Erzzvorbereitung und des Stahlwerks können dabei nicht beeinflusst werden. Im Normalbetrieb der Kokerei kann der Koksgasanteil in der Zumischung zu Hochofengas zwar vom Optimierungsmodell

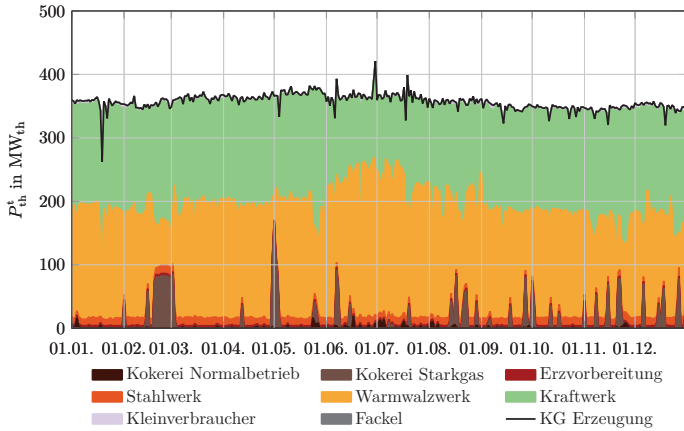


Abbildung 3.6: **Koksgaseinsatz im Hüttenwerk im Basisszenario:** Nur der Bedarf der Erzvorbereitung, des Stahlwerks und der Kleinverbraucher kann nicht variiert werden, der größte Teil des erzeugten Koksgases hingegen kann optimal auf die Kokerei, das Warmwalzwerk und das Kraftwerk verteilt werden.

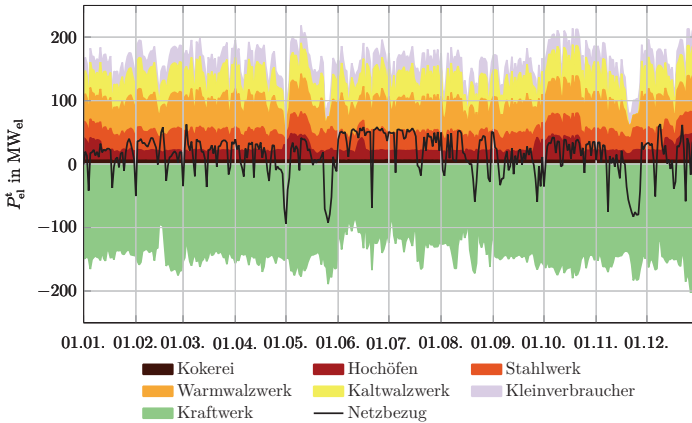


Abbildung 3.7: **Elektrische Leistung im Hüttenwerk im Basisszenario:** Der elektrische Leistungsbedarf aller Komponenten des Hüttenwerks ist produktionsabhängig. Die Stromerzeugung des Kraftwerks und damit verbunden der Bezug oder die Rückspeisung kann hingegen über den Brennstoffeinsatz im Kraftwerk energiewirtschaftlich angepasst werden. Allerdings ist in diesem Szenario der Einfluss des Strompreises auf den Austausch mit dem Netz geringer, als die Schwankungen des Bedarfs bei gleichzeitig vorhandenen Kuppelgasen, die verwertet werden müssen.

variiert werden, dieser Anteil ist mit insgesamt $10 \text{ GWh}_{\text{th}}$ aber vernachlässigbar. Die restliche Koksgasmenge von $1400 \text{ GWh}_{\text{th}}$ wird im Kraftwerk in den Dampferzeugern eingesetzt.

Die produzierenden Komponenten des Hüttenwerks benötigen $1450 \text{ GWh}_{\text{el}}$ elektrische Energie im Basisszenario. Das Kraftwerk erzeugt $1300 \text{ GWh}_{\text{el}}$ und deckt damit annähernd den Bedarf elektrischer Energie des Hüttenwerks. Aus dem Netz der öffentlichen Versorgung werden $220 \text{ GWh}_{\text{el}}$ bezogen und $70 \text{ GWh}_{\text{el}}$ zurückgespeist. Das Optimierungsmodell versucht, bei niedrigen oder negativen Strompreisen elektrische Leistung aus dem Netz zu beziehen (positiv in Abbildung 3.7), während bei hohen Strompreisen am Spotmarkt nach Möglichkeit elektrische Leistung zurückgespeist wird (negativ in Abbildung 3.7). Dies ist jedoch nur in wenigen Stunden möglich, wie der Vergleich des Strompreises in Abbildung 3.1 und des Netzbezuges in Abbildung 3.7 zeigt. Insbesondere die Spitzen im Strompreis werden nicht genutzt. Beispielsweise liegt der Strompreis am 1. Mai bei $-76,00 \text{ €/MWh}_{\text{el}}$ und damit dem niedrigsten Wert des Jahres, gleichzeitig wird elektrische Leistung zurückgespeist. Dies geschieht auch oft bei negativen Preise im Januar und Februar. Die hohen Strompreise Ende November können durch hohe Rückspeisung hingegen genutzt werden. Der Netzbezug bzw. die Netzzückspeisung kann demnach nicht immer an den Strompreis angepasst werden, sondern ergibt sich vielmehr aus dem zeitlichen Verlauf des Bedarfs und der Erzeugung des Kraftwerks.

3.3 Bewertung der Flexibilitätsoptionen

Grundsätzlich ist das Hüttenwerk bereits sehr effizient. So werden für $4,7 \text{ Mio. t}$ Rohstahl im Jahr etwa $4,3 \text{ Mio. t}$ Roheisen in den Hochöfen produziert, wofür $4,68 \text{ MWh/t}_{\text{Roheisen}}$ Koks und Kohle erforderlich sind. Aus 1 t Roheisen werden in den Konvertern $1,09 \text{ t}$ Rohstahl erzeugt. Zusammen mit einem Erdgaseinsatz von $0,42 \text{ MWh/t}_{\text{Rohstahl}}$ Erdgas und $0,05 \text{ MWh/t}_{\text{Rohstahl}}$ elektrische Energie ergibt sich somit ein Gesamtenergieeinsatz von $4,76 \text{ MWh/t}_{\text{Rohstahl}}$. Damit liegt der Energieeinsatz unter dem deutschen Durchschnitt von $4,93 \text{ MWh/t}_{\text{Rohstahl}}$ [vgl. 3, S. 21].

Weitere Energieeinsparpotenziale sind nur eingeschränkt möglich. Der Reduktionsmitteleinsatz in den Hochöfen ist nahe an der verfahrenstechnischen Grenze [vgl. 3, S. 24], sodass bei Kohle und Koks und damit dem größten Anteil des Energieeinsatzes kaum weitere Einsparungen erfolgen können. Der Einsatz von Erdgas und elektrischer Energie kann ebenfalls kaum noch gesenkt werden, da die vorhandenen Kuppelgase bereits weitestgehend vollständig energetisch genutzt werden. In den Ergebnissen des Optimierungsmodells in Kapitel 3.2 werden keine Kuppelgase über die Fackeln abgefackelt. Darüber hinaus nutzt das Optimierungsmodell die Kuppelgase innerhalb der betrieblichen Grenzen mit hoher Effizienz, was insbesondere die Verteilung von Koksgas und Erdgas im Warmwalzwerk und Kraftwerk zeigt. Da Koksgas als Kuppelgas mit dem höchsten Heizwert im Kuppelgaskraftwerk als grundlegender Brennstoff eingesetzt werden muss, kann der Wirkungsgradvorteil von Koksgas gegenüber Erdgas im Warmwalzwerk nicht vollständig genutzt werden. Allerdings könnten nur etwa 10% Erdgas durch eine freie Verteilung auf Warmwalzwerk und Kraftwerk eingespart werden, dies entspricht 1% bezogen auf den Gesamtenergieeinsatz.

Die produktionstechnisch gekoppelten Prozesse im Hüttenwerk schränken die Flexibilitätspotenziale stark ein. Auf der einen Seite kann die Kuppelgaserzeugung nicht flexibilisiert werden, da diese linear von der Produktionsmenge des jeweiligen Zwischen- oder Endprodukts abhängen und die Produktion dieser im Vordergrund steht. Auf der anderen Seite ist der Brennstoffbedarf ebenfalls von der Produktion linear abhängig und darüber an die Kuppelgaserzeugung gekoppelt. Somit kann das Optimierungsmodell nur die Verteilung der Kuppelgase auf die zu versorgenden Produktionsprozesse kostenoptimieren. Von den insgesamt etwa $10000 \text{ GWh}_{\text{th}}$ erzeugten

Kuppelgasen sind 2000 GWh_{th} fest einem Verbraucher zugeordnet und 8000 GWh_{th} variabel einsetzbar. Die vorhandenen Gasometer können je nach Kuppelgas nur 60 MWh_{th} und 120 MWh_{th} zwischenspeichern und sind daher nur zur Betriebssicherung und nicht zur zeitlichen Verschiebung der Energiemengen geeignet.

Die Verteilung der Kuppelgase ist zudem verfahrenstechnisch eingeschränkt. So muss in den Kokereibatterien die Mischung von Hochofengas mit Konvertergas oder Koksgas im Normalbetrieb in der Weise erfolgen, dass sich ein stets gleichbleibender Heizwert ergibt. Des Weiteren darf bei der Mischung von Hochofengas und Konvertergas vorm Einsatz im Kraftwerk ein maximaler Heizwert nicht überschritten werden. Dadurch kann beispielsweise ein Mangel an Konvertergas den Einsatz von Hochofengas im Kraftwerk einschränken. Diese Koppelung des Einsatzes der Kuppelgase an verschiedenen Stellen im Hüttenwerk mindert das Flexibilitätspotenzial sowie die Einsparmöglichkeiten. Folglich kann der Erdgasbezug nicht zur Nutzung niedriger Erdgaspreise angepasst werden.

Aus betrieblichen Gründen kann zuletzt das Kraftwerk nicht flexibel genug auf die Schwankungen des elektrischen Leistungsbedarfs und des Spotmarktpreises reagieren:

- Bei dem integrierten Kraftwerk handelt es sich um ein Kuppelgaskraftwerk, welches zur Maximierung der Energieeffizienz des Hüttenwerks im Gesamten alle Kuppelgase weiterverwerten muss. Das Abfackeln der Kuppelgase ist grundsätzlich nur vorgesehen bzw. erlaubt, wenn dies aus außergewöhnlichen betrieblichen Gründen nicht anders möglich ist.
- Das Kraftwerk muss immer die benötigte Menge Prozessdampf bereitstellen. Da die Menge des benötigten Prozessdampfs über die Produktionsprozesse ebenfalls an die Kuppelgaserzeugung gekoppelt ist, stehen die meiste Zeit genügend Kuppelgase zur Dampferzeugung zur Verfügung.
- Hinzu kommt die sogenannte Dampfsicherung. Das Kraftwerk muss mögliche Ausfälle im Dampfnetz ausgleichen können, damit es zu keinen Unterbrechungen in den Produktionsprozessen kommt. Beispielsweise muss beim Betrieb eines elektrischen Windgebläses der Hochöfen genügend 80 bar-Dampf für den schnellen Einsatz eines Dampfgebläses erzeugt werden. Diese zusätzliche Dampfmenge wird dann im Normalbetrieb für eine hohe Gesamtenergieeffizienz in den Maschinen zur elektrischen Leistungserzeugung genutzt.
- Aufgrund der großen thermischen Leistungen können die Dampferzeuger und Maschinen nicht für kurze Zeiträume ein- und wieder ausgeschaltet werden. So sind für die Dampferzeuger Mindestbetriebsdauern von sieben Tagen und Mindestaußerbetriebsdauern von zwei Tagen zur Schonung der Dampfkessel angesetzt. Die Maschinen müssen hingegen mindestens drei Tage im Betrieb sein, bevor sie für ebenfalls mindestens zwei Tage wieder außer Betrieb sein müssen.
- Zuletzt bestimmt der Dampfbedarf der Fernwärme den erforderlichen Mindestbetrieb des Kraftwerks. Vertraglich muss der geforderte Fernwärmebedarf jederzeit gedeckt werden, was dann den Einsatz von Brennstoffen unabhängig vom Erdgas- und Strompreis erfordert.

Durch diese Einschränkungen wird der Betrieb des Kraftwerks von den Produktionsprozessen des Hüttenwerks bestimmt und kann nicht an die Schwankungen des Erdgas- und Strompreises angepasst werden.

Somit kann im Basisszenario das Hüttenwerk dem übergeordneten Energiesystem keine Flexibilität zur Verfügung stellen. Bei der Energiesystemintegration müssen der maximal mögliche Bezug Erdgas sowie der maximal mögliche Bezug und die maximal mögliche Rückspeisung elektrischer Leistung berücksichtigt werden. Dadurch kann das Hüttenwerk ohne Energiespeicher die Integration erneuerbarer Energien, die regional stärker fluktuieren als der Spotmarktpreis, nicht unterstützen.

Teil II

Flexibilitätsoptionen eines Hüttenwerks im Transformationsprozess

4 Modellierung der Komponenten einer CO₂-armen Eisenerzeugung

4.1 Elektrolyse

Der zukünftige Wasserstoffbedarf der Direktreduktionsanlage (DRP) soll zu einem Teil von einer eigenen Elektrolyse im Hüttenwerk gedeckt und zum anderen langfristig aus einer Wasserstoffpipeline bezogen werden. Wie genau die Elektrolyse im SALCOS[®]-Projekt aufgebaut wird, steht derzeit noch nicht fest. Für die erste Ausbaustufe wird derzeit eine Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse oder alkalische Elektrolyse mit 100 MW elektrischer Gesamtleistung geplant. Erst in der zweiten und dritten Ausbaustufe wird mit einem Wasserstoffbezug über eine Pipeline gerechnet, die Elektrolyse soll dann auf 500 MW elektrischer Gesamtleistung erweitert werden.

Zum Zeitpunkt der Planung wird die Elektrolyse bei einer maximalen Betriebsdauer von 5000 h/a von der EEG-Umlage befreit ¹. Durch die Unterteilung in einzelne Module, welche maximal 5000 h/a betrieben werden, kann die Anlage so überdimensioniert werden, dass sie den Wasserstoffbedarf über das gesamte Jahr deckt. Ausgehend von einem Einsatz von 5 % Wasserstoff als Reduktionsmittel in der DRP ergibt sich die erforderliche Größe der Elektrolyse von 100 MW_{el} in der ersten Ausbaustufe.

Die Module werden mit einer elektrischen Leistung von 1 MW modelliert, welche nach Tjarks üblicherweise verwendet werden [vgl 33, S. 27]. Zapf empfiehlt in [34] bei Wirtschaftlichkeitsberechnungen Wirkungsgradannahmen von 60 % für die gesamte Elektrolyse. Dadurch könnten Umwandlungsverluste in den Gleichrichtern sowie Effizienzminderungen und Leistungsminderungen durch Alterung hinreichend berücksichtigt werden. Da im Rahmen des Optimierungsmodells in erster Linie der Einsatz der Elektrolyse im gesamten Jahr in stündlicher Auflösung geplant werden soll, führt diese Vereinfachung hier nur zu geringen Abweichungen. Aus den angenommenen 60 % Wirkungsgrad ergibt sich für die Modellierung ein elektrischer Leistungsbedarf von 5 kWh/Nm_{H₂}³ (vgl. Tab. 4.2). Eine detaillierte Untersuchung der Elektrolyse führen Müller, Herz, Reichelt u. a. in [18] durch.

Die grundlegende Gleichung der Elektrolyse beschreibt den Zusammenhang zwischen dem produzierten Volumenstrom Wasserstoff und der eingesetzten elektrischen Leistung.

$$P_{\text{el, ges}}^t = p_{\text{Bedarf}} \cdot \dot{V}_{\text{H}_2, \text{ ges}}^t \quad (4.1)$$

Die elektrische Leistung wird über die minimale und maximale elektrische Leistung eines Moduls und der Anzahl Module, die in Betrieb sind, begrenzt.

$$a_{\text{Modul}}^t \cdot P_{\text{el, Modul}}^{\min} \leq P_{\text{el, ges}}^t \leq a_{\text{Modul}}^t \cdot P_{\text{el, Modul}}^{\max} \quad (4.2)$$

¹Mit der EEG-Novelle 2023 wurde die EEG-Umlage vollständig abgeschafft. Dennoch wird in dieser Arbeit mit der bisherigen Planung der Elektrolyse gerechnet, da sie in der zweiten und dritten Ausbaustufe die flexible Anpassung des Betriebs der Elektrolyse an den Strompreis ermöglicht.

Tabelle 4.1: Variablen zur Modellierung der Elektrolyse

Formelzeichen	Einheit	Beschreibung
$\dot{V}_{\text{H}_2, \text{ ges}}$	Nm ³ _{H₂} /h	Gesamtvolumenstrom Wasserstoff
$P_{\text{el, ges}}^t$	MW	elektrische Gesamtleistung
a_{Module}^t	—	Anzahl Module in Betrieb

Tabelle 4.2: Parameter zur Modellierung der Elektrolyse

Formelzeichen	Einheit	Beschreibung
p_{Bedarf}	kWh/Nm ³ _{H₂}	el. Leistungsbedarf
$a_{\text{Moduls, ges}}$	—	Anzahl Moduls insgesamt
$P_{\text{el, Modul}}^{\text{min}}$	MW	min. elektrische Leistung je Modul
$P_{\text{el, Modul}}^{\text{max}}$	MW	max. elektrische Leistung je Modul
$T_{\text{Betrieb, Modul}}^{\text{max}}$	h	max. Betriebsdauer je Modul

Dabei wird die Variable a_{Moduls}^t als ganzzahlige Variable definiert. Über die folgende Gleichung kann schließlich die Betriebsdauer der Module begrenzt werden, wobei ΔT die Dauer eines simulierten Zeitschritts entspricht.

$$a_{\text{Modul}}^t \cdot \frac{\Delta T}{a_{\text{Modul, ges}}} \leq T_{\text{Betrieb, Modul}}^{\text{max}} \quad (4.3)$$

Der Betrieb der Elektrolyse wird als Teil der Energiewirtschaft des Hüttenwerks optimiert. In der ersten Ausbaustufe ist allerdings kein variabler Betrieb möglich, da die DRP konstant versorgt werden muss. Anschließend kann in den späteren Ausbaustufen, wenn Wasserstoff sowohl selber produziert als auch über eine Pipeline bezogen werden kann, der Einsatz beispielsweise an den Strom- und Wasserstoffpreis auf den jeweiligen Märkten angepasst werden. Daher werden die obigen Gleichungen in der zweiten und dritten Ausbaustufe als Zulässigkeitsbedingungen des Optimierungsmodells verwendet, während in der ersten Ausbaustufe mit ihnen nur der elektrische Leistungsbedarf als Eingangsgröße des Optimierungsmodells berechnet wird.

4.2 Direktreduktionsanlage

Direktreduktionsanlagen ersetzen zukünftig die Hochöfen und ermöglichen eine CO₂-arme bis CO₂-freie Reduzierung des Eisenerzes mit Erdgas bzw. Wasserstoff. Diese Technologie ist nach Weigel, Fishedick, Marzinkowski u. a. in [8] im Vergleich zu anderen Stahlherstellungstechnologien, mit denen die Treibhausgasemissionen gesenkt werden können, die technisch, ökonomisch und ökologisch bevorzugte Variante. Im SALCOS®-Projekt sollen Direktreduktionsanlagen des Typs *Energiron ZR* vom Hersteller *Tenova* eingesetzt werden.

Abbildung 4.1 zeigt den Aufbau der DRP, deren Kern ein Schachtofen als Reaktor bildet. In diesen werden von oben Eisenerzpellets eingefüllt, welche vom Prozessgas gegenläufig durchströmt und reduziert werden. Die reduzierten Pellets sacken kontinuierlich nach unten und werden im unteren Teil des Reaktors mit Erdgas, Wasserstoff oder einem Gemisch dieser gekühlt, sodass sie den Reaktor verlassen können. Anschließend wird das direktreduzierte Eisen (DRI) entweder zur

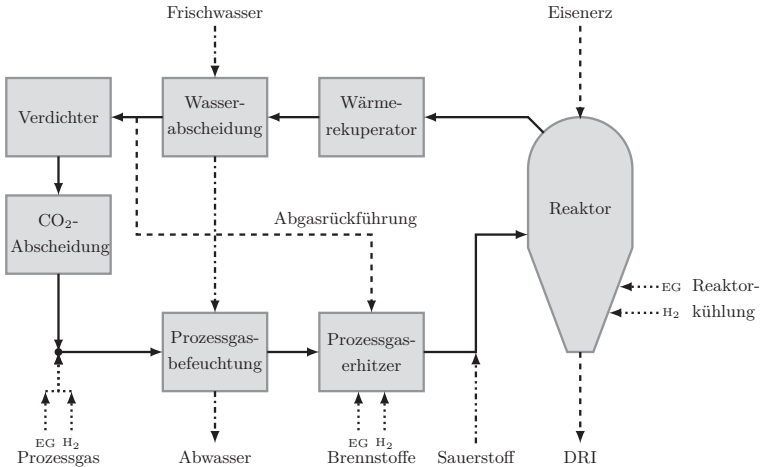


Abbildung 4.1: Aufbau einer Direktreduktionsanlage des Typs *Energiron ZR* vom Hersteller *Tenova* nach [35, S. 432] und [36, S. 26]

direkten Weiterverarbeitung zum Elektrolichtbogenofen transportiert oder zur Zwischenlagerung weiter gekühlt. [vgl. 35, S. 432]

Als Prozessgas wird Erdgas oder Wasserstoff oder ein Gemisch der beiden verwendet. Beim Einsatz von Erdgas wird dem Prozessgas vor dem Reaktor Sauerstoff zugeführt, sodass im Reaktor eine Reformierung des Erdgases zu den reduzierenden Gasen Kohlenstoffmonoxid und Wasserstoff erfolgt. Hierin unterscheidet sich dieses Verfahren von anderen Direktreduktionsanlagen, bei denen die Reformierung in einem separaten Reformier außerhalb des Reaktors stattfindet. Kohlenstoffmonoxid und Wasserstoff reduzieren das Eisenoxid und werden somit zu Kohlenstoffdioxid und Wasser. Beim Einsatz von reinem Wasserstoff kann auf die Zuführung von Sauerstoff verzichtet werden, da Wasserstoff bereits ein reduzierendes Gas ist. Durch den Wegfall des Kohlenstoffs kann auch die CO₂-Abscheidung entfallen. [36]

Damit das Eisenerz vollständig reduziert wird, muss ein Überschuss an Reduktionsmitteln im Prozessgas durch den Reaktor geleitet werden. Um eine hohe Energieeffizienz der DRP zu gewährleisten, wird daher das Abgas des Reaktors in einem Kreislauf wieder zu Prozessgas aufbereitet und erneut dem Reaktor zugeführt.

Zunächst wird das Prozessgas befeuchtet und in einem Prozessgaserhitzer mit Erdgas und/oder Wasserstoff sowie einem Teil des Abgases des Reaktors erhitzt. Anschließend strömt es durch den Reaktor, wobei der Anteil Erdgas und/oder Wasserstoff sinkt und dafür Kohlenstoffdioxid und Wasserdampf entstehen. Nach dem Austritt im oberen Teil des Reaktors wird in einem Rekuperator ein Teil der Wärme zurückgewonnen und anschließend der durch die Reduktion des Eisenerzes im Gas enthaltene Wasserdampf abgeschieden. Anschließend wird das Prozessgas verdichtet und in einer CO₂-Abscheidung das entstandene Kohlenstoffdioxid herausgefiltert. Danach wird das Prozessgas wieder mit Erdgas und/oder Wasserstoff angereichert und wieder dem Prozessgasbefeuchter und -erhitzer zugeführt. [37]

Neben dem Prozessgas wird auch das Wasser in einem Kreislauf verwendet. Nach der Abschei-

Tabelle 4.3: Variablen zur Modellierung der Direktreduktionsanlagen

Formelzeichen	Einheit	Beschreibung
$\dot{m}_{\text{DRI}}^t$	t _{DRI} /h	Gesamtmassenstrom direktreduziertes Eisen
x_{EG}^t	—	Anteil Erdgas im Prozessgas
$x_{\text{H}_2}^t$	—	Anteil Wasserstoff im Prozessgas
$\dot{V}_{\text{EG, ges}}^t$	Nm ³ _{EG} /h	Gesamtvolumenstrom Erdgas
$\dot{V}_{\text{H}_2, \text{ ges}}^t$	Nm ³ _{H₂} /h	Gesamtvolumenstrom Wasserstoff
$\dot{m}_{\text{D20, Bedarf}}^t$	t _{Dampf} /h	Massenstrom 20 bar-Dampfbedarf
$\dot{m}_{\text{D20, Erzeugung}}^t$	t _{Dampf} /h	Massenstrom 20 bar-Dampferzeugung
$P_{\text{el, ges}}^t$	MW	elektrische Gesamtleistung
$\dot{V}_{\text{Sauerstoff, ges}}^t$	Nm ³ _{O₂} /h	Volumenstrom Sauerstoff
$\dot{V}_{\text{Stickstoff, 17 bar, ges}}^t$	Nm ³ _{N₂} /h	Volumenstrom Stickstoff 17 bar
$\dot{V}_{\text{CO}_2}^t$	Nm ³ _{CO₂} /h	Volumenstrom erzeugtes CO ₂
$\mu_{\text{Stillstand}}^t$	—	Stillstand der DRP

dung des Wasserdampfs aus dem Abgas wird dieses zur Befeuchtung des Prozessgases verwendet. Überschüssiges Wasser wird dann in einer Wasseraufbereitung gereinigt und teilweise wieder zur Wasserabscheidung genutzt. Darüber hinaus wird das Wasser wieder in der Elektrolyse zur Wasserstoffherzeugung verwendet, sodass dem Gesamtprozess Elektrolyse – DRP nur wenig frisches Wasser im Jahr zugeführt werden muss.

Die Bedarfe an Brennstoffen, Dampf, elektrischer Leistung, Stickstoff, Sauerstoff und Wasser sowie die Erzeugung von CO₂ und Dampf ist von der Produktionsmenge DRI und der Zusammensetzung des Prozessgases abhängig. Näherungsweise ist eine lineare Modellierung sowohl abhängig des Massenstroms DRI als auch des Energieanteils Wasserstoff im Prozessgas möglich. Die spezifischen Faktoren werden im Folgenden für den reinen Erdgaseinsatz und den reinen Wasserstoffeinsatz definiert, sodass die für ein Gemisch geltenden Faktoren anhand des Wasserstoffanteils berechnet werden können. Die Modellierung der DRP, welche im Projekt SALCOS® eingesetzt wird, basiert auf den technischen Unterlagen des Herstellers *Tenova*. Diese Unterlagen beinhalten für den reinen Erdgas- und den reinen Wasserstoffbetrieb alle Volumen- und Massenströme für den Nennbetrieb, bei welchem 260 t DRI pro Stunde erzeugt werden.

Für die Komponenten der DRP ergeben sich die Bedarfe nach den folgenden Gleichungen, wobei für jeden Zeitschritt der Wasserstoffanteil im Prozessgas vorgegeben wird. Die berechneten Bedarfe werden dann dem übergeordneten Optimierungsmodell als Eingangsdaten übergeben.

Das Prozessgas setzt sich aus Erdgas, Wasserstoff und Sauerstoff nach folgenden Formeln zusammen:

$$\dot{V}_{\text{EG, Prozessgas}}^t = \dot{m}_{\text{DRI}}^t \cdot (v_{\text{EG, Prozessgas}}^{100\% \text{ EG}} - (v_{\text{EG, Prozessgas}}^{100\% \text{ EG}} - v_{\text{EG, Prozessgas}}^{100\% \text{ H}_2}) \cdot x_{\text{H}_2}^t) \quad (4.4)$$

$$\dot{V}_{\text{H}_2, \text{ Prozessgas}}^t = \dot{m}_{\text{DRI}}^t \cdot (v_{\text{H}_2, \text{ Prozessgas}}^{100\% \text{ EG}} - (v_{\text{EG, Prozessgas}}^{100\% \text{ EG}} - v_{\text{H}_2, \text{ Prozessgas}}^{100\% \text{ H}_2}) \cdot x_{\text{H}_2}^t) \quad (4.5)$$

$$\dot{V}_{\text{Sauerstoff, Prozessgas}}^t = \dot{m}_{\text{DRI}}^t \cdot (v_{\text{Sauerstoff, Prozessgas}}^{100\% \text{ EG}} - (v_{\text{Sauerstoff, Prozessgas}}^{100\% \text{ EG}} - v_{\text{Sauerstoff, Prozessgas}}^{100\% \text{ H}_2}) \cdot x_{\text{H}_2}^t) \quad (4.6)$$

Der Energiebedarf des Prozessgaserhitzers und damit der Brennstoffbedarf ist von der Zusammensetzung des Prozessgases abhängig. Dabei wird neben Erdgas und Wasserstoff auch Prozessabgas

Tabelle 4.4: Parameter zur Modellierung der Direktreduktionsanlagen

Formelzeichen	Einheit	Beschreibung
$v_{EG, \text{ Prozessgas}}$	Nm^3_{EG}/t_{DRI}	Erdgasbedarf
$v_{H_2, \text{ Prozessgas}}$	$Nm^3_{H_2}/t_{DRI}$	Wasserstoffbedarf
$v_{\text{Sauerstoff, Prozessgas}}$	$Nm^3_{O_2}/t_{DRI}$	Sauerstoffbedarf
$v_{EG, \text{ Prozessgaserhitzer}}$	Nm^3_{EG}/t_{DRI}	Erdgasbedarf
$v_{H_2, \text{ Prozessgaserhitzer}}$	$Nm^3_{H_2}/t_{DRI}$	Wasserstoffbedarf
$v_{\text{Abgasrückführung}}$	$Nm^3_{H_2}/t_{DRI}$	Abgasrückführung
$v_{DRI\text{-Kühler-Abgasnutzung}}$	$Nm^3_{H_2}/t_{DRI}$	DRI-Kühler-Abgas
$v_{EG, \text{ Reaktorkühlung}}$	Nm^3_{EG}/t_{DRI}	Erdgasbedarf
$v_{H_2, \text{ Reaktorkühlung}}$	$Nm^3_{H_2}/t_{DRI}$	Wasserstoffbedarf
$v_{EG, CO_2\text{-Abscheidung}}$	Nm^3_{EG}/t_{DRI}	Erdgasbedarf
$v_{CO_2, CO_2\text{-Abscheidung}}$	$Nm^3_{CO_2}/t_{DRI}$	CO ₂ -Erzeugung
$v_{EG, E\text{-Ofen}}$	Nm^3_{EG}/t_{DRI}	Erdgasbedarf
$v_{EG, DRI\text{-Kühlung}}$	Nm^3_{EG}/t_{DRI}	Erdgasbedarf
$d_{20 \text{ bar, Bedarf}}$	$kg_{\text{Dampf}}/t_{DRI}$	20 bar-Dampfbedarf
$d_{20 \text{ bar, Erzeugung}}$	$kg_{\text{Dampf}}/t_{DRI}$	20 bar-Dampferzeugung
$D_{20 \text{ bar, Stillstand}}$	t_{Dampf}/h	20 bar-Stillstandsbedarf
p_{Bedarf}	kWh/t_{DRI}	Strombedarf
n_{Bedarf}	$Nm^3_{N_2}/t_{DRI}$	Stickstoffbedarf

sowie Abgas des DRI-Kühlers verwendet, sofern letzterer in Betrieb ist und DRI eingelagert wird. Die Bedarfe des Prozessgaserhitzers ergeben sich nach folgenden Gleichungen:

$$\dot{V}_{EG, \text{ Prozessgaserhitzer}}^t = \dot{m}_{DRI}^t \cdot (v_{EG, \text{ Prozessgaserhitzer}}^{100\% \text{ EG}} - (v_{EG, \text{ Prozessgaserhitzer}}^{100\% \text{ EG}} - v_{EG, \text{ Prozessgaserhitzer}}^{100\% \text{ H}_2}) \cdot x_{H_2}^t) \quad (4.7)$$

$$\dot{V}_{H_2, \text{ Prozessgaserhitzer}}^t = \dot{m}_{DRI}^t \cdot (v_{H_2, \text{ Prozessgaserhitzer}}^{100\% \text{ EG}} - (v_{H_2, \text{ Prozessgaserhitzer}}^{100\% \text{ EG}} - v_{H_2, \text{ Prozessgaserhitzer}}^{100\% \text{ H}_2}) \cdot x_{H_2}^t) \quad (4.8)$$

$$\dot{V}_{\text{Abgasrückführung}}^t = \dot{m}_{DRI}^t \cdot (v_{\text{Abgasrückführung}}^{100\% \text{ EG}} - (v_{\text{Abgasrückführung}}^{100\% \text{ EG}} - v_{\text{Abgasrückführung}}^{100\% \text{ H}_2}) \cdot x_{H_2}^t) \quad (4.9)$$

$$\dot{V}_{DRI\text{-Kühler-Abgasnutzung}}^t = \dot{m}_{DRI}^t \cdot (v_{DRI\text{-Kühler-Abgasnutzung}}^{100\% \text{ EG}} - (v_{DRI\text{-Kühler-Abgasnutzung}}^{100\% \text{ EG}} - v_{DRI\text{-Kühler-Abgasnutzung}}^{100\% \text{ H}_2}) \cdot x_{H_2}^t) \quad (4.10)$$

Wenn das erzeugte DRI direkt zum Elektrolichtbogenofen transportiert und der DRI-Kühler nicht genutzt wird, muss die thermische Energie des DRI-Kühler-Abgases durch Erdgas oder Wasserstoff im Prozessgaserhitzer ersetzt werden. Der untere Heizwert des DRI-Kühler-Abgases beträgt 30835 kJ/Nm³. Somit ergibt sich für den Ersatz mit Erdgas ein Faktor von 0,84 und für den Ersatz mit Wasserstoff von 2,86. Der Ersatz erfolgt im gleichen Verhältnis wie beim Prozessgas.

Die Reaktorkühlung erfolgt mit einem Gemisch aus Erdgas und Wasserstoff im gleichen Verhältnis wie im Prozessgas. Dieses Gemisch wird in den unteren Bereich des Reaktors geleitet, steigt nach oben und vermischt sich mit dem warmen Prozessgas. Der Bedarf ist ebenfalls vom Anteil Wasserstoff im Prozessgas abhängig, daher werden die Volumenströme nach den gleichen

4 Modellierung der Komponenten einer CO₂-armen Eisenerzeugung

Formeln berechnet.

$$\dot{V}_{\text{EG, Reaktorkühlung}}^t = \dot{m}_{\text{DRI}}^t \cdot (v_{\text{EG, Reaktorkühlung}}^{100\% \text{ EG}} - (v_{\text{EG, Reaktorkühlung}}^{100\% \text{ EG}} - v_{\text{EG, Reaktorkühlung}}^{100\% \text{ H}_2}) \cdot x_{\text{H}_2}^t) \quad (4.11)$$

$$\dot{V}_{\text{H}_2, \text{Reaktorkühlung}}^t = \dot{m}_{\text{DRI}}^t \cdot (v_{\text{H}_2, \text{Reaktorkühlung}}^{100\% \text{ EG}} - (v_{\text{H}_2, \text{Reaktorkühlung}}^{100\% \text{ EG}} - v_{\text{H}_2, \text{Reaktorkühlung}}^{100\% \text{ H}_2}) \cdot x_{\text{H}_2}^t) \quad (4.12)$$

Wird im Prozessgas Erdgas eingesetzt, entsteht im Reaktor bei der Reduzierung des Eisens Kohlenstoffdioxid, welches in der CO₂-Abscheidung aus dem Prozessabgas abgeschieden wird. Die benötigte Menge Erdgas sowie die entstehende Menge CO₂ wird analog zu den bisherigen Berechnungen ebenfalls linear abhängig vom Wasserstoffanteil im Prozessgas berechnet.

$$\dot{V}_{\text{EG, CO}_2\text{-Abscheidung}}^t = \dot{m}_{\text{DRI}}^t \cdot (v_{\text{EG, CO}_2\text{-Abscheidung}}^{100\% \text{ EG}} - (v_{\text{EG, CO}_2\text{-Abscheidung}}^{100\% \text{ EG}} - v_{\text{EG, CO}_2\text{-Abscheidung}}^{100\% \text{ H}_2}) \cdot x_{\text{H}_2}^t) \quad (4.13)$$

$$\dot{V}_{\text{CO}_2, \text{CO}_2\text{-Abscheidung}}^t = \dot{m}_{\text{DRI}}^t \cdot (v_{\text{CO}_2, \text{CO}_2\text{-Abscheidung}}^{100\% \text{ EG}} - (v_{\text{CO}_2, \text{CO}_2\text{-Abscheidung}}^{100\% \text{ EG}} - v_{\text{CO}_2, \text{CO}_2\text{-Abscheidung}}^{100\% \text{ H}_2}) \cdot x_{\text{H}_2}^t) \quad (4.14)$$

Das DRI kann einerseits vom Reaktor direkt zum Elektrolichtbogenofen transportiert werden, um die enthaltene Wärme weiterzunutzen und den Energiebedarf des Elektrolichtbogenofens zu reduzieren. Damit das DRI beim Transport nicht wieder oxidiert, wird Stickstoff eingeblasen und der Luftsauerstoff so verdrängt. Dieses Transportgas wird mit Erdgas erhitzt.

$$\dot{V}_{\text{EG, E-Ofen}}^t = \dot{m}_{\text{DRI}}^t \cdot (v_{\text{EG, E-Ofen}}^{100\% \text{ EG}} - (v_{\text{EG, E-Ofen}}^{100\% \text{ EG}} - v_{\text{EG, E-Ofen}}^{100\% \text{ H}_2}) \cdot x_{\text{H}_2}^t) \quad (4.15)$$

Andererseits kann das DRI in ein Zwischenlager transportiert werden. Da es im warmen Zustand leicht wieder oxidiert, wird es während dem Transport mit Erdgas gekühlt.

$$\dot{V}_{\text{EG, DRI-Kühlung}}^t = \dot{m}_{\text{DRI}}^t \cdot (v_{\text{EG, DRI-Kühlung}}^{100\% \text{ EG}} - (v_{\text{EG, DRI-Kühlung}}^{100\% \text{ EG}} - v_{\text{EG, DRI-Kühlung}}^{100\% \text{ H}_2}) \cdot x_{\text{H}_2}^t) \quad (4.16)$$

Die DRP benötigt 8 bar-Dampf für die CO₂-Abscheidung, welcher aus dem 20 bar-Dampfnetz entnommen und reduziert wird. Die benötigte Menge sinkt mit steigendem Wasserstoffanteil. Neben dem von der produzierten Menge DRI abhängigen Dampfmenge im Normalbetrieb, wird bei kurzzeitigen Stillständen weiterhin Dampf für die CO₂-Abscheidung verbraucht. Im Betrieb erzeugt die Anlage 20 bar-Dampf, welcher in das Dampfnetz der Hütte eingespeist wird.

$$\begin{aligned} \dot{m}_{\text{D20, Bedarf}}^t &= \dot{m}_{\text{DRI}}^t \cdot (d_{20 \text{ bar, Bedarf}}^{100\% \text{ EG}} - (d_{20 \text{ bar, Bedarf}}^{100\% \text{ EG}} - d_{20 \text{ bar, Bedarf}}^{100\% \text{ H}_2}) \cdot x_{\text{H}_2}^t) \\ &\quad + \mu_{\text{Stillstand}}^t \cdot (D_{20 \text{ bar, Stillstand}}^{100\% \text{ EG}} - (D_{20 \text{ bar, Stillstand}}^{100\% \text{ EG}} - D_{20 \text{ bar, Stillstand}}^{100\% \text{ H}_2}) \cdot x_{\text{H}_2}^t) \end{aligned} \quad (4.17)$$

$$\dot{m}_{\text{D20, Erzeugung}}^t = \dot{m}_{\text{DRI}}^t \cdot (d_{20 \text{ bar, Erzeugung}}^{100\% \text{ EG}} - (d_{20 \text{ bar, Erzeugung}}^{100\% \text{ EG}} - d_{20 \text{ bar, Erzeugung}}^{100\% \text{ H}_2}) \cdot x_{\text{H}_2}^t) \quad (4.18)$$

Unabhängig vom Wasserstoffanteil im Prozessgas sind der Stickstoffbedarf sowie die Aufnahme elektrischer Leistung der DRP. Diese ergeben sich nur aus der produzierten Menge DRI und den jeweiligen spezifischen Faktoren. Daher müssen diese Bedarfe in der energetischen Optimierung der DRP im Hüttenwerksverbund nicht berücksichtigt werden.

$$P_{\text{el, gss}}^t = \dot{m}_{\text{DRI}}^t \cdot p_{\text{Bedarf}} \quad (4.19)$$

$$\dot{V}_{\text{Stickstoff, 17 bar, gss}}^t = \dot{m}_{\text{DRI}}^t \cdot n_{\text{Bedarf}} \quad (4.20)$$

Die einzelnen Bedarfe für die verschiedenen Komponenten der DRP werden zu Gesamtbedarfen aufaddiert und im übergeordneten Modell des Hüttenwerks eingesetzt.

4.3 Elektrolichtbogenöfen

Die Konverter des Stahlwerks, in denen das Roheisen der Hochöfen zu Stahl weiterverarbeitet wird, sollen im Zuge des SALCOS®-Projekts durch Elektrolichtbogenöfen ersetzt werden.

Bisher werden Elektrolichtbogenöfen in erster Linie beim Schrottreycling eingesetzt. Dabei wird der Schrott mit Additiven in einem Lichtbogen, welcher sich bei einem Gleichstromelektrolichtbogenöfen zwischen der Elektrode und dem Boden und bei einem Drehstromelektrolichtbogenöfen zwischen den Elektroden bildet, eingeschmolzen. Die direkten CO₂-Emissionen entstehen durch den Austritt von Kohlenstoff aus dem geschmolzenen Material sowie der Abnutzung der Kohlenstoffelektroden. Hinzu kommen die indirekten Emissionen durch den Einsatz elektrischer Energie, welche durch den Zubau erneuerbarer Energie gesenkt werden kann. [vgl. 35, S. 303]

Zu Beginn des Schmelzzyklus wird Schrott mit einem Korb in das Ofengefäß des Elektrolichtbogenofens (EAF) beim sogenannten Chargieren gefüllt und das Ofengefäß anschließend geschlossen. Gleichzeitig wird damit begonnen, während des gesamten Schmelzprozesses kontinuierlich DRI einzufüllen. Durch den Deckel werden dann die Elektroden abgesenkt und der Lichtbogen zwischen der Elektrode und dem eingefüllten Material gezündet. Indem das Material schmilzt, bohrt sich der Lichtbogen in einen sogenannten Bohrkrater und wird länger. Gleichzeitig werden die Erdgasbrenner gezündet und Sauerstoff über Lanzen eingeblasen, um das Schmelzen zu unterstützen. Sobald das eingefüllte Material genügend eingeschmolzen ist, kann bei reinem Schrotteinsatz ein zweiter Korb Material in den Ofen eingefüllt werden. Ist dieser ebenfalls niedergeschmolzen, beginnt die Hauptschmelzphase, in der Kohlenstoff in die Schlacke geblasen wird, um verbleibende Mengen Eisenoxids zu reduzieren. Durch das entstehende Kohlenstoffmonoxid beginnt die Schlacke zu schäumen und umhüllt den Lichtbogen, wodurch die Wärme besser auf die Stahlschmelze übertragen wird und die Energieeffizienz des Prozesses steigt. Nachdem die gewünschte Temperatur erreicht wurde, kippt der Ofen in die Abstich-Position, wobei verhindert wird, dass Schlacke mit in die Gießpfanne läuft. Die Schlacke läuft über eine sogenannte Schlackentür ab. Die Zeit des gesamten Prozesses zwischen zwei Abstichen wird Tap-to-Tap-Zeit genannt. [vgl. 32, S. 30 ff]

Mit steigendem DRI-Anteil im DRI-Schrott-Mix steigt der elektrische Energiebedarf des Elektrolichtbogenofens (EAF), da DRI gegenüber Schrott eine geringere Oberfläche und höhere Dichte hat, wodurch die Wärmeaufnahme und die Schmelzeffizienz sinkt. Dabei hängt die benötigte Energie vom Typ des EAF, der Menge des eingeblasenen Sauerstoffs und den eingesetzten Additiven ab. Des Weiteren steigt die Tap-to-Tap-Zeit an, da das DRI langsamer schmilzt und mehr Eisenoxid als Schrott beinhaltet, welches durch längeres Aufschäumen der Schlacke entfernt werden muss. [38].

Der geplante EAF wird mit einer Tap-to-Tap-Zeit von unter einer Stunde betrieben. Daher wird in dieser Arbeit ein statisches Modell des EAF erstellt, welches den stark fluktuierenden Lastgang nicht berücksichtigt. Es wird angenommen, dass die kurzfristigen und starken Leistungssprünge des EAF durch lokale Energiespeicher abgepuffert werden. Ein detailliertes dynamisches Energiemodell des EAF erstellen Dock, Janz, Weiss u. a. in [39], welches das Lastprofil eines EAF abhängig der Zusammensetzung des Füllmaterials abbildet.

Mögliche Eingangsdaten der Elektrolichtbogenöfen können sowohl die eingehenden Massenströme DRI aus der DRP oder dem Zwischenlager, als auch der ausgehende Massenstrom flüssigen Rohstahls sein. Daher muss entweder zuerst der Massenstrom flüssigen Rohstahls oder der Bedarf an DRI und anschließend die sonstigen Massenströme und Bedarfe berechnet werden.

Wird die einzusetzende Menge warmes DRI direkt aus der DRP und kaltes DRI aus dem Zwischenlager vorgegeben, werden die Mengen Schrott, Kalk, flüssigen Rohstahls, Legierungsmittel

Tabelle 4.5: Variablen zur Modellierung der Elektrolichtbogenöfen

Formelzeichen	Einheit	Beschreibung
$\dot{m}_{\text{RSt flüssig}}^t$	tRSt flüssig/h	Massenstrom flüssiger Rohstahl
$\dot{m}_{\text{HDRI}}^t$	tHDRI/h	Massenstrom Hot-DRI
$\dot{m}_{\text{CDRI}}^t$	tCDRI/h	Massenstrom Cold-DRI
$\dot{m}_{\text{Schrott}}^t$	tSchrott/h	Massenstrom Schrott
$\dot{m}_{\text{Legierung}}^t$	tLegierung/h	Massenstrom Legierung
$\dot{m}_{\text{Kalk}}^t$	tKalk/h	Massenstrom Kalk
$\dot{m}_{\text{Schlacke}}^t$	tSchlacke/h	Massenstrom Schlacke
x_{HDRI}^t	—	Anteil Hot-DRI
x_{CDRI}^t	—	Anteil Cold-DRI
x_{Schrott}^t	—	Anteil Schrott
$\dot{V}_{\text{EG}}^t$	Nm _{EG} ³ /h	Volumenstrom Erdgas
$\dot{m}_{\text{D20, Erzeugung}}^t$	tDampf/h	Massenstrom 20 bar-Dampferzeugung
P_{el}^t	MW	elektrische Leistung
$\dot{V}_{\text{Sauerstoff}}^t$	Nm _{O₂} ³ /h	Volumenstrom Sauerstoff
$\dot{V}_{\text{Stickstoff}}^t$	Nm _{N₂} ³ /h	Volumenstrom Stickstoff

und Schlacke wie folgt berechnet:

$$\dot{m}_{\text{Schrott}}^t = \frac{x_{\text{Schrott}}^t}{x_{\text{HDRI}}^t + x_{\text{CDRI}}^t} \cdot (\dot{m}_{\text{HDRI}}^t + \dot{m}_{\text{CDRI}}^t) \quad (4.21)$$

$$\dot{m}_{\text{Kalk}}^t = k_{\text{DRI}} \cdot (\dot{m}_{\text{HDRI}}^t + \dot{m}_{\text{CDRI}}^t) + k_{\text{Schrott}} \cdot \dot{m}_{\text{Schrott}}^t \quad (4.22)$$

$$\dot{m}_{\text{RSt flüssig}}^t = (r_{\text{DRI}} \cdot (\dot{m}_{\text{HDRI}}^t + \dot{m}_{\text{CDRI}}^t) + r_{\text{Schrott}} \cdot \dot{m}_{\text{Schrott}}^t) \cdot \frac{1}{1 - l + s} \quad (4.23)$$

$$\dot{m}_{\text{Legierung}}^t = l \cdot \dot{m}_{\text{RSt flüssig}}^t \quad (4.24)$$

$$\dot{m}_{\text{Schlacke}}^t = s \cdot \dot{m}_{\text{RSt flüssig}}^t \quad (4.25)$$

Wird hingegen die zu produzierende Menge flüssigen Rohstahls vorgegeben, werden neben den Mengen Schrott, Kalk, Legierungsmittel und Schlacke auch die benötigte Menge warmes und kaltes DRI berechnet. Dafür müssen zunächst die benötigte Menge Legierung und die entstehende Schlacke bestimmt werden.

$$\dot{m}_{\text{Legierung}}^t = l \cdot \dot{m}_{\text{RSt flüssig}}^t \quad (4.26)$$

$$\dot{m}_{\text{Schlacke}}^t = s \cdot \dot{m}_{\text{RSt flüssig}}^t \quad (4.27)$$

Tabelle 4.6: Parameter zur Modellierung der Elektrolichtbogenöfen

Formelzeichen	Einheit	Beschreibung
r_{DRI}	$t_{\text{RSt flüssig}}/t_{\text{DRI}}$	Rohstahlerzeugung DRI
r_{Schrott}	$t_{\text{RSt flüssig}}/t_{\text{Schrott}}$	Rohstahlerzeugung Schrott
l	$t_{\text{Legierung}}/t_{\text{RSt flüssig}}$	Legierungsmittelbedarf
k_{DRI}	$t_{\text{Kalk}}/t_{\text{DRI}}$	Kalkbedarf bei DRI-Einsatz
k_{Schrott}	$t_{\text{Kalk}}/t_{\text{Schrott}}$	Kalkbedarf bei Schrotteinsatz
s	$t_{\text{Schlacke}}/t_{\text{RSt flüssig}}$	Schlackeerzeugung
q_{EG}	$GJ_{\text{th}}/t_{\text{RSt flüssig}}$	Erdgasbedarf
$d_{20 \text{ bar, Erzeugung, HDRI}}$	$t_{\text{Dampf}}/t_{\text{RSt flüssig}}$	20 bar-Dampferzeugung bei Hot-DRI-Einsatz
$d_{20 \text{ bar, Erzeugung, CDRI}}$	$t_{\text{Dampf}}/t_{\text{RSt flüssig}}$	20 bar-Dampferzeugung bei Cold-DRI-Einsatz
$d_{20 \text{ bar, Erzeugung, Schrott}}$	$t_{\text{Dampf}}/t_{\text{RSt flüssig}}$	20 bar-Dampferzeugung bei Schrotteinsatz
$p_{\text{Bedarf, HDRI}}$	$MWh/t_{\text{RSt flüssig}}$	Strombedarf bei Hot-DRI-Einsatz
$p_{\text{Bedarf, CDRI}}$	$MWh/t_{\text{RSt flüssig}}$	Strombedarf bei Cold-DRI-Einsatz
$p_{\text{Bedarf, Schrott}}$	$MWh/t_{\text{RSt flüssig}}$	Strombedarf bei Schrotteinsatz
o_{Bedarf}	$Nm_{\text{O}_2}^3/t_{\text{RSt flüssig}}$	Sauerstoffbedarf
n_{Bedarf}	$Nm_{\text{N}_2}^3/t_{\text{RSt flüssig}}$	Stickstoffbedarf

Die benötigten Mengen DRI und Schrott werden aus der Menge flüssigen Rohstahls, den Additiven und der Schlacke zurückgerechnet.

$$\dot{m}_{\text{HDRI}}^t = x_{\text{HDRI}}^t \cdot \frac{\dot{m}_{\text{RSt flüssig}}^t - \dot{m}_{\text{Legierung}}^t + \dot{m}_{\text{Schlacke}}^t}{r_{\text{DRI}} + k_{\text{DRI}} + \frac{x_{\text{Schrott}}^t}{x_{\text{HDRI}}^t + x_{\text{CDRI}}^t} \cdot (r_{\text{Schrott}} + k_{\text{Schrott}})} \quad (4.28)$$

$$\dot{m}_{\text{CDRI}}^t = x_{\text{CDRI}}^t \cdot \frac{\dot{m}_{\text{RSt flüssig}}^t - \dot{m}_{\text{Legierung}}^t + \dot{m}_{\text{Schlacke}}^t}{r_{\text{DRI}} + k_{\text{DRI}} + \frac{x_{\text{Schrott}}^t}{x_{\text{HDRI}}^t + x_{\text{CDRI}}^t} \cdot (r_{\text{Schrott}} + k_{\text{Schrott}})} \quad (4.29)$$

$$\dot{m}_{\text{Schrott}}^t = x_{\text{Schrott}}^t \cdot \frac{\dot{m}_{\text{RSt flüssig}}^t - \dot{m}_{\text{Legierung}}^t + \dot{m}_{\text{Schlacke}}^t}{r_{\text{DRI}} + k_{\text{DRI}} + \frac{x_{\text{Schrott}}^t}{x_{\text{HDRI}}^t + x_{\text{CDRI}}^t} \cdot (r_{\text{Schrott}} + k_{\text{Schrott}})} \quad (4.30)$$

Zuletzt kann dann die benötigte Menge Kalk berechnet werden.

$$\dot{m}_{\text{Kalk}}^t = k_{\text{DRI}} \cdot (\dot{m}_{\text{HDRI}}^t + \dot{m}_{\text{CDRI}}^t) + k_{\text{Schrott}} \cdot \dot{m}_{\text{Schrott}}^t \quad (4.31)$$

Neben den Massenströmen der Edukte und Produkte werden die weiteren Bedarfe abhängig des flüssigen Rohstahlmassenstrom berechnet.

$$\dot{V}_{\text{EG}}^t = \frac{q_{\text{EG}}}{HU_{\text{EG}}^t} \cdot \dot{m}_{\text{RSt flüssig}}^t \quad (4.32)$$

Der Elektrolichtbogenofen erzeugt 20 bar-Dampf, der in das Dampfnetz der Hütte zurückgespeist

4 Modellierung der Komponenten einer CO₂-armen Eisenerzeugung

wird. Die Menge des erzeugten Dampfes ist von den Massenströmen warmen und kalten DRI und Schrotts abhängig, da diese unterschiedliche Energiemengen benötigen.

$$\begin{aligned} \dot{m}_{\text{D20, Erzeugung}}^t &= d_{20 \text{ bar, Erzeugung, HDRI}} \cdot \dot{m}_{\text{HDRI}}^t + d_{20 \text{ bar, Erzeugung, CDRI}} \cdot \dot{m}_{\text{CDRI}}^t \\ &\quad + d_{20 \text{ bar, Erzeugung, Schrott}} \cdot \dot{m}_{\text{Schrott}}^t \end{aligned} \quad (4.33)$$

Aus dem gleichen Grund ist auch der Bedarf elektrischer Leistung von den eingesetzten Komponenten abhängig.

$$\begin{aligned} P_{\text{el}}^t &= p_{\text{Bedarf, HDRI}} \cdot \dot{m}_{\text{HDRI}}^t + p_{\text{Bedarf, CDRI}} \cdot \dot{m}_{\text{CDRI}}^t \\ &\quad + p_{\text{Bedarf, Schrott}} \cdot \dot{m}_{\text{Schrott}}^t \end{aligned} \quad (4.34)$$

Zuletzt sind der Sauerstoffbedarf und Stickstoffbedarf von der Menge flüssigen Rohstahls abhängig.

$$\dot{V}_{\text{Sauerstoff}}^t = o_{\text{Bedarf}} \cdot \dot{m}_{\text{RSt flüssig}}^t \quad \dot{V}_{\text{Stickstoff}}^t = n_{\text{Bedarf}} \cdot \dot{m}_{\text{RSt flüssig}}^t \quad (4.35)$$

Der Erdgas-, Strom- sowie Sauerstoff- und Stickstoffbedarf sowie die Dampferzeugung werden in den Bilanzen des Stahlwerks (Kapitel 2.3) berücksichtigt. Dort wird auch die flüssige Rohstahlmenge in eine feste Rohstahlmenge umgerechnet und zur Produktion der Konverter addiert. Während in diesem Teil der Arbeit das Optimierungsmodell den Betrieb des Elektrolichtbogenofens nicht beeinflusst, wird in Teil III eine flexible Rohstahlproduktion untersucht.

4.4 Übergeordnetes Modell des Hüttenwerks in der Transformation

Während der Transformation des Hüttenwerks bleibt das übergeordnete Modell aus Kapitel 2.7 bestehen und wird im Folgenden um die neuen Komponenten Elektrolyse, Direktreduktionsanlage und Elektrolichtbogenofen erweitert. Diese stellen einen parallelen Produktionsstrang zur Kokerei, den Hochöfen und den Konvertern dar, sodass das Hüttenwerk während der Transformation einen Y-förmigen Aufbau hat. Daher müssen die Erdgas-, Wasserstoff-, Dampf- und Strombilanzen aus Kapitel 2.7 angepasst werden. Außerdem kommen weitere Produktbilanzen hinzu.

Bei den folgenden Bilanzen werden die Konverter und die Elektrolichtbogenöfen als Teil des Stahlwerks betrachtet.

4.4.1 Produktbilanzen

Zusätzlich zu den Produktbilanzen des Roheisens, Rohstahls und Walzstahls in Kapitel 2.7.1 muss nun noch die Bilanz des DRI formuliert werden.

$$\dot{m}_{\text{DRI, Stahlwerk}}^t = \dot{m}_{\text{DRI, Direktreduktionsanlage}}^t - \dot{m}_{\text{DRI, Einlagerung}}^t + \dot{m}_{\text{DRI, Auslagerung}}^t \quad (4.36)$$

Der Inhalt des DRI-Lagers ergibt sich aus den Massenströmen der Ein- und Auslagerung, wobei T der Länge eines modellierten Zeitschritts entspricht:

$$m_{\text{DRI, Lager}}^t = \dot{m}_{\text{DRI, Einlagerung}}^t \cdot T - \dot{m}_{\text{DRI, Auslagerung}}^t \cdot T \quad (4.37)$$

Das Lager dient in diesem Teil der Arbeit in erster Linie als Ausgleich der Stillstände der DRP und der Elektrolichtbogenöfen. So wird es beim Stillstand eines Elektrolichtbogenofens von den kontinuierlich laufenden DRP gefüllt und bei Revisionsstillständen der DRP von den laufenden Elektrolichtbogenöfen geleert.

Tabelle 4.7: Variablen der DRI-Lagerung

Formelzeichen	Einheit	Beschreibung
$m_{\text{DRI, Lager}}^t$	t _{DRI}	Masse direktreduziertes Eisen im Lager
$\dot{m}_{\text{DRI, Einlagerung}}^t$	t _{DRI} /h	Massenstrom direktreduziertes Eisen ins Lager
$\dot{m}_{\text{DRI, Auslagerung}}^t$	t _{DRI} /h	Massenstrom direktreduziertes Eisen aus Lager

4.4.2 Brennstoffbilanzen

Die Bilanzen der Kuppelgase aus Kapitel 2.7.2 bleiben während der Transformation bestehen. Da diese nach der Transformation wegfallen, können sie nicht als Brennstoffe in den neuen Komponenten verwendet werden. Erdgas wird zukünftig auch von der Direktreduktionsanlage und dem Elektrolichtbogenofen benötigt. Des Weiteren zählt Wasserstoff nun nicht mehr zu den technischen Gasen, sondern spielt aufgrund des Einsatzes in der DRP eine wichtigere Rolle als Brennstoff und Reduktionsmittel.

Erdgasbilanz Die Erdgasbilanz summiert alle Erdgasverbraucher des Hüttenwerks auf.

$$\begin{aligned} \dot{V}_{\text{EG, ges}}^t &= \dot{V}_{\text{EG, Hochöfen}}^t + \dot{V}_{\text{EG, Direktreduktionsanlage}}^t + \dot{V}_{\text{EG, Stahlwerk}}^t \\ &\quad + \dot{V}_{\text{EG, Warmwalzwerk}}^t + \dot{V}_{\text{EG, Kraftwerk}}^t + \dot{V}_{\text{EG, Kleinverbraucher}}^t \end{aligned} \quad (4.38)$$

Dieser Gesamterdgasbedarf wird direkt aus dem öffentlichen Netz bezogen und kann nicht zwischengespeichert werden. Zur Kostenminimierung kann daher nur der Einsatz im Kraftwerk optimiert werden.

Wasserstoffbilanz Während der Transformation wird neben dem bestehenden Wasserstoffnetz, welches das Kaltwalzwerk mit den vorhandenen Wasserstofferzeugern sowie den externen Dienstleistern verbindet, ein neues Wasserstoffnetz aufgebaut. Dieses leitet den Wasserstoff aus der neuen Elektrolyse und der Pipeline zur DRP. Daher bleibt die bisher formulierte Bilanz bestehen und wird um eine zweite Bilanz ergänzt.

$$\dot{V}_{\text{H}_2, \text{ externe}}^t + \dot{V}_{\text{H}_2, \text{ PEM}}^t + \dot{V}_{\text{H}_2, \text{ HTE}}^t = \dot{V}_{\text{H}_2, \text{ Kaltwalzwerk \& Oberflächenveredelung}}^t \quad (4.39)$$

$$\dot{V}_{\text{H}_2, \text{ Elektrolyse}}^t + \dot{V}_{\text{H}_2, \text{ Pipeline}}^t = \dot{V}_{\text{H}_2, \text{ Direktreduktionsanlage}}^t \quad (4.40)$$

Der Bezug des Wasserstoffs über die Pipeline ab der zweiten Ausbaustufe wird später im Optimierungsziel des Optimierungsmodells berücksichtigt.

4.4.3 Dampfbilanzen

Die DRP und der EAF benötigen und erzeugen 20 bar-Dampf, daher muss nur diese Bilanz angepasst werden. Zukünftig entfällt das 80 bar-Dampfnetz, welches die Windgebläse der Hochöfen versorgt.

20 bar-Dampfbilanz 20 bar-Dampf wird zukünftig nicht nur vom Kraftwerk und Warmwalzwerk, sondern auch vom EAF erzeugt. Mit steigendem Anteil des Wasserstoffs im Prozessgas der DRP benötigt diese weniger 20 bar-Dampf als sie selbst erzeugt. Da in der Transformation vorerst aber überwiegend Erdgas eingesetzt wird, stellt die DRP in der folgenden Bilanz einen Verbraucher

4 Modellierung der Komponenten einer CO₂-armen Eisenerzeugung

dar. Sowohl die Dampferzeugung der EAF als auch der DRP werden in der Dampfbilanz mit einem negativen Vorzeichen beim jeweiligen Massenstrom berücksichtigt. Des Weiteren bleiben Kokerei, Warmwalzwerk, Stahlwerk sowie diverse Kleinverbraucher als 20 bar-Dampfverbraucher und die Reduzierung ins 6 bar-Heizdampfnetz bestehen.

$$\begin{aligned} \dot{m}_{D20, \text{Kraftwerk}}^t &= \dot{m}_{D20, \text{Direktreduktionsanlage}}^t + \dot{m}_{D20, \text{Stahlwerk}}^t \\ &\quad + \dot{m}_{D20, \text{Warmwalzwerk}}^t + \dot{m}_{D20, \text{Kokerei}}^t \\ &\quad + \dot{m}_{D20, \text{Kleinverbraucher}}^t + \dot{m}_{D20-6}^t \end{aligned} \quad (4.41)$$

Überschüssiger Dampf kann in das Kraftwerk zur Speisewasservorwärmung der Blöcke zurückgespeist werden. Zukünftig könnten überschüssige Dampfmengen auch zur Fernwärmeerzeugung und damit zur Entlastung des Kraftwerks genutzt werden.

4.4.4 Bilanzen der technischen Gase

Die Sauerstoff- und Stickstoffbilanz aus 2.7.4 werden lediglich um den Sauerstoff- und Stickstoffbedarf der DRP und des EAF ergänzt. Die weiteren Verbraucher sowie die Berechnung des Bedarfs elektrischer Leistung bleiben bestehen.

4.4.5 Elektrische Leistungsbilanz

Die neuen Komponenten werden in der elektrischen Leistungsbilanz als zusätzliche Verbraucher ergänzt.

$$\begin{aligned} P_{\text{el, Kraftwerk}}^t + P_{\text{el, Netz}}^t &= P_{\text{el, Kokerei}}^t + P_{\text{el, Hochöfen}}^t \\ &\quad + P_{\text{el, Elektrolyse}}^t + P_{\text{el, Direktreduktionsanlage}}^t \\ &\quad + P_{\text{el, Stahlwerk}}^t + P_{\text{el, Warmwalzwerk}}^t + P_{\text{el, Kaltwalzwerk \& Oberflächenveredelung}}^t \\ &\quad + P_{\text{el, Sauerstoff}}^t + P_{\text{el, Stickstoff}}^t + P_{\text{el, Druckluft}}^t \end{aligned} \quad (4.42)$$

4.4.6 Optimierungsziel

Die Zielfunktion der Optimierung wird für das gesamte Hüttenwerk definiert, damit Austauschvorgänge zwischen den Komponenten von dieser unabhängig erfolgen können. Ziel der Optimierung ist weiterhin die Energiekostenminimierung. Die Energiekosten setzen sich aus den Kosten für bezogenes Erdgas und bezogenen Wasserstoff sowie den Kosten für bezogene und den Erlösen für abgegebene elektrische Energie zusammen. Somit ergibt sich für die Zielfunktion:

$$\min_t \sum \dot{V}_{\text{EG, ges}}^t \cdot k_{\text{EG}}^t + \dot{V}_{\text{H}_2, \text{ Pipeline}}^t \cdot k_{\text{H}_2}^t + P_{\text{el, Bezug}}^t \cdot k_{\text{Strom}}^t - P_{\text{el, Abgabe}}^t \cdot k_{\text{Strom}}^t \quad (4.43)$$

Der Erdgaspreis wird im Modell weiterhin langfristig ausgehandelt und monatlich festgelegt. Dies wird hier auch für den Wasserstoffpreis angenommen, der vereinfacht für das gesamte Jahr als konstant angenommen wird. Die elektrische Energie wird im Modell weiterhin über die Strombörse bezogen und ist somit stündlichen Schwankungen unterlegen. Die angenommenen Preise werden im folgenden Kapitel 5.1 gelistet.

5 Flexibilitätspotenziale der Energieverbundwirtschaft

5.1 Szenarienerstellung

Anhand des Modells der Transformation des Hüttenwerks in Kapitel 4 werden die drei geplanten Ausbaustufen simuliert. Dafür werden prognostizierte Kosten, geplante Tonnagen und bei der Planung der Ausbaustufen berücksichtigte Annahmen verwendet. Bis auf die Kosten basieren diese auf Daten der *Salzgitter Flachstahl GmbH*.

5.1.1 Produktionsplanung

Die Umstellung der Produktionen im Zuge des SALCOS®-Projekts erfolgt in drei Ausbaustufen: Ausgehend vom Basisszenario mit drei Hochöfen und drei Konvertern, werden in der ersten Ausbaustufe eine DRP und ein EAF in Betrieb sowie der Hochofen B und ein Konverter außer Betrieb genommen. Mit der zweiten Ausbaustufe kommen eine weitere DRP und ein weiterer EAF hinzu, während der Hochofen A und ein weiterer Konverter abgeschaltet werden. In der dritten Ausbaustufe folgt der dritte und letzte EAF, der Hochofen C sowie der verbleibende Konverter fallen weg. Während der gesamten Transformation bleibt die jährlich produzierte Rohstahlmenge konstant.

Der zeitliche Verlauf der Produktion der Kokerei und der Hochöfen wird aus dem Basisszenario in Teil I übernommen und anhand der geplanten Gesamtmenge skaliert. So können weiterhin Produktionsschwankungen und kurzzeitige Stillstände berücksichtigt werden. Das Warm- und das Kaltwalzwerk verarbeiten die gesamten Rohstahlmengen aus dem Stahlwerk weiter. Eine Zwischenlagerung der Zwischenprodukte wird vernachlässigt, sodass die maximal möglichen Energiebedarfe abgebildet werden.

Bei der Produktion der DRP und der EAF wird eine konstante Produktion mit geplanten Stillständen angenommen. Die DRP werden einmal im Jahr für einen Monat zur Wartung außer Betrieb genommen, hinzu kommen alle drei Monate dreitägige Stillstände. Die EAF werden einmal in der Woche in einer 8 h-Schicht überprüft und repariert und einmal im Jahr für zwei Wochen zur Wartung stillgelegt. Die Stillstände der DRP und EAF werden so geplant, dass sie in der jeweiligen Ausbaustufe möglichst weit auseinander liegen. Außerdem werden die zweiwöchigen Stillstände der EAF während der einmonatigen Wartung der DRP durchgeführt.

In der ersten Ausbaustufe soll in der DRP Wasserstoff mit einem Energieanteil von 5 % eingesetzt werden. Diese Menge kann von der 100 MW-Elektrolyse auf dem Gelände des Hüttenwerks gedeckt werden. Sobald mit der zweiten Ausbaustufe die Leistung der Elektrolyse auf 500 MW erhöht wird und eine Pipeline für den Wasserstoffbezug hinzugekommen ist, wird der H₂-Energieanteil auf 35 % angepasst. In der dritten Ausbaustufe ist der Betrieb mit 100 % Wasserstoff geplant, wobei der Kohlenstoffanteil im DRI sinkt und die Additive im EAF angepasst werden müssen. Zu Beginn der dritten Ausbaustufe werden einige Brennstoffbedarfe des Hüttenwerks weiterhin mit Erdgas gedeckt werden, bis diese schrittweise auf eine Versorgung mit Wasserstoff umgestellt oder elektrifiziert werden.

Tabelle 5.1: Energiepreise Hochlauf SALCOS

Preis in €/MWh	Basisszenario	1. ABS	2. ABS	3. ABS
Erdgas ¹	23	46	22	22
Strom ¹	44	121	90	90
Wasserstoff ²	–	–	88	88

¹ Prognose nach [40], ² Prognose nach [41]

5.1.2 Entwicklung der Energiepreise

Um die Entwicklung der Energiepreise während der Transformation des Hüttenwerks zu berücksichtigen, werden die zeitlichen Verläufe des Basisszenarios anhand der Durchschnittspreise in Tabelle 5.1 skaliert. So bleibt der Verlauf wie beim Basisszenario und die Flexibilitätspotenziale können besser verglichen werden. Die Erdgas- und Wasserstoffpreise in Tabelle 5.1 sind auf den jeweiligen oberen Heizwert bezogen.

Das *Energiawirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln* prognostiziert in [40] für das Jahr 2026 (1. Ausbaustufe) einen durchschnittlichen Erdgasgroßhandelspreis von 46 €/MWh und 22 €/MWh für das Jahr 2030 (2. Ausbaustufe) unter der Annahme einer hohen Elektrifizierung und somit sinkenden Gasnachfrage sowie ohne russische Gasimporte. Für die dritte Ausbaustufe im Jahr 2033 wird vorerst von einer konstanten Preisentwicklung ausgegangen.

Durch die Skalierung des Verlaufs des Spotmarktpreises wird der Einfluss eines höheren Anteils erneuerbarer Energien abgebildet: Auf der einen Seite steigt bei hoher Erzeugung der Energieüberschuss, sodass der Preis weit in den negativen Bereich fällt. Auf der anderen Seite wird bei einem Mangel erneuerbarer Energien aufgrund steigender Brennstoff- und CO₂-Preise der Großhandelsstrompreis stark steigen [vgl. 40, S. 47]. Somit steigt im Vergleich zum Basisszenario der durchschnittliche Börsenstrompreis in der ersten Ausbaustufe nach [40] auf 121 €/MWh an¹ und fällt dann auf 90 €/MWh in der zweiten Ausbaustufe. Für die dritte Ausbaustufe wird wie beim Erdgaspreis eine konstante Preisentwicklung angenommen.

In der zweiten und dritten Ausbaustufe ist geplant, einen Großteil des Wasserstoffs über eine Pipeline zu beziehen. Es wird angenommen, dass Wasserstoff zukünftig ähnlich wie Erdgas über Verträge gehandelt wird und sich langfristig konstante Preise einstellen. Die Höhe des konstanten Jahrespreises von 88 €/MWh für eine überwiegend inländische Produktion wird [41] entnommen. Das EWI nimmt eine Produktion mit Offshore-Windenergie und Elektrolysen mit moderater Kostendegression an, wodurch der Wasserstoffpreis zwischen dem Preis für den günstigeren Import über Pipeline und dem teureren Import via Schiff liegt. Günstiger wäre nur erdgasbasierter Wasserstoff mit Carbon Capture and Storage (CCS), sogenannter blauer Wasserstoff. [vgl. 41, S. 2 f.]

¹Dieser Anstieg ist auf den stark angestiegenen Großhandelsstrompreis in 2021 und 2022 zurückzuführen. Im Anschluss wird der Preis nach [40] wieder sinken.

5.2 Auswirkungen der Transformation auf die Brennstoffverteilung

Die Energiewirtschaft des Hüttenwerks in den drei Ausbaustufen wird im folgenden in stündlicher Auflösung modelliert und kostenoptimiert. In den Abbildungen sind zur besseren Lesbarkeit Tagesmittelwerte dargestellt, daher werden die Extremwerte nicht dargestellt.

5.2.1 SALCOS® 1. Ausbaustufe

In der ersten Ausbaustufe ersetzt eine DRP, welche mit 95 % Erdgas und 5 % Wasserstoff betrieben wird, den Hochofen B. Der Erdgasbedarf steigt von 1800 GWh_{th} im Basisszenario um das Vierfache auf 7200 GWh_{th}. Mit 5500 GWh_{th} entfallen dabei der größte Anteil auf die DRP, welche im Normalbetrieb Erdgas mit einer Leistung von 650 MW bezieht. In Abbildung 5.1 ist der damit verbundene große Einfluss auf den Erdgasbezug ersichtlich. Der Erdgasbezug der DRP sinkt bei den 72 h-Wartungsstillständen auf 220 MW und beim Wartungsstillstand im Juli auf 75 MW.

Die Erdgasbedarfe der Hochöfen sinken leicht, die des Stahlwerks und des Kaltwalzwerks bleiben im Vergleich zum Basisszenario annähernd gleich. Der Erdgaseinsatz im Warmwalzwerk steigt von 35 GWh_{th} auf 620 GWh_{th}, da weniger Koks benötigt und damit weniger Koksgas erzeugt wird. Das Kraftwerk bezieht in diesem Szenario nur noch 110 GWh_{th} Erdgas statt 890 GWh_{th}, da weniger Aggregate zur Dampfsicherung in Betrieb sein müssen. Das Optimierungsmodell kann hier den Betrieb des Kraftwerks sehr gut planen, da es die Bedarfe für alle Zeitschritte bereits im Vorhinein kennt. Ein Einfluss des Erdgaspreises ist nicht zu erkennen.

Die DRP wird über ein separates Wasserstoffnetz unabhängig von den bereits bestehenden Wasserstoffherzeugern und dem Kaltwalzwerk von einer Elektrolyse versorgt. Damit die einzelnen Module der Elektrolyse 5000 Volllaststunden nicht überschreiten, ergibt sich aus dem Wasserstoffbedarf der DRP von 215 GWh_{th} bei einem Wirkungsgrad von 60 % die geplante elektrische Leistung von 100 MW. Da kein Wasserstoffspeicher vorhanden ist, folgt der Betrieb der Elektrolyse dem Bedarf der DRP und kann nicht anhand des schwankenden Strompreises kostenoptimiert werden. Bei Wartungsstillständen der DRP benötigt sie keinen Wasserstoff und die Elektrolyse ist außer Betrieb. Im Normalbetrieb wird Wasserstoff mit einer thermischen Leistung von 30 MW produziert. Wenn einmal in der Woche der EAF gewartet wird, muss das erzeugte DRI der DRP zwischengelagert werden. Der dabei eingesetzte DRI-Kühler nutzt Erdgas, um das heiße DRI soweit abzukühlen, dass es nicht wieder oxidiert. Sein Abgas, welches weiterhin einen hohen Heizwert aufweist, wird dann im Prozessgaserhitzer eingesetzt.

Durch den Wegfall des Hochofens B sinkt die Hochofengaserzeugung um knapp die Hälfte auf 3200 GWh_{th}, wie auch der Bedarf der Winderhitzer auf 960 GWh_{th}. Durch die teils schwankende Roheisenproduktion sinkt die dann noch vorhandene Hochofengasmenge teilweise unter den Mindestbedarf der Kokerei im Normalbetrieb. Bei dieser wird dann eine oder beide Kokereibatterien mit reinem Koksgas betrieben, sodass insgesamt mit 680 GWh_{th} nur noch halb so viel Hochofengas in der Kokerei eingesetzt wird. Der Rest kann im Kraftwerk genutzt werden, um Prozessgas, Fernwärme und elektrische Leistung bereitzustellen. Mit 1560 GWh_{th} entspricht diese Menge in etwa der Hälfte des Energieeinsatzes im Basisszenario.

Die Konverter verarbeiten das Roheisen der verbleibenden Hochöfen A und C. Da die Produktion des Hochofens B zur Verstetigung fehlt, sinkt die Konvertergaserzeugung um 340 GWh_{th} auf 400 GWh_{th} und schwankt stärker zwischen 0 MW_{th} und 70 MW_{th} (vgl. Abb. 5.4). Davon werden 150 GWh_{th} im Winderhitzer des Hochofens C eingesetzt, was ungefähr der Energiemenge im Basisszenario entspricht. Die eingesetzte Energiemenge in der Kokerei sinkt um 80 GWh_{th} auf 160 GWh_{th}. Der Winderhitzer des Hochofens C und die Kokerei verbrauchen die meiste

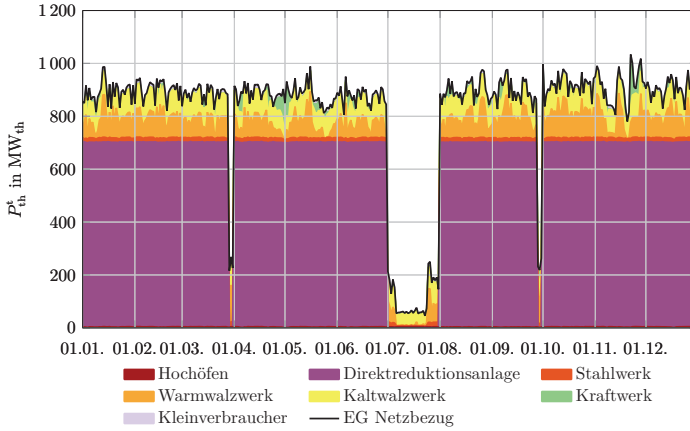


Abbildung 5.1: **Erdgaseinsatz im Hüttenwerk während der ersten Ausbaustufe:** Der Großteil des Erdgases wird in der DRP eingesetzt, die in dieser Ausbaustufe mit 95 % Erdgas betrieben wird. Gut zu erkennen sind die 72-Stunden-Stillstände etwa alle drei Monate sowie die einmonatige Wartung der Anlage im Juli. Die starken Schwankungen bei den Walzwerken ist auf die schwankende Produktion Roheisens in den Hochöfen zurückzuführen.

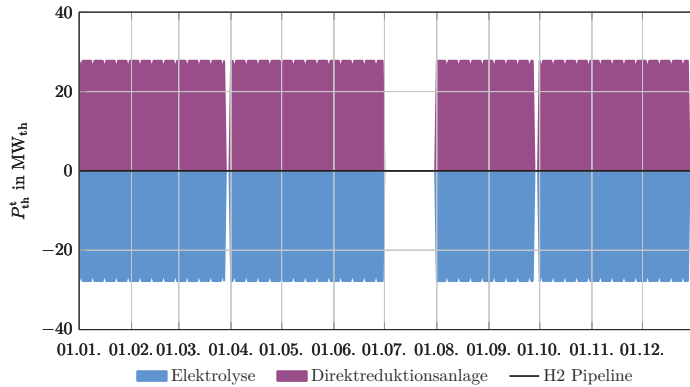


Abbildung 5.2: **Wasserstoffeinsatz im Hüttenwerk während der ersten Ausbaustufe:** In der ersten Ausbaustufe wird die DRP konstant mit 5 % Wasserstoff betrieben, wobei dieser komplett aus der 100 MW-Elektrolyse bezogen wird. Neben den regelmäßigen Stillständen zur Wartung ist einmal in der Woche ein leicht niedriger Bedarf der DRP zu erkennen, der auf die Abgasnutzung des DRI-Kühlers zur Prozessgaserhitzung zurückzuführen ist.

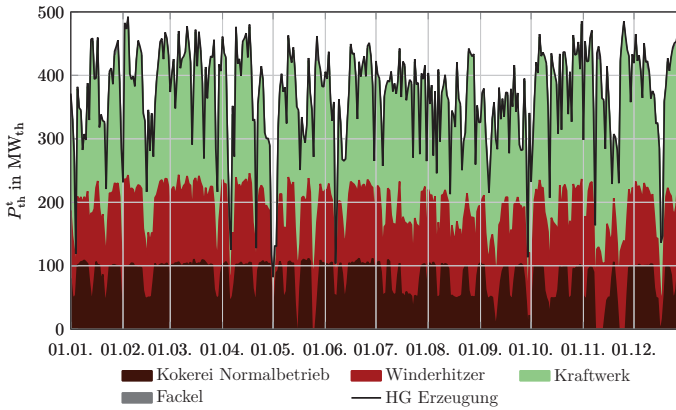


Abbildung 5.3: **Hochfengaseinsatz im Hüttenwerk während der ersten Ausbaustufe:** Die Erzeugung von Hochfengas sowie der Bedarf der Winderhitzer wird von der Roheisenproduktion im Hochofen bestimmt. Das Optimierungsmodell kann die restliche Menge auf die Kokerei im Normalbetrieb und das Kraftwerk für das energetische Optimum aufteilen. Bei niedrigen Hochfengasmengen werden eine oder beide Kokereibatterien mit reinem Koksgas betrieben.

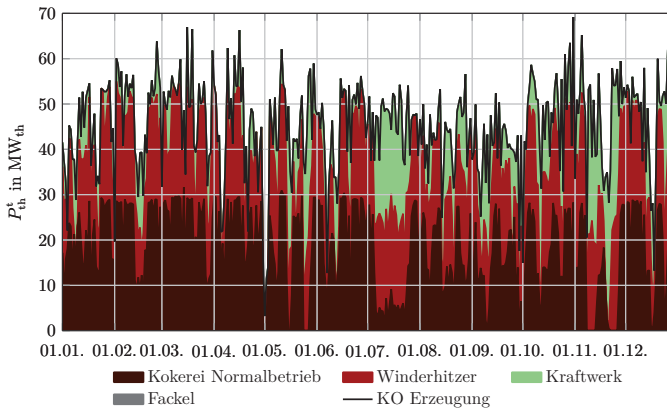


Abbildung 5.4: **Konvertergaseinsatz im Hüttenwerk während der ersten Ausbaustufe:** Während sich die Konvertergaserzeugung aus der Rohstahlproduktion in den Konvertern und der Bedarf des Winderhitzers des Hochofen C aus der Roheisenproduktion ergeben, kann das Optimierungsmodell den Einsatz des Konvertergases in der Kokerei und dem Kraftwerk variieren. Aufgrund von Konvertergasmangel werden die Kokereibatterien vermehrt im Starkgasbetrieb gefahren, im Kraftwerk wird es kaum eingesetzt.

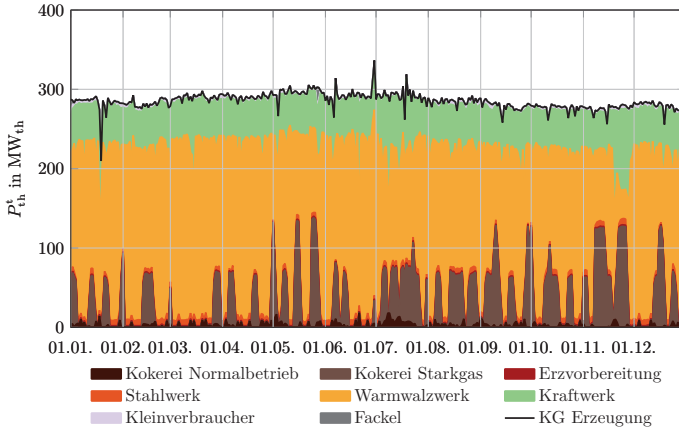


Abbildung 5.5: **Koksgaseinsatz im Hüttenwerk während der ersten Ausbaustufe:** Die von der Koksproduktion vorgegebene Koksgaserzeugung kann fast vollständig vom Optimierungsmodell auf die Kokerei, das Warmwalzwerk und das Kraftwerk verteilt werden. Die Kokerei nutzt vermehrt Koksgas im Starkgasbetrieb, während das Kraftwerk eine relativ konstante Menge abnimmt.

Zeit annähernd das zur Verfügung stehende Konvertergas. Nur wenn eine Kokereibatterie auf Starkgasbetrieb umgestellt wird, können größere Mengen im Kraftwerk eingesetzt werden. Die insgesamt im Kraftwerk eingesetzte Energiemenge sinkt um 75 % auf 90 GWh_{th}.

Der häufigere Starkgasbetrieb der Kokereibatterien ist auf die stärkeren Schwankungen der Konvertergaserzeugung zurückzuführen. Der Bedarf des Winderhitzers des Hochofens C ist proportional zur Roheisenproduktion und damit zur Konvertergaserzeugung, sodass immer genügend Konvertergas zur Verfügung steht. Die vom Optimierungsmodell verteilbare Menge Konvertergas sinkt teilweise unter die von den Kokereibatterien im Normalbetrieb benötigte Menge. Da dies häufiger beim Konvertergas als beim Hochofengas der Fall ist, bestimmt die Konvertergaserzeugung den Betrieb der Kokereibatterien.

Die auf 80 % reduzierte Koksproduktion führt zu einer Reduzierung der Koksgaserzeugung mit 2500 GWh_{th} auf ebenfalls 80 %. Die Erzeugung ist dabei weiterhin annähernd konstant bei 290 MW_{th} (vgl. Abb. 5.5). Aufgrund des zeitweisen Konvertergas mangels setzt das Optimierungsmodell häufiger reines Koksgas in der Kokerei ein, sodass mit 300 GWh_{th} dreimal so viel Koksgas dort verbraucht wird. Die Stahlmenge im Warmwalzwerk ändert sich im Vergleich zum Basisszenario nicht, dennoch wird dort nur 1600 GWh_{th} Koksgas und damit 500 GWh_{th} weniger eingesetzt. Die Differenz wird mit Erdgas abgedeckt, wovon aufgrund eines geringeren Wirkungsgrads knapp 20 % mehr eingesetzt werden muss. (vgl. Abb. 5.1).

Während der ersten Ausbaustufe soll das Kraftwerk noch als Kuppelgaskraftwerk eingesetzt werden, um von der EEG-Umlage befreit zu bleiben, wobei der reine Erdgasbetrieb nicht erlaubt ist. Gleichzeitig stehen dem Kraftwerk weniger Hochofengas und Konvertergas zur Verfügung, sodass die in Betrieb befindlichen Kraftwerksaggregate reduziert werden. Des Weiteren kommt es durch die reduzierte Hochofengasmenge häufiger dazu, dass Koksgas und Erdgas eingesetzt

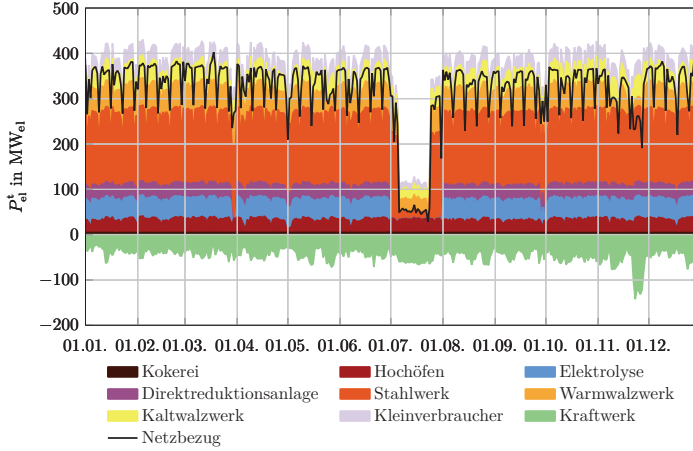


Abbildung 5.6: **Elektrische Leistung im Hüttenwerk während der ersten Ausbaustufe:**

Der Bedarf elektrischer Leistung aller produzierender Komponenten ist von der jeweiligen Produktionsmenge abhängig, das Optimierungsmodell kann in der ersten Ausbaustufe nur den Einsatz des Kraftwerks steuern und so den Netzbezug senken. Dabei ist der Einfluss des Strompreises gering, das Kraftwerk verwertet hingegen die anderweitig nicht benötigten Kuppelgase.

werden müssen. Daher werden 500 GWh_{th} Koksgas annähernd konstant im Kraftwerk eingesetzt, anstatt den Wirkungsgradvorteil gegenüber Erdgas im Warmwalzwerk zu nutzen. Somit muss hier ein Kompromiss hinsichtlich der Gesamtenergieeffizienz eingegangen werden.

Durch die Elektrolyse und insbesondere den EAF verzehnfacht sich der Bezug elektrischer Energie aus dem Netz der öffentlichen Versorgung auf 2800 GWh_{el}, es erfolgt keine Rückspeisung mehr. Insgesamt benötigen die Komponenten des Hüttenwerks 3200 GWh_{el}, wovon das Kraftwerk 400 GWh_{el} bereitstellt. Größter Verbraucher ist der EAF mit knapp 1100 GWh_{el} und damit einem Drittel des Gesamtverbrauchs. Da die Elektrolyse, die DRP und der EAF bis auf die Wartungsstillstände konstant produzieren, ist auch der Verbrauch elektrischer Energie im Jahresverlauf annähernd konstant.

In Abbildung 5.6 sind im Netzbezug die Wartungsstillstände des EAF für eine 8-Stunden-Schicht in der Woche zu erkennen, da dann der Netzbezug stark zurückgeht. Während der Wartung sinkt der Netzbezug von durchschnittlich 380 MW_{el} auf 140 MW_{el} und während des gleichzeitigen Stillstandes der DRP auf etwa 110 MW_{el}. Da dann weniger Stahl im Warmwalzwerk verarbeitet wird, sinkt dort der Koksgasbedarf, sodass mehr Koksgas im Kraftwerk eingesetzt und die Erzeugung elektrischer Leistung gesteigert werden kann. Es ergibt sich ein durchschnittlicher Netzbezug von nur noch 50 MW_{el}. Da die Wartungen fest geplant und auf den Schichtbetrieb abgestimmt sind, können die niedrigeren Leistungsbezüge nicht zur Kostenminimierung genutzt werden.

5.2.2 SALCOS® 2. Ausbaustufe

In der zweiten Ausbaustufe wird die zweite DRP und der zweite EAF in Betrieb genommen. Da jedoch noch ein EAF fehlt, können die DRP noch nicht mit ihrer vollen Produktionsleistung betrieben werden. Des Weiteren reduzieren die DRP das Eisenerz nun mit 65 % Erdgas und 35 % Wasserstoff anstelle von 5 % Wasserstoff in der ersten Ausbaustufe. Dies führt zu einem erhöhten Erdgasbezug von $9700 \text{ GWh}_{\text{th}}$, wovon die DRP mit $7200 \text{ GWh}_{\text{th}}$ den größten Anteil verbrauchen. Sind beide DRP in Betrieb beziehen diese Erdgas mit einer thermischen Leistung von $900 \text{ MW}_{\text{th}}$.

Ein weiterer großer Anstieg ist in Abbildung 5.7 beim Verbrauch des Warmwalzwerkes zu erkennen. In der zweiten Ausbaustufe wurde die Koksproduktion auf die Hälfte des Basisszenarios reduziert, dementsprechend sinkt die zur Verfügung stehende Koksgasmenge. Dieses muss im Warmwalzwerk durch Erdgas ersetzt werden, sodass sich der Bedarf von $620 \text{ GWh}_{\text{th}}$ auf $1340 \text{ GWh}_{\text{th}}$ mehr als verdoppelt. Der Verbrauch der Hochofen geht im Vergleich zu ersten Ausbaustufe leicht zurück auf $90 \text{ GWh}_{\text{th}}$, die Bedarfe des Stahlwerks und des Kaltwalzwerks bleiben hingegen annähernd gleich bei $190 \text{ GWh}_{\text{th}}$ und $660 \text{ GWh}_{\text{th}}$. Das Kraftwerk benötigt mit $240 \text{ GWh}_{\text{th}}$ mehr als doppelt so viel Erdgas im Vergleich zur ersten Ausbaustufe.

Der Erdgasbezug ist wie bereits in der ersten Ausbaustufe weiterhin konstant hoch bei nun durchschnittlich $1300 \text{ MW}_{\text{th}}$. Kleinere Schwankungen sind auf die ungleichmäßige Roheisenproduktion im verbleibenden Hochofen C sowie die Wartungsstillstände der EAF zurückzuführen. Bei den Wartungsstillständen der DRP jeweils im April und im Oktober sinkt der Erdgasbezug nur noch auf durchschnittlich $750 \text{ MW}_{\text{th}}$, da die andere DRP weiterhin DRI produziert. Während dieser Wartung wird auch jeweils einer der EAF zur Wartung außer Betrieb genommen, sodass dann der Erdgasbezug auf ein Minimum von $600 \text{ MW}_{\text{th}}$ sinkt.

Da der Wasserstoffbedarf sich durch die zweite DRP und den höheren Wasserstoffanteil mehr als verzehnfacht auf $2700 \text{ GWh}_{\text{th}}$, wird zum einen die Elektrolyse auf $500 \text{ MW}_{\text{el}}$ erweitert und das Hüttenwerk an eine Wasserstoffpipeline angeschlossen. Die Aufteilung der Versorgung mit Wasserstoff ist in Abbildung 5.8 dargestellt. Der Betrieb der Elektrolyse soll weiterhin nach [33] auf 5000 Betriebsstunden je 1 MW-Modul begrenzt sein. Somit kann die Elektrolyse $700 \text{ GWh}_{\text{th}}$ des benötigten Wasserstoffs bereitstellen, die übrigen $2000 \text{ GWh}_{\text{th}}$ werden über die Pipeline bezogen. Da für diesen Bezug ein konstanter Wasserstoffpreis von $88 \text{ €/MWh}_{\text{th}}$ angenommen wird, kann das Optimierungsmodell den Betrieb der Elektrolyse anhand des Strompreises kostenoptimieren. In der ersten Jahreshälfte liegt der Strompreis bei durchschnittlich $72 \text{ €/MWh}_{\text{el}}$ und sinkt regelmäßig unter $50 \text{ €/MWh}_{\text{el}}$, sodass sich bei einem Wirkungsgrad von 60 % ein Wasserstoffpreis von unter $80 \text{ €/MWh}_{\text{th}}$ ergibt. Somit liegt der Wasserstoffpreis aus der Elektrolyse in diesem Zeitraum häufig unter dem Preis des Wasserstoffbezugs. Der Strompreis steigt in der zweiten Jahreshälfte auf durchschnittlich $105 \text{ €/MWh}_{\text{el}}$, sodass der Wasserstoff aus der Elektrolyse $175 \text{ €/MWh}_{\text{th}}$ kostet. Daher wird die Elektrolyse in der zweiten Jahreshälfte deutlich seltener eingesetzt. Erst im Dezember sinkt das Niveau des Strompreises so weit ab, dass die Elektrolyse wieder vermehrt eingesetzt wird.

Der verbleibende Hochofen C ist der kleinste Hochofen der *Salzgitter Flachstahl GmbH* und reduziert in der zweiten Ausbaustufe noch 600000 t Roheisen pro Jahr. Dies entspricht 14 % der heutigen Roheisenproduktion, entsprechend sinkt die erzeugte Hochofengasmenge auf $880 \text{ GWh}_{\text{th}}$ ab. Außerdem fehlt die Verstärkung der Hochofengaserzeugung durch die weiteren Hochofen, sodass Stillstände und geringe Produktionsmengen des Hochofens direkt die vorhandene Hochofengasmenge beeinflussen. Daher sinkt die verfügbare Hochofengasmenge zwischenzeitlich auf 0 MW_{th} ab und steigt im Maximum auf $140 \text{ MW}_{\text{th}}$ an (vgl. Abb. 5.9).

Die Versorgung des Winderhitzers ist von diesen Schwankungen nicht betroffen, da der Bedarf direkt an die Roheisenproduktion gekoppelt ist. Dahingegen sinkt die verfügbare Hochofengas-

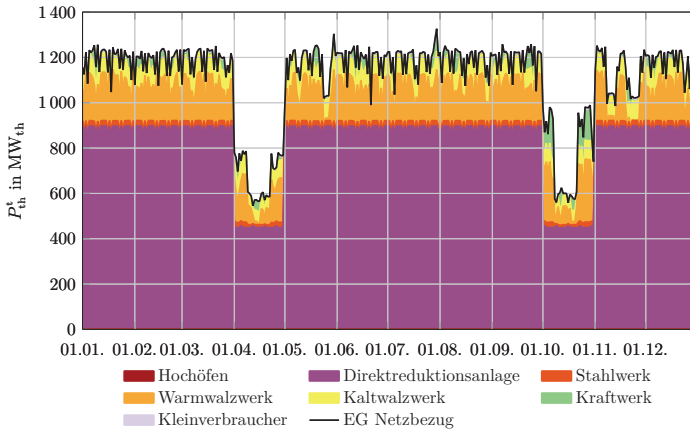


Abbildung 5.7: **Erdgaseinsatz im Hüttenwerk während der zweiten Ausbaustufe:** Die DRP, welche in dieser Ausbaustufe mit 65 % Erdgas betrieben werden, machen einen Großteil des Erdgasbedarfs aus und beeinflussen mit ihren Stillständen zur Wartung maßgeblich die Bezugsleistung. Das Warmwalzwerk macht den nächst größeren Anteil aus, die anderen Komponenten fallen im Vergleich kaum ins Gewicht.

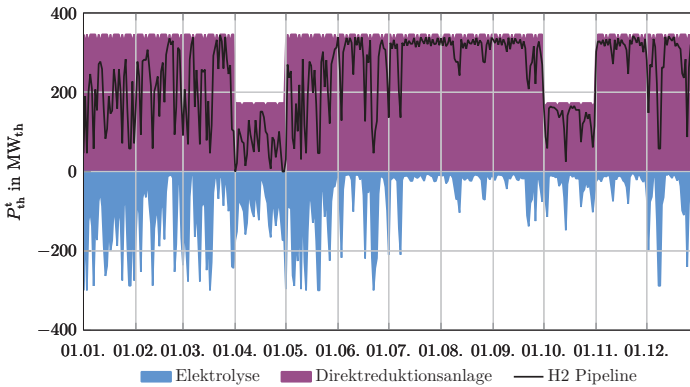


Abbildung 5.8: **Wasserstoffeinsatz im Hüttenwerk während der zweiten Ausbaustufe:** Die DRP wird konstant mit 35 % Wasserstoff betrieben, welcher aus einer Pipeline und einer 500 MW-Elektrolyse bezogen wird. Die Elektrolyse wird überwiegend in der ersten Jahreshälfte eingesetzt, während in der zweiten Jahreshälfte der Wasserstoff vermehrt über die Pipeline bezogen wird.

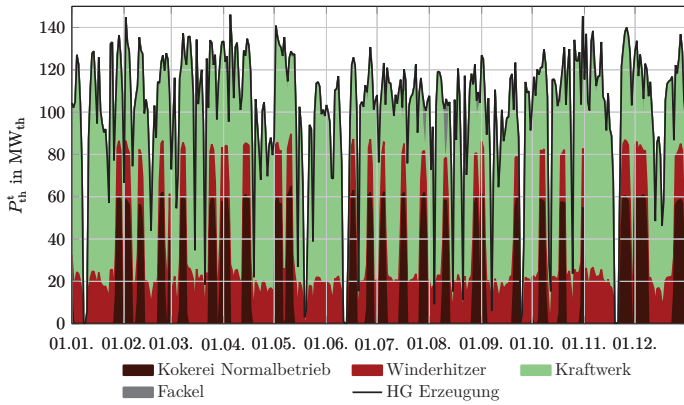


Abbildung 5.9: **Hochfengaseinsatz im Hüttenwerk während der zweiten Ausbaustufe:** Die Hochfengaserzeugung wird nicht mehr von zwei Hochöfen verstetigt, daher sinkt die vom Optimierungsmodell einsetzbare Menge teilweise unter den Bedarf der Kokerei im Normalbetrieb. Das meiste Konvertergas wird im Kraftwerk zur Dampf- und Stromerzeugung genutzt.

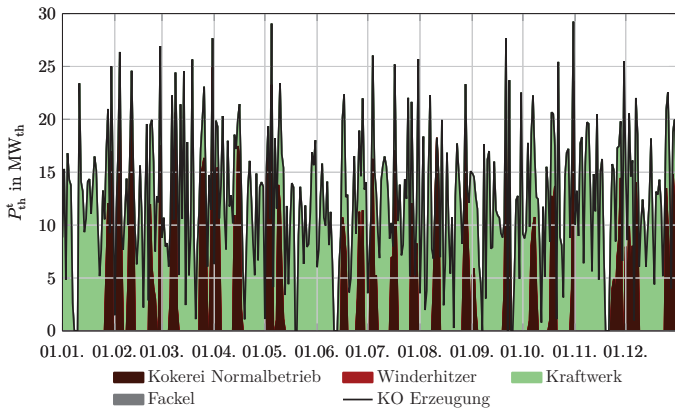


Abbildung 5.10: **Konvertergaseinsatz im Hüttenwerk während der zweiten Ausbaustufe:** Die schwankende Roheisenerzeugung des verbleibenden Hochofens wirkt sich auch auf den verbleibenden Konverter aus, sodass die vorhandene Menge in der meisten Zeit nicht zur Versorgung der Kokerei reicht. Dadurch bestimmt die vorhandene Konvertergasmenge den Betrieb der Kokerei. Der Winderhitzer kann nicht mehr mit Konvertergas versorgt werden.

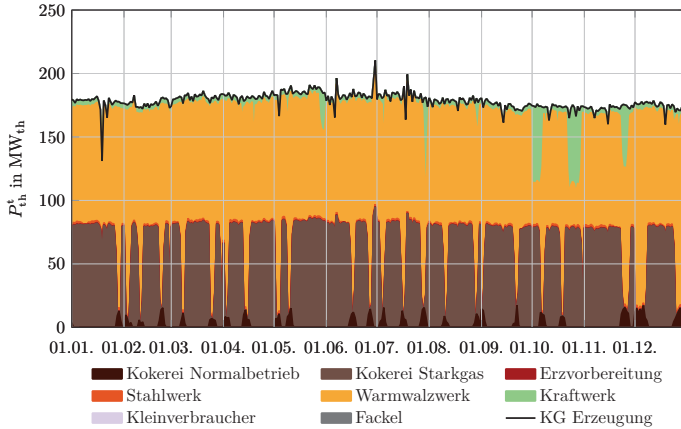


Abbildung 5.11: **Koksgaseinsatz im Hüttenwerk während der zweiten Ausbaustufe:** Die Kokerei wird aufgrund von Hochofen- und Konvertergasemangel überwiegend im Starkgasbetrieb mit reinem Koksgas betrieben. Aufgrund des Wirkungsgradvorteils gegenüber Erdgas wird außerdem so viel Koksgas wie möglich im Warmwalzwerk eingesetzt. Somit steht nur wenig Koksgas zeitweise für das Kraftwerk zur Verfügung.

menge häufig unter den Bedarf der Kokerei, sodass diese nur noch selten im Normalbetrieb Koks produziert. In Verbindung mit dem Wegfall einer Kokereibatterie verbraucht die Kokerei insgesamt nur noch 130 GWh_{th}, im Vergleich zur ersten Ausbaustufe ist der Verbrauch somit um 80 % gesunken. Nach Abzug der 170 GWh_{th} Hochofengas für die Winderhitzer verbleiben 570 GWh_{th} für das Kraftwerk.

Der letzte Konverter verarbeitet das Roheisen des Hochofens C zu Rohstahl und ist damit von dessen Produktionsverlauf abhängig. Dementsprechend fluktuiert auch die Konvertergaserzeugung zwischen 30 MW_{th} und 0 MW_{th}. Insgesamt wird mit 100 GWh_{th} nur noch 15 % des Konvertergas im Vergleich zur ersten Ausbaustufe erzeugt.

In Abbildung 5.10 wird ersichtlich, dass wie bereits bei der ersten Ausbaustufe die Verfügbarkeit von Konvertergas die Möglichkeit des Normalbetriebs in der Kokerei bestimmt. Die Kokerei verbraucht während des Normalbetriebs das in diesen Zeiträumen vorhandene Konvertergas vollständig. Während in der ersten Ausbaustufe noch 160 GWh_{th} Konvertergas in der Kokerei eingesetzt werden, sinkt diese Energiemenge in der zweiten Ausbaustufe auf 20 GWh_{th}. Der Winderhitzer wird nicht mehr mit Konvertergas, sondern mit Erdgas als Additiv zum Hochofengas versorgt. Die restliche Menge Konvertergas von 80 GWh_{th} werden im Kraftwerk eingesetzt.

In der zweiten Ausbaustufe wird eine Kokereibatterie abgeschaltet, die verbleibende erzeugt noch 1550 GWh_{th} Koksgas bei der Koksproduktion für Hochofen C. Da der zeitliche Verlauf der Koksproduktion dem Verlauf einer Kokereibatterie im Basisszenario entspricht, ist die Koksgaserzeugung weiterhin annähernd konstant bei durchschnittlich 170 MW_{th} (vgl. Abb. 5.11). Der Eigenverbrauch der Kokerei steigt auf 550 GWh_{th} an, wovon 530 GWh_{th} im Starkgasbetrieb verbraucht werden. Die verbleibende Menge Koksgas wird mit 900 GWh_{th} fast vollständig im

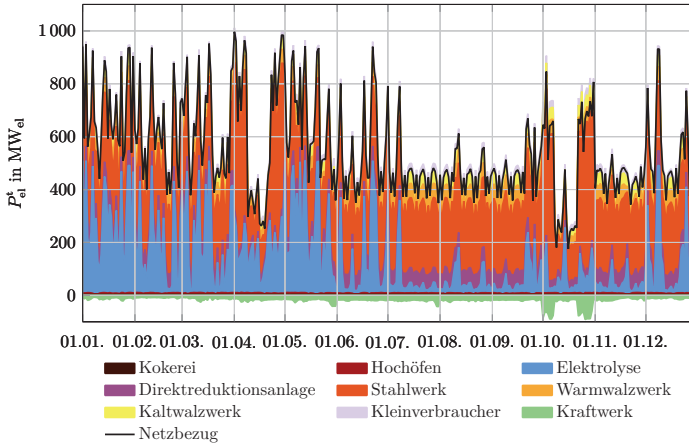


Abbildung 5.12: **Elektrische Leistung im Hüttenwerk während der zweiten Ausbaustufe:** Den Bezug elektrischer Leistung beeinflusst maßgeblich die 500 MW-Elektrolyse, welche überwiegend in der ersten Jahreshälfte betrieben wird. Der Bedarf des Stahlwerks mit den EAF als größte Verbraucher des Hüttenwerks ist hingegen relativ konstant. Die übrigen Verbraucher sowie die Erzeugung des Kraftwerks sind vergleichsweise gering.

Warmwalzwerk eingesetzt. Nur wenn dessen Produktion zurückgeht, wird im Oktober und November zwischenzeitlich insgesamt 80 GWh_{th} Koksgas im Kraftwerk eingesetzt.

Das Kraftwerk sollte in diesem Szenario nicht mehr als reines Kuppelgaskraftwerk betrieben werden, da nicht genügend Koksgas zur Verfügung steht. Die meiste Zeit werden Hochofengas und Konvertergas im Kraftwerk mit Erdgas als Stützbrennstoff energetisch genutzt. Wenn die Produktion im Warmwalzwerk sinkt, wird nicht genutztes Koksgas für den Betrieb eines zweiten Dampferzeugers eingesetzt, um elektrische Leistung zu erzeugen und den Leistungsbezug aus dem öffentlichen Netz zu senken (vgl. Abb. 5.12).

Durch den zusätzlichen EAF und die größere Elektrolyse steigt der elektrische Leistungsbedarf auf fast 5000 GWh_{el} an. Davon werden 4800 GWh_{el} aus dem Netz der öffentlichen Versorgung bezogen, den Rest erzeugt das Kraftwerk durch die Nutzung der verbleibenden Kuppelgase. Die Elektrolyse benötigt zur Wasserstoffbereitstellung 1100 GWh_{el} und verdoppelt den Netzbezug insbesondere in der ersten Jahreshälfte. Damit hat sie den größten Einfluss auf die maximale Leistung des Netzbezuges, die anderen Komponenten des Hüttenwerks beziehen annähernd konstant elektrische Leistung (vgl. Abb. 5.12). Der Strombedarf des Stahlwerks steigt aufgrund des zweiten EAF auf 2300 GWh_{el} und bleibt damit weiterhin der größte Verbraucher. Die DRP, das Warmwalzwerk und das Kaltwalzwerk benötigen jeweils etwa 400 GWh_{el}.

5.2.3 SALCOS® 3. Ausbaustufe

Mit der dritten Ausbaustufe entfällt mit der Kokerei, den Hochöfen und den Konvertern die gesamte konventionelle Stahlherstellung, sodass keine Kuppelgase mehr entstehen. Das Kraftwerk

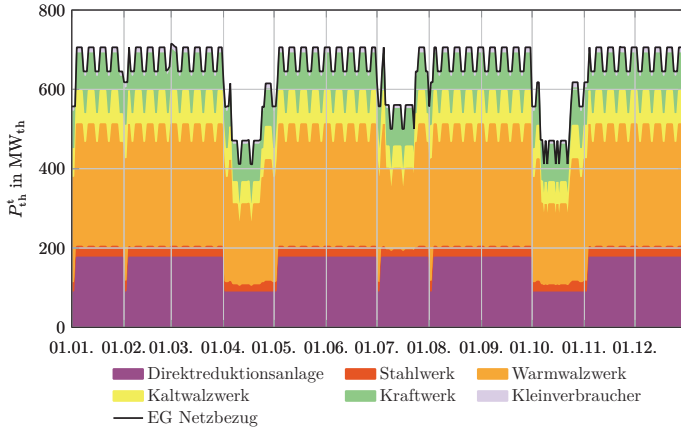


Abbildung 5.13: **Erdgaseinsatz im Hüttenwerk während der dritten Ausbaustufe:** Der größte Anteil des bezogenen Erdgases wird im Warmwalzwerk zur Erwärmung der Brammen genutzt, da kein Koksgas mehr eingesetzt werden kann. Die beiden DRP benötigen zur Erhitzung des Prozessgases sowie für den Transport des DRI am zweitmeisten Erdgas. Während der geringeren Mengen im April und Oktober auf den Wartungsstillstand jeweils einer DRP zurückzuführen ist, ist für den geringeren Bezug im Juli der Stillstand eines EAF verantwortlich.

wird nun nur noch mit Erdgas betrieben. Die neue Stahlproduktion wird um einen dritten EAF ergänzt, sodass die Produktion auf der neuen Stahlerstellungsrouten auf 4,7 Mio. t gesteigert werden kann. Des Weiteren wird der Wasserstoffanteil bei der DRI-Herstellung in den beiden DRP auf 100 % erhöht.

Der Erdgasbezug sinkt im Vergleich zur zweiten Ausbaustufe um 4100 GWh_{th} auf 5600 GWh_{th}. Die DRP benötigen nur noch für den Prozessgaserhitzer sowie für die Erhitzung des Transportgases Erdgas in Höhe von 1400 GWh_{th}. Da kein Koksgas mehr zur Verfügung steht, steigt der Erdgasbedarf des Warmwalzwerks von bisher 1340 GWh_{th} auf 2400 GWh_{th} an.

Der drittgrößte Erdgasverbraucher ist in der dritten Ausbaustufe das Kraftwerk mit etwa 820 GWh_{th} zur Fernwärmeerzeugung und Betriebssicherung der Dampfversorgung. Die DRP und die EAF erzeugen mit ihrer Abwärme genügend Prozessdampf, um die eigenen Bedarfe und die der anderen Komponenten zu decken. Das Kraftwerk sollte dennoch genügend Prozessdampf vorhalten, um Störungen bei der Dampfabgabe der DRP und EAF schnellstmöglich überbrücken zu können.

In Abbildung 5.13 ist der Erdgasbezug des Hüttenwerks sowie die Verteilung auf die Komponenten dargestellt. Der Erdgasbezug folgt einem sehr regelmäßigen Verlauf, der von der Produktionsplanung vorgegeben wird. Dieser schwankt zwischen 560 MW_{th} und 700 MW_{th} im regulären Betrieb aufgrund der Wartungen der EAF, welche wöchentlich an drei Tagen hintereinander in je einer 8-h-Schicht erfolgt. In diesen Zeiten wird weniger Rohstahl erzeugt und in den Walzwerken verarbeitet, sodass der Verbrauch des Stahlwerks, des Warm- und des Kaltwalzwerks zurückgeht. Die 72 h-Wartungen der DRP haben keine größeren Auswirkungen auf

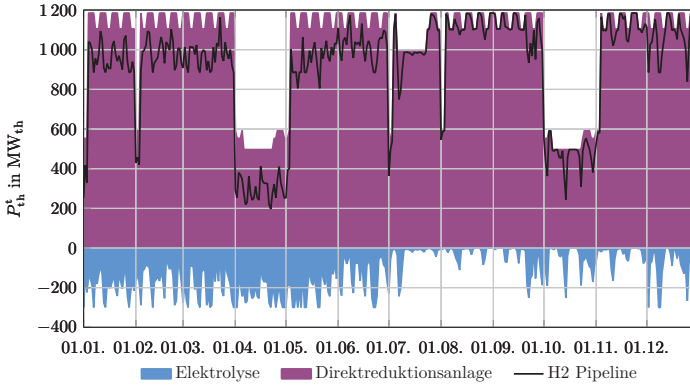


Abbildung 5.14: **Wasserstoffeinsatz im Hüttenwerk während der dritten Ausbaustufe:**

In der dritten Ausbaustufe werden die beiden DRP konstant mit 100 % Wasserstoff im Prozessgas betrieben, welcher überwiegend über die Pipeline bezogen wird. In der ersten Jahreshälfte wird die 500 MW-Elektrolyse eingesetzt, um den Wasserstoffbezug zu senken.

den Erdgasbezug. Die große Wartung ist im April und im Oktober geplant und führt zu einer deutlichen Senkung des Erdgasbezuges auf unter 470 MW_{th}, sobald ein EAF ebenfalls gewartet wird. Der dritte EAF wird im Juli gewartet, der Erdgasbezug beträgt dann durchschnittlich 560 MW_{th}. Der Erdgasbezug ist somit gut planbar, kann aber nicht vom Optimierungsmodell beeinflusst werden, da alle Verbräuche über die Produktionsplanungen vorgegeben sind.

Der Wasserstoffbedarf der DRP steigt durch die höhere Produktion und den höheren Wasserstoffanteil auf 8800 GWh_{th}. Wie bereits beim Erdgas ist in Abbildung 5.14 ein sehr regelmäßiger Verlauf des Bedarfs zu erkennen. Im regulären Betrieb verbraucht jede DRP 590 MW_{th} Wasserstoff. Durch den Betrieb des DRI-Kühlers sinkt der Bedarf je DRP auf knapp 500 MW_{th} Wasserstoff. Dadurch halbiert sich bei Wartung einer DRP der Gesamtwasserstoffbedarf. Die Elektrolyse wird in der ersten Jahreshälfte mit durchschnittlich 180 MW_{th} vermehrt eingesetzt, in der zweiten Hälfte kaum noch. Aufgrund des niedrigeren Strompreises in der ersten Jahreshälfte liegt dann auch der Wasserstoffpreis aus der Elektrolyse häufiger unter dem Wasserstoffpreis aus der Pipeline. Insgesamt erzeugt die Elektrolyse 1000 GWh_{th} Wasserstoff für die beiden DRP, der restliche Bedarf von 7800 GWh_{th} wird über die Wasserstoffpipeline bezogen.

Der Bezug elektrischer Leistung steigt in der dritten Ausbaustufe um 500 GWh_{el} auf 5300 GWh_{el}, da der zusätzliche EAF und die höhere DRI-Produktion mehr Strom benötigen. Das Kraftwerk erzeugt 150 GWh_{el}, da es nur zur Dampfsicherung betrieben wird und dieser vollständig zur Stromerzeugung genutzt werden kann. Die EAF verbrauchen 2300 GWh_{el}, die Elektrolyse 1650 GWh_{el} und die DRP 520 GWh_{el}. Die Walzwerke und Kleinverbraucher verbrauchen in Summe 970 GWh_{el}. Der Verlauf der elektrischen Leistung am Netzverknüpfungspunkt wird von der Produktionsplanung und dem Einsatz der Elektrolyse beeinflusst. Letztere führt in der ersten Jahreshälfte zu einer höheren Durchschnittsleistung von 740 MW_{el} als in der zweiten Jahreshälfte von 490 MW_{el}.

Das Optimierungsmodell kann in der dritten Ausbaustufe nur den Betrieb der Elektrolyse

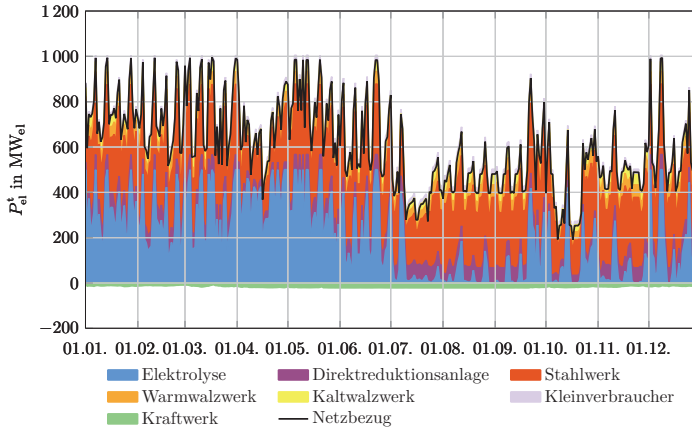


Abbildung 5.15: **Elektrische Leistung im Hüttenwerk während der dritten Ausbaustufe:** Die Elektrolyse und die drei EAF machen den größten Anteil am elektrischen Leistungsbedarf aus, daher ist der durchschnittliche Leistungsbezug in der ersten Jahreshälfte etwa doppelt so hoch wie in der zweiten Jahreshälfte.

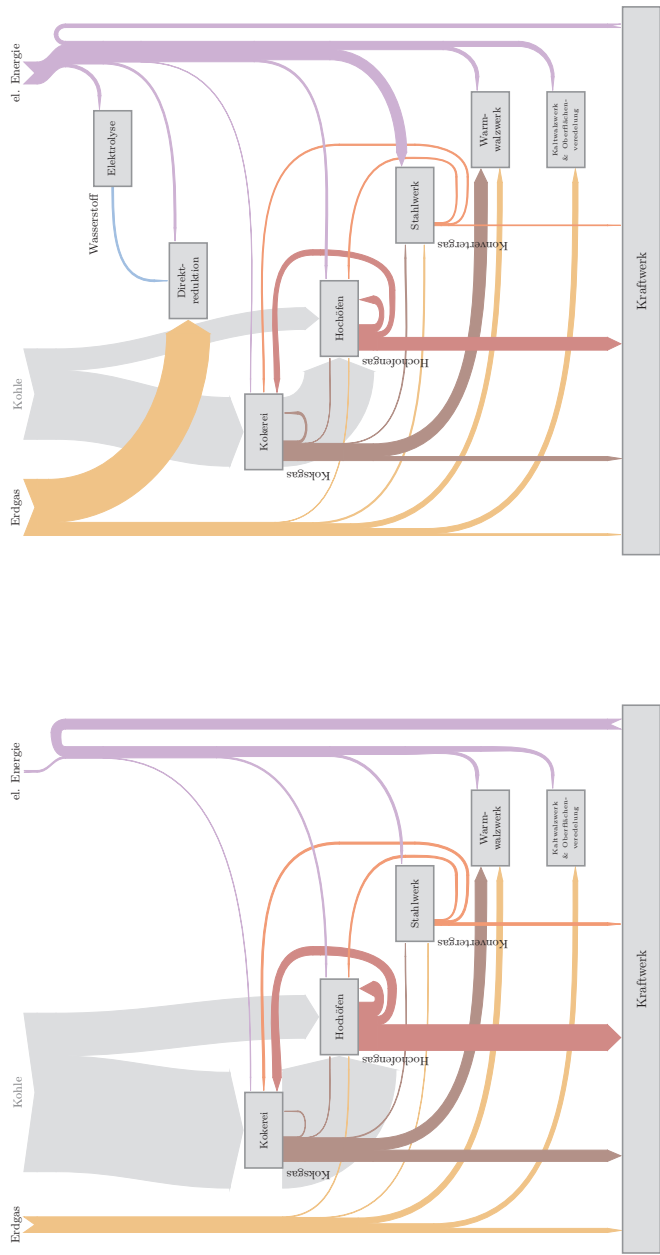
flexibilisieren, um elektrische Leistung kostenoptimiert zu beziehen. Die sonstigen Bedarfe werden über die Produktionsplanung vorgegeben und können vom Optimierungsmodell nicht variiert werden. Auch der Einsatz des Kraftwerks richtet sich nur nach dem Fernwärmebedarf und der Betriebssicherung des Dampfnetzes. Es ist nicht wirtschaftlich Erdgas zur Stromerzeugung zu nutzen, da nach den in Kapitel 5.1.2 angenommenen Energiepreisen der Bezug elektrischer Leistung in jedem Zeitpunkt günstiger ist. Dieses insgesamt eingeschränkte Flexibilitätspotenzial könnte nur durch eine flexiblere Produktionsplanung erhöht werden, indem bei der Planung von Wartungen Preisprognosen und Zeiten mit typischerweise hohen Energiepreisen genutzt werden.

5.3 Entwicklung des Energiebedarfs

Durch die Umstellung der Stahlherstellung steigt, wie die vorherigen Kapitel zeigen, der Verbrauch von Erdgas, Wasserstoff und Strom des Hüttenwerks. In diesem Kapitel soll nun der Kohlebedarf mit berücksichtigt werden und der zukünftige Gesamtenergiebedarf analysiert werden. Dafür ist in den Sankey-Diagrammen in Abbildung 5.16 die Veränderung der Energieströme im Basisszenario und in den drei Ausbaustufen des SALCOS®-Projekts dargestellt².

Kohleeinsatz Die Hochöfen benötigen 17,30 GJ Koks und Kohle pro Tonne Roheisen [vgl. 42, S. 194]. Ein großer Teil der Kohle wird in der Kokerei verkocht und das entstehende Koks in den Hochöfen eingesetzt. Während der Verkokung werden die flüchtigen Bestandteile der Kohle entfernt. Dabei sinkt die Masse des Koks im gleichen Maße wie der Heizwert steigt, sodass der Energiestrom gleich bleibt. Die Hochöfen A und B benötigen zusätzlich Einblaskohle, welche im Basisszenario und der ersten Ausbaustufe etwa ein Viertel des Gesamtkohlebedarfs ausmacht.

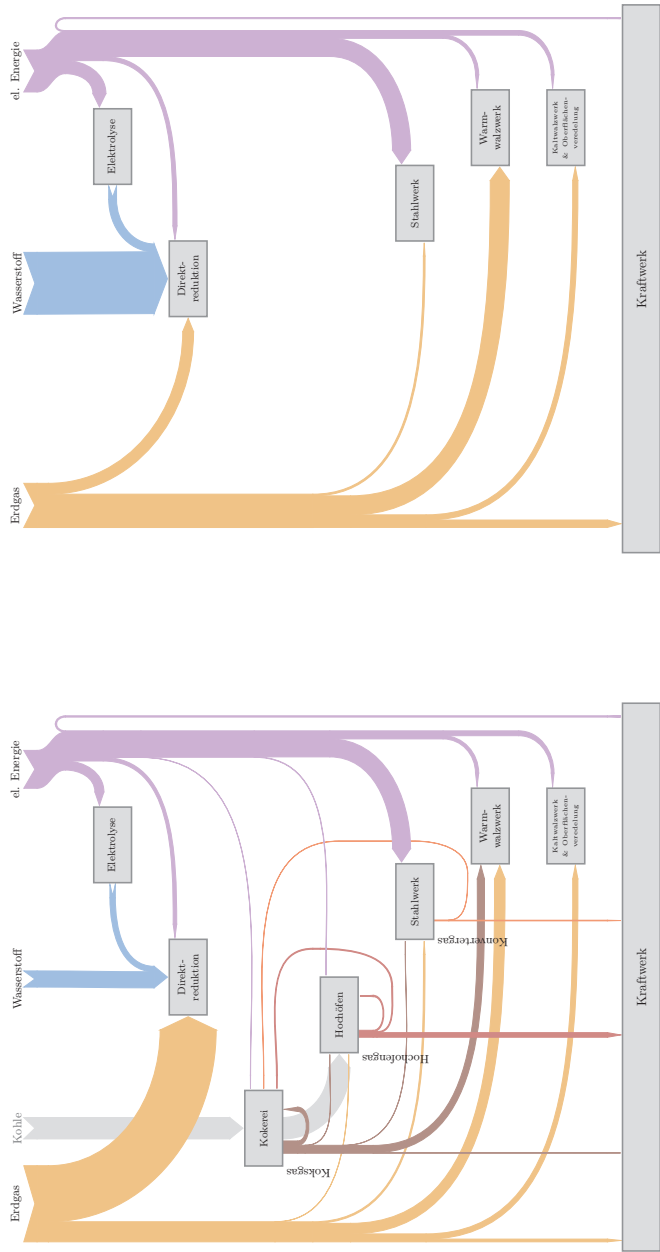
²Kleinverbraucher und Fackelverluste sind zur besseren Übersichtlichkeit nicht dargestellt.



(b) SALCOS 1. ABS

(a) Basisszenario

Abbildung 5.16: Vergleich der Energieflüsse im Hüttenwerk während der Transformation



(c) SALCOS 2. ABS

(d) SALCOS 3. ABS

Abbildung 5.16: Vergleich der Energieflüsse im Hüttenwerk während der Transformation (Forts.)

Im Basisszenario benötigen die Hochöfen insgesamt $14,7 \text{ TWh}_{\text{th}}$ Koks und $5,4 \text{ TWh}_{\text{th}}$ Einblaskohle. Durch den Wegfall des Hochofens B und der geplanten reduzierten Roheisenmenge sinkt der Koksbedarf um 40 % auf $8,7 \text{ TWh}_{\text{th}}$ und der Einblaskohlebedarf um die Hälfte auf $2,8 \text{ TWh}_{\text{th}}$. Somit sinkt der Gesamtkohlebedarf in der ersten Ausbaustufe auf 57 % bezogen auf das Basisszenario. In der zweiten Ausbaustufe wird der Hochofen A außer Betrieb genommen, sodass der gesamte Kohlebedarf von $2,7 \text{ TWh}_{\text{th}}$ für den verbleibenden Hochofen C verkokst wird. Im Vergleich zum Basisszenario sinkt der Kohleinsatz so auf 14 %, bevor in der dritten Ausbaustufe keine Kohle mehr eingesetzt wird.

Erdgaseinsatz Der in Kapitel 3.2 und 5.2 berechnete Erdgaseinsatz wird hier zur Bestimmung des Primärenergiebedarfs genutzt. Nach der Transformation soll in der dritten Ausbaustufe nur noch Wasserstoff in der DRP eingesetzt werden, sodass nur noch $5,6 \text{ TWh}$ Erdgas für verschiedene kleinere Verbraucher im Hüttenwerk benötigt werden.

Der Vergleich der Erdgasverteilung zeigt, dass sich der Erdgasbezug bis zur zweiten Ausbaustufe vor allem durch den Erdgaseinsatz in der DRP verfünffacht. So liegt der Erdgaseinsatz im Basisszenario bei etwa $2,0 \text{ TWh}$ und steigt in der ersten Ausbaustufe deutlich auf $7,1 \text{ TWh}$ an. In der zweiten Ausbaustufe steigt der Erdgaseinsatz trotz einer zweiten DRP aufgrund des auf 65 % gesunkenen Erdgasanteils nur auf $9,7 \text{ TWh}$ an. In der ersten und zweiten Ausbaustufe (vgl. Abb. 5.16 (b) und (c)) werden 75 % des bezogenen Erdgases in der bzw. den DRP eingesetzt. Nach der Transformation soll in der dritten Ausbaustufe nur noch Wasserstoff als Prozessgas in der DRP eingesetzt werden, sodass nur noch $5,6 \text{ TWh}$ Erdgas im Hüttenwerk benötigt werden. Dies entspricht etwa dem Dreifachen bezogen auf das Basisszenario. Mit über 40 % wird das meiste Erdgas im Warmwalzwerk eingesetzt, da kein Koksgas mehr zur Verfügung steht. 25 % des Erdgases werden weiterhin in den DRP zur Prozessgaserhitzung und für den DRI-Transport eingesetzt.

Kuppelgaseinsatz Die Koksgaserzeugung sinkt proportional zur Koksproduktion in der ersten Ausbaustufe auf 80 % und in der zweiten Ausbaustufe auf 50 % bezogen auf das Basisszenario. Der größte Anteil des vorhandenen Koksgas verbraucht in allen Szenarien das Warmwalzwerk. Der Anteil steigt dabei von 50 % im Basisszenario auf etwa 60 % in der ersten und zweiten Ausbaustufe (vgl. Abb. 5.16 (b) und (c)), da weniger Dampferzeuger im Kraftwerk in Betrieb sein müssen und daher dort weniger Koksgas eingesetzt werden muss. Während der Anteil für die Erzvorbereitung als Teil der Hochofenanlage und für das Stahlwerk je Ausbaustufe sinkt, steigt der Koksgaseinsatz in der Kokerei im Starkgasbetrieb von 3 % im Basisszenario auf 35 % in der zweiten Ausbaustufe.

Die Hochofengaserzeugung sinkt proportional zur Roheisenproduktion auf etwa 50 % in der ersten und auf etwa 15 % in der zweiten Ausbaustufe. In allen Szenarien wird über die Hälfte des zur Verfügung stehenden Hochofengases in den Dampferzeugern des Kraftwerks eingesetzt. Am zweitmeisten Hochofengas wird in den Winderhitzern der Hochöfen selbst und am drittmeisten in der Kokerei beim Normalbetrieb genutzt. Der Einsatz in der Kokerei sinkt dabei stärker als die Kokerzeugung, da die vorhandene Brennstoffmenge häufiger nicht mehr für den Normalbetrieb reicht und die Kokerei mit reinem Koksgas im Starkgasbetrieb versorgt werden muss. (vgl. Abb. 5.16 (a) bis (c))

Die Konvertergaserzeugung sinkt im gleichen Maße wie die Hochofengaserzeugung in der ersten Ausbaustufe auf etwa 50 % und in der zweiten auf etwa 15 % bezogen auf das Basisszenario. Im Basisszenario (vgl. Abb. 5.16 (a)) wird knapp die Hälfte des vorhandenen Koksgases im Kraftwerk zum Hochofengas zugemischt und in den Dampferzeugern genutzt. Etwa ein Drittel wird in der

Kokerei im Normalbetrieb und der Rest im Winderhitzer des Hochofens C eingesetzt. In der ersten Ausbaustufe (vgl. Abb. 5.16 (b)) bleibt der Bedarf des Winderhitzers unverändert, gleichzeitig wird der Bedarf der Kokerei vom Hochofengaseinsatz und dem vorgegebenen gemischten Heizwert dort vorgegeben, sodass weniger Konvertergas im Kraftwerk genutzt werden kann. In der zweiten Ausbaustufe (vgl. Abb. 5.16 (c)) reicht das vorhandene Konvertergas nicht mehr aus, um den Winderhitzer des Hochofens C zu versorgen. Beim Einsatz in der Kokerei bleibt im gleichen Verhältnis zum Hochofengas im Normalbetrieb, sodass die nutzbare Energiemenge weiter sinkt. Dadurch bleibt die genutzte Menge im Kraftwerk annähernd konstant.

Elektrischer Energieeinsatz Durch den Wegfall der Kuppelgase und dem sinkenden Dampfbedarf des Hüttenwerks erzeugt das Kraftwerk mit jeder Ausbaustufe weniger elektrische Energie. So erzeugt es im Basisszenario (vgl. Abb. 5.16 (a)) über $1200 \text{ GWh}_{\text{el}}$, womit der überwiegende elektrische Energiebedarf des Hüttenwerks gedeckt wird. Bilanziell müssen nur etwa $200 \text{ GWh}_{\text{el}}$ aus dem vorgelagerten Netz bezogen werden. Das Warmwalzwerk sowie das Kaltwalzwerk und die Oberflächenveredelung beziehen im Basisszenario und allen Ausbaustufen immer unverändert $400 \text{ GWh}_{\text{el}}$ bzw. $320 \text{ GWh}_{\text{el}}$. Im Basisszenario liegt deren Verbrauch bei etwa 50 % des elektrischen Gesamtenergieverbrauchs. In der zweiten Ausbaustufe (vgl. Abb. 5.16 (b)) sinkt die elektrische Energieerzeugung des Kraftwerks auf ein Drittel bezogen auf das Basisszenario. Da durch den EAF der elektrische Energiebedarf des Stahlwerks um das Fünffache auf knapp $1300 \text{ GWh}_{\text{el}}$ ansteigt und die DRP sowie die Elektrolyse hinzukommen, steigt der Bezug elektrischer Energie um das 14-fache auf $2800 \text{ GWh}_{\text{el}}$. In der zweiten Ausbaustufe (vgl. Abb. 5.16 (c)) sinkt die Erzeugung im Kraftwerk weiter, außerdem verdoppelt sich der Energiebedarf des Stahlwerks durch den zusätzlichen EAF. Die größere Elektrolyse benötigt die dreifache elektrische Leistung im Vergleich zur ersten Ausbaustufe. Somit steigt der elektrische Energiebezug um weitere 70 % auf $4800 \text{ GWh}_{\text{el}}$. Aus elektrischer Sicht ändert sich zur dritten Ausbaustufe (vgl. Abb. 5.16 (d)) wenig, da die dann drei EAF nur 15 % mehr Rohstahl verarbeiten müssen. Des Weiteren bleibt die installierte Leistung der Elektrolyse gleich, durch den höheren Bedarf der DRP steigt der elektrische Energiebedarf um 45 %. Der Bezug aus dem vorgelagerten Netz steigt um nur 10 % auf $5300 \text{ GWh}_{\text{el}}$.

Wasserstoffeinsatz Wasserstoff bezieht das Hüttenwerk erst ab der zweiten Ausbaustufe (vgl. Abb. 5.16 (c)) mit $2000 \text{ GWh}_{\text{th}}$, in der dritten Ausbaustufe (vgl. Abb. 5.16 (d)) vervierfacht sich der Bezug auf knapp $8000 \text{ GWh}_{\text{th}}$. Die Elektrolyse mit einer elektrischen Leistung von $100 \text{ GWh}_{\text{el}}$ deckt in der ersten Ausbaustufe den vollständigen Wasserstoffbedarf der DRP von mehr als $200 \text{ GWh}_{\text{th}}$. In der zweiten Ausbaustufe steigt die Wasserstoffproduktion der Elektrolyse mit dann $500 \text{ GWh}_{\text{el}}$ um mehr als das dreifache auf $700 \text{ GWh}_{\text{th}}$ an. In der dritten Ausbaustufe (vgl. Abb. 5.16 (d)) ist eine weitere Steigerung der Wasserstoffproduktion der Elektrolyse auf knapp $1000 \text{ GWh}_{\text{th}}$ aufgrund des fast vierfach höheren Wasserstoffbedarfs der DRP wirtschaftlich.

Primärenergieeinsatz Um die Effizienz des Hüttenwerks vor, während und nach der Transformation zu vergleichen, wird im Folgenden der Primärenergieeinsatz pro Tonne Rohstahl berechnet. Dafür werden Primärenergiefaktoren verwendet, die den Energieverbrauch und die Umweltauswirkungen verschiedener Energiequellen vergleichbar machen. Sie dienen dazu, den Energieverbrauch einer bestimmten Energieträgerart in Bezug auf die Menge an Primärenergie zu bewerten, die für ihre Gewinnung, Umwandlung und Bereitstellung benötigt wird. [vgl. 43, S. 16]

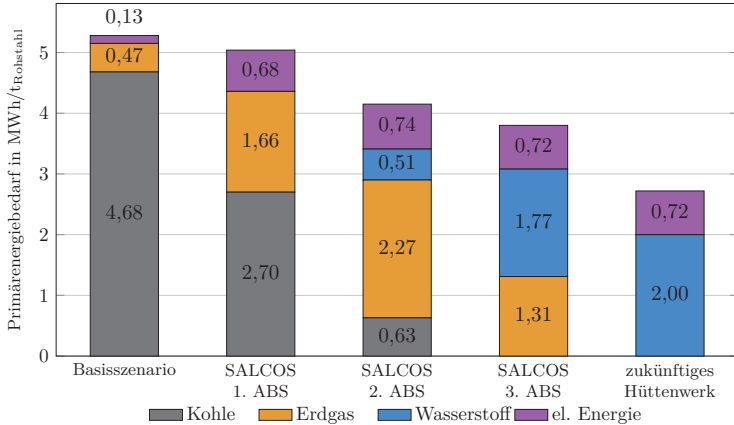


Abbildung 5.17: **Entwicklung des Primärenergiebedarfs des Hüttenwerks:** Der Primärenergiebedarf des Hüttenwerks pro Tonne Rohstahl ergibt sich auf dem Energiebezug des jeweiligen Energieträgers und dessen Primärenergiefaktor, welcher den Primärenergieeinsatz auf den Endenergieverbrauch bezieht. Der Primärenergieeinsatz für Kohle und Erdgas liegt bei 1,1. Bei der elektrischen Energie hängt dieser vom Strommix ab und sinkt durch den Ausbau der erneuerbaren Energien, für die ein Faktor von 0 angenommen wird. Der Primärenergieeinsatz zur Wasserstoffbereitstellung wird über die benötigte elektrische Energie bei einem Wirkungsgrad von 60% berechnet. Durch den Umbau des Hüttenwerks im Zuge des SALCOS®-Projekts sinkt der Primärenergieeinsatz um ein Drittel und durch den vollständigen Umstieg auf Wasserstoff und elektrische Energie zukünftig um die Hälfte bezogen auf das Basisszenario.

Bei den fossilen Energieträgern Kohle und Erdgas berücksichtigen die Primärenergiefaktoren den Energiebedarf zur Gewinnung und Bereitstellung der Rohstoffe. Nach Schüwer, Hanke und Luhmann liegt daher der Primärenergiefaktor von Steinkohle und Erdgas bei 1,1. Anhand des zuvor berechneten und dargestellten Kohlebedarfs des Hüttenwerks sinkt somit der Primärenergieeinsatz der Kohle von 4,68 MWh/t_{Rohstahl} im Basisszenario auf 2,70 MWh/t_{Rohstahl} in der ersten und 0,63 MWh/t_{Rohstahl} in der zweiten Ausbaustufe. Der Primärenergieeinsatz des Erdgases steigt hingegen von 0,47 MWh/t_{Rohstahl} im Basisszenario auf bis zu 2,27 MWh/t_{Rohstahl} in der zweiten Ausbaustufe. Anschließend wird in der dritten Ausbaustufe mehr Wasserstoff eingesetzt und der Primärenergieeinsatz des Erdgases sinkt auf 1,31 MWh/t_{Rohstahl}. (vgl. Abb. 5.17)

Für den Bezug elektrischer Energie muss der Primärenergieeinsatz des deutschen Strommixes berücksichtigt werden. Dabei ist nur der Netzbezug, also der Bezug über die Bilanzgrenzen des Hüttenwerks relevant, da die vom integrierten Kraftwerk erzeugte elektrische Energie aus Kuppelgasen und Erdgas bereits im Primärenergieeinsatz der Kohle und des Erdgases berücksichtigt ist. Hamels hat in [44] die Primärenergiefaktoren des deutschen Strommixes für 2030 und 2040 anhand der Klimaschutzpläne Deutschlands bestimmt. Der Berechnung des Primärenergiefaktors des deutschen Strommixes liegt dabei die Annahme zugrunde, dass erneuerbare Energien einen

Primärenergiefaktor von 0 haben.

Im Basisszenario 2018 lag der Primärenergiefaktor der elektrischen Energie bei 2,8. Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien sinkt dieser nach Hamels auf 0,72 in 2030 und 0,42 in 2040 [44]. Da die erste Ausbaustufe bereits Ende 2025 in Betrieb gehen soll, wird der Primärenergiefaktor linear zwischen dem heutigen Wert und der Prognose für 2030 auf 1,14 interpoliert. Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien wird vor allem Kohle aus dem Strommix verdrängt, sodass der Primärenergieeinsatz um mehr als die Hälfte sinkt. Für die zweite Ausbaustufe, welche Ende 2030 in Betrieb gehen soll, wird der von Hamels bestimmte Wert für 2030 von 0,72 angenommen. Die dritte Ausbaustufe soll Ende 2033 abgeschlossen werden, der Primärenergiefaktor beträgt dann 0,63.

Anhand des zuvor berechneten und in Abbildung 5.16 dargestellten Bezugs elektrischer Energie ergeben sich mit den interpolierten Primärenergiefaktoren folgender Primärenergieeinsatz der elektrischen Energie: Im Basisszenario entfallen $0,13 \text{ MWh/t}_{\text{Rohstahl}}$ Primärenergie auf die Bereitstellung elektrischer Energie. Durch den Elektrolichtbogenofen und die Elektrolyse steigt der Bedarf elektrischer Energie um mehr als das zehnfache, während durch den Ausbau der erneuerbaren der Primärenergiefaktor um 60 % sinkt. Somit ergibt sich ein Primärenergieeinsatz von $0,68 \text{ MWh/t}_{\text{Rohstahl}}$ in der ersten Ausbaustufe. In der zweiten Ausbaustufe verdoppelt sich der Bezug elektrischer Energie, wobei die erneuerbaren Energien nicht im gleichen ausgebaut werden, sodass der Primärenergieeinsatz auf $0,74 \text{ MWh/t}_{\text{Rohstahl}}$ steigt. Erst in der dritten Ausbaustufe sinkt der Primärenergieeinsatz wieder leicht auf $0,72 \text{ MWh/t}_{\text{Rohstahl}}$. (vgl. Abb. 5.17)

Der Primärenergieeinsatz für die Wasserstoffproduktion außerhalb des Hüttenwerks, welcher in der zweiten und dritten Ausbaustufe über die Pipeline bezogen wird, ergibt sich aus der dafür notwendigen Menge elektrischer Energie und den obigen Primärenergiefaktoren. Dabei wird ein Wirkungsgrad der Wasserstoffproduktion von 60 % nach [34] angenommen. In der zweiten Ausbaustufe ist für die bezogene Wasserstoffmenge ein Primärenergieeinsatz von $0,51 \text{ MWh/t}_{\text{Rohstahl}}$ notwendig. In der dritten Ausbaustufe vervierfacht sich der Bezug, der sinkende Primärenergiefaktor der elektrischen Energie führt jedoch nur zu einem dreifach höheren Primärenergieeinsatz von $1,77 \text{ MWh/t}_{\text{Rohstahl}}$. (vgl. Abb. 5.17)

Der Gesamtprimärenergiebedarf des Hüttenwerks in Abbildung 5.17 sinkt somit von $5,28 \text{ MWh/t}_{\text{Rohstahl}}$ im Basisszenario auf $3,80 \text{ MWh/t}_{\text{Rohstahl}}$ in der dritten Ausbaustufe. Im Endausbau kann der Primärenergiebedarf schrittweise weiter gesenkt werden. Zum einen kann das verbleibende Erdgas durch Umbau der Aggregate mit Wasserstoff oder elektrischer Energie ersetzt werden. Zum anderen kann durch den Ausbau der erneuerbaren Energien der Primärenergiefaktor der elektrischen Energie und damit verbunden auch des Wasserstoffs gesenkt werden. Würde das Erdgas in der dritten Ausbaustufe bis 2040 durch Wasserstoff ersetzt werden, könnte der Primärenergiebedarf auf $2,72 \text{ MWh/t}_{\text{Rohstahl}}$ gesenkt werden. Dies entspricht der Hälfte des Primärenergiebedarfs im Basisszenario. Weitere Reduzierungen sind durch Effizienzgewinne im Hüttenwerk und beispielsweise Wirkungsgradverbesserungen der Elektrolysen möglich.

Das zukünftige Hüttenwerk ist somit aus energetischer Sicht deutlich effizienter, jedoch muss auch die Leistung des Energiebedarfs und der Energieversorgung betrachtet werden. Abbildung 5.18 zeigt die Dauerlinie des zukünftigen Energiebedarfs des Hüttenwerks, welcher sich aus der direkt bezogenen elektrischen Leistung und der elektrischen Leistung zur Produktion des benötigten Wasserstoffs zusammensetzt. Diese Dauerlinie zeigt vier große Stufen, welche auf den Betrieb und die geplanten Stillstände der DRP und der EAF zurückzuführen sind. Die maximale Leistung liegt bei $0,8 \text{ kW}_{\text{el/t}_{\text{Rohstahl}}}$ und die Vollaststunden belaufen sich auf 7500 Stunden.

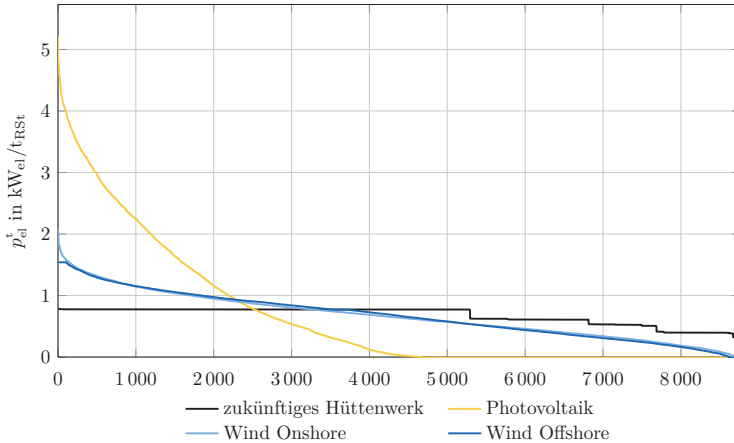


Abbildung 5.18: **Dauerlinie des zukünftigen Energiebezugs:** Das Hüttenwerk benötigt direkt und zur Erzeugung von Wasserstoff $6 \text{ MWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ elektrische Energie mit einer maximalen Leistung von $0,8 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ und 7500 Vollaststunden. Demgegenüber stehen die Dauerlinien der fluktuierenden erneuerbaren Energien, welche mit einer Energieerzeugung von ebenfalls $6 \text{ MWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ abgebildet sind. Deren installierten Leistungen müssen aufgrund der deutlich geringeren Vollaststunden zwei- bis sechsfach überdimensioniert werden.

Um CO_2 -armen Stahl herstellen zu können, muss dieser Energie- und Leistungsbedarf nun vollständig durch erneuerbare Energien gedeckt werden. Während bisher vor allem kontinuierlich zur Verfügung stehende Kohle genutzt wird, basiert die zukünftige Energieversorgung auf fluktuierender Energieerzeugung. Die Dauerlinien der erneuerbaren Erzeugung sind in Abbildung 5.18 in Bezug auf die gesamte Energiemenge, die vom Hüttenwerk für eine Tonne Rohstahl benötigt wird, dargestellt. Die Vollaststunden der erneuerbaren Energien betragen 1200 Stunden für Photovoltaik, 2800 Stunden für Onshore-Windenergieanlagen und 3800 Stunden für Offshore-Windenergieanlagen. Um das Hüttenwerk zu versorgen, müssen daher erneuerbare Energien mit einer zwei- bis sechsfach höheren Leistung als die maximale Leistung des Hüttenwerks installiert und Energiespeicher eingesetzt werden.

Die gesteigerte Energieeffizienz des Hüttenwerks geht somit mit einer gesunkenen Leistungseffizienz einher. Letztere kann durch eine aktive Anwendung der Sektorenkopplung gesteigert werden, welche im folgenden Teil III dieser Arbeit analysiert wird.

Teil III

Energiesystemintegration eines CO₂-armen Hüttenwerks

6 Modell eines zukünftigen Hüttenwerks

6.1 Abstraktion des Modells

Das bisher sehr detaillierte Modell der Energiewirtschaft beinhaltet die Bilanzen von fünf Brennstoffen, vier Dampfdruckniveaus und der elektrischen Leistung. Hinzu kommen diverse technische und regulatorische Einschränkungen, die über binäre und ganzzahlige Variablen abgebildet werden und zu einem hohen Rechenaufwand führen. Ziel der Abstraktion ist daher ein rein lineares Modell.

Aufbauend auf diesem vereinfachten Modell soll die Integration eines CO₂-armen Hüttenwerks in das Energiesystem untersucht werden. Dafür wird das Hüttenwerk mit erneuerbaren Energien und einem Batteriespeicher sowie einer Elektrolyse und einem Wasserstoffspeicher gekoppelt (vgl. Abb. 6.1). Das Optimierungsmodell soll für gegebene Elektrolyseleistungen und Speicherkapazitäten die installierte Leistung der erneuerbaren Energien kostenoptimieren. Dabei wird entweder eine konstante Produktion des Hüttenwerks und damit ein konstanter Energiebedarf angesetzt, oder das Optimierungsmodell kann die Produktion innerhalb vorgegebener Grenzen flexibilisieren und den Energiebedarf an die erneuerbare Energieerzeugung anpassen. Ziel der Optimierung sind minimale Energiegestehungskosten je Tonne Rohstahl.

Direktreduktionsanlage Die Direktreduktionsanlage (DRP) soll nun mit reinem Wasserstoff betrieben werden. Dadurch ist im direktreduzierten Eisen (DRI) kein Kohlenstoff mehr enthalten und dieser muss im Elektrolichtbogenofen (EAF) hinzugegeben werden. [45]

Durch den reinen Wasserstoffbetrieb müssen die spezifischen Parameter nicht mehr wie in Kapitel 4.2 anhand des Wasserstoffanteils interpoliert werden. Wasserstoff wird nicht nur als Prozessgas, sondern auch im Prozessgaserhitzer und zur Kühlung des DRI im unteren Teil des Reaktors eingesetzt. Nach der DRP wird das DRI entweder zum EAF oder in ein Lager transportiert, wobei Stickstoff als Transportgas die Oxidation des DRI verhindert. Beim Transport zum EAF wird das Transportgas mit Wasserstoff erhitzt, beim Transport ins Lager wird das DRI mit Wasserstoff gekühlt. Das Abgas des DRI-Kühlers wird im Prozessgaserhitzer energetisch genutzt, daher muss bei direkter Versorgung des EAF dieses Abgas im Prozessgaserhitzer durch einen höheren Wasserstoffeinsatz ersetzt werden.

Der Gesamtmassenstrom produziertes DRI wird in einen Massenstrom DRI zum EAF und einen Massenstrom DRI ins Lager unterschieden. Der Wasserstoffbedarf der DRP errechnet sich demnach nach folgender Formel:

$$\begin{aligned} \dot{V}_{\text{H}_2}^t = & \dot{m}_{\text{DRI}}^t \cdot (v_{\text{H}_2, \text{Prozessgas}} + v_{\text{H}_2, \text{Prozessgaserhitzer}} + v_{\text{H}_2, \text{Reaktorkühlung}}) \\ & + \dot{m}_{\text{DRI, EAF}}^t \cdot (v_{\text{H}_2, \text{EAF}} + v_{\text{H}_2, \text{Ersatz DRI-Kühler-Abgasnutzung}}) \\ & + \dot{m}_{\text{DRI, Lager}}^t \cdot v_{\text{H}_2, \text{DRI-Kühlung}} \end{aligned} \quad (6.1)$$

Der 20 bar-Dampfbedarf, die 20 bar-Dampferzeugung sowie der Bedarf elektrischer Leistung sind proportional zur Gesamtmenge DRI und können über die folgenden Formeln berechnet

werden.

$$\dot{m}_{\text{D20, Bedarf}}^t = \dot{m}_{\text{DRI}}^t \cdot d_{20 \text{ bar, Bedarf}} \quad (6.2)$$

$$\dot{m}_{\text{D20, Erzeugung}}^t = \dot{m}_{\text{DRI}}^t \cdot d_{20 \text{ bar, Erzeugung}} \quad (6.3)$$

$$P_{\text{el, ges}}^t = \dot{m}_{\text{DRI}}^t \cdot p_{\text{Bedarf}} \quad (6.4)$$

Elektrolichtbogenofen Das Modell des Elektrolichtbogenofens, welches in Kapitel 4.3 vorgestellt wurde, muss für das zukünftige Hüttenwerk nur geringfügig angepasst werden. Die Gleichungen zur Berechnung der Rohstahlmenge ausgehend von einer vorgegebenen DRI-Menge und andersherum bleiben unverändert. Der Erdgasbedarf wird durch Wasserstoff ersetzt, in dem der Heizwert von Wasserstoff genutzt wird.

$$\dot{V}_{\text{H}_2}^t = \frac{q_{\text{EG}}}{H U_{\text{H}_2}^t} \cdot \dot{m}_{\text{RSt flüssig}}^t \quad (6.5)$$

Die weiteren Gleichungen zur Berechnung der Dampferzeugung, des elektrischen Leistungsbedarfs und des Sauerstoffbedarfs bleiben bestehen. Hierbei werden weiterhin die Auswirkungen der Nutzung von heißem DRI direkt aus der DRP und kaltem DRI aus dem Lager berücksichtigt.

Stahlwerk Bei dem in Kapitel 2.3 beschriebenen Modell des Stahlwerks entfallen nun die Bedarfe der Konverter. Der Erdgasbedarf der Stranggießanlage wird nun durch Wasserstoff gedeckt.

$$\dot{V}_{\text{H}_2}^t = \frac{q_{\text{EG, Bedarf, Stahlwerk}}}{H U_{\text{H}_2}^t} \cdot \dot{m}_{\text{RSt fest}}^t \quad (6.6)$$

Des Weiteren benötigt das Stahlwerk 20 bar- und 6 bar-Dampf, elektrische Leistung, Stickstoff und Sauerstoff. In den entsprechenden Gleichungen in Kapitel 2.3 entfällt jeweils der Summand für die Konverter.

Warm- und Kaltwalzwerk Die Modelle der Walzwerke in Kapitel 2.4 bleiben bis auf den Ersatz von Erdgas durch Wasserstoff unverändert. Dabei wird der Erdgasbedarf über das Verhältnis der Heizwerte in einen Wasserstoffbedarf umgerechnet. In den Walzwerken wird die Rohstahlmenge des Stahlwerks ohne Zwischenlagerungen vollständig weiterverarbeitet. Die Walzstahlproduktion folgt bei einer flexiblen Produktion der Produktionsmenge des EAF.

Integriertes Kraftwerk Bei der kostengünstigsten Systemintegration soll auch der zukünftige Einsatz eines integrierten Kraftwerks untersucht werden, welches mit Wasserstoff Prozessdampf und elektrische Energie erzeugt. Dabei wird vereinfacht das Modell des Blocks 1 und der Turbine 1 aus Kapitel 2.5 verwendet. Der Brennstoffbedarf pro Tonne Frischdampf wird nun mit Wasserstoff gedeckt. Aus der Turbine kann 20 bar-Dampf abgezapft werden, der übrige Dampf wird auf den Kondensator geleitet.

Das Kraftwerk ist so ausgelegt, dass es den elektrischen Leistungsbedarf des zukünftigen Hüttenwerks jederzeit decken kann. Demnach ergibt sich eine thermische Leistung von $0,36 \text{ kW}_{\text{th}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ und eine elektrische Leistung von $0,1 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$. Der Gesamtwirkungsgrad des Kraftwerks beträgt etwa 30 %, wenn der gesamte Frischdampf des Dampferzeugers zur Erzeugung elektrischer Leistung genutzt wird.

Die Kosten für den Umbau des Kraftwerks auf Wasserstoffbetrieb wird in dieser Arbeit vernachlässigt, vielmehr soll das Potenzial einer Weiternutzung oder einer Alternative aufge-

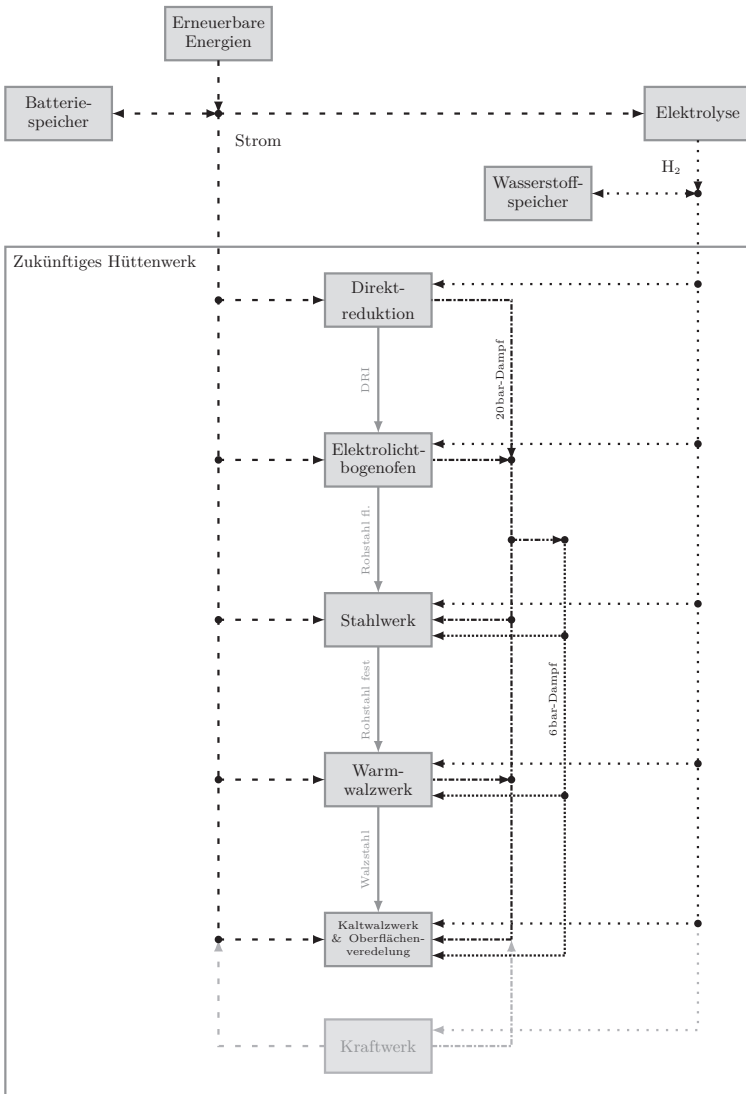


Abbildung 6.1: Aufbau eines zukünftigen Hüttenwerks

zeigt werden. Diese Alternativen könnten beispielsweise neu zu errichtende Dampfkessel oder Hochtemperaturwärmepumpen sowie Satteldampfturbinen sein.

Übergeordnete Bilanzen Das von der DRP produzierte DRI kann als heißes DRI direkt in den EAF transportiert oder im Lager zwischengelagert und dann als kaltes DRI im EAF eingesetzt werden. Nach dem EAF kann Rohstahl nicht mehr zwischengelagert werden, sondern muss direkt im Stahlwerk weiterverarbeitet werden. Die Zwischenlagerung der Brammen vor dem Warmwalzwerk und des Walzstahls vor dem Kaltwalzwerk wird in diesem Modell nicht berücksichtigt.

Das zukünftige Hüttenwerk kann seinen Dampfbedarf selbstständig decken und benötigt keine Prozessdampfbereitstellung durch ein integriertes Kraftwerk. Die Weiternutzung wäre daher nur zur Rückverstromung des Wasserstoffs relevant. Die DRP, der EAF und das Warmwalzwerk erzeugen bilanziell 20 bar-Dampf, welcher in das 20 bar-Dampfnetz eingespeist wird.

$$\begin{aligned} \dot{m}_{\text{D20, Direktreduktionsanlage}}^t + \dot{m}_{\text{D20, Elektrolichtbogenofen}}^t + \dot{m}_{\text{D20, Warmwalzwerk}}^t \\ = \dot{m}_{\text{D20, Stahlwerk}}^t + \dot{m}_{\text{D20, Kaltwalzwerk \& Oberflächenveredelung}}^t + \dot{m}_{\text{D20-6}}^t \end{aligned} \quad (6.7)$$

Aus dem 20bar-Dampfnetz wird Dampf in das 6bar-Dampfnetz reduziert, mit dem Kleinverbraucher im Stahlwerk und den Walzwerken versorgt werden.

$$\dot{m}_{\text{D20-6}}^t = \dot{m}_{\text{D6, Stahlwerk}}^t + \dot{m}_{\text{D6, Warmwalzwerk}}^t + \dot{m}_{\text{D6, Kaltwalzwerk \& Oberflächenveredelung}}^t \quad (6.8)$$

Überschüssiger Dampf wird in diesem Modell abgeblasen. Die Nutzung zur Fernwärmebereitstellung wird in diesem Teil der Arbeit nicht berücksichtigt. Diese würde den Energiebedarf des Hüttenwerks beeinflussen und soll daher nicht Teil der Untersuchung der Energiesystemintegration sein.

Der elektrische Leistungsbedarf der Komponenten des zukünftigen Hüttenwerks wird über die Bilanzgrenzen des Hüttenwerks bezogen. Außerhalb des Hüttenwerks wird diese von erneuerbaren Energien erzeugt und in Batteriespeichern zwischengespeichert.

$$\begin{aligned} P_{\text{el, Huettenwerk}}^t &= P_{\text{el, Direktreduktionsanlage}}^t + P_{\text{el, Elektrolichtbogenofen}}^t \\ &\quad + P_{\text{el, Stahlwerk}}^t + P_{\text{el, Warmwalzwerk}}^t + P_{\text{el, Kaltwalzwerk \& Oberflächenveredelung}}^t \\ &\quad + P_{\text{el, Sauerstoff}}^t + P_{\text{el, Stickstoff}}^t + P_{\text{el, Druckluft}}^t \\ &\quad (-P_{\text{el, Kraftwerk}}^t) \end{aligned} \quad (6.9)$$

Im Hüttenwerk selbst erfolgt keine Speicherung elektrischer Energie. Der Bedarf kann lediglich durch eine flexible Produktion variiert werden.

Wasserstoff wird außerhalb des Hüttenwerks in Elektrolysen erzeugt, in Wasserstoffkavernen gespeichert und über die Bilanzgrenze des Hüttenwerks bezogen.

$$\begin{aligned} \dot{V}_{\text{H}_2, \text{Huettenwerk}}^t &= \dot{V}_{\text{el, Direktreduktionsanlage}}^t + \dot{V}_{\text{el, Elektrolichtbogenofen}}^t \\ &\quad + \dot{V}_{\text{el, Stahlwerk}}^t + \dot{V}_{\text{el, Warmwalzwerk}}^t + \dot{V}_{\text{el, Kaltwalzwerk \& Oberflächenveredelung}}^t \end{aligned} \quad (6.10)$$

Durch die Flexibilisierung der Produktion kann der Wasserstoffbezug angepasst werden, eine Wasserstoffspeicherung im Hüttenwerk ist nicht möglich.

6.2 Modellierung der externen Energiebereitstellung

Damit das zukünftige Hüttenwerk tatsächlich CO₂-arm ist, muss die benötigte Energie aus erneuerbaren Energien bezogen werden. Deren Erzeugung wird im Folgenden anhand der Testreferenzjahre des deutschen Wetterdienstes modelliert, um beispielhafte Zeitreihen zu generieren. Die erzeugte elektrische Energie kann direkt vom Hüttenwerk bezogen, in einem Batteriespeicher zwischengespeichert, an die Elektrolyse geleitet oder abgeregelt werden. Die Elektrolyse erzeugt mit der elektrischen Energie Wasserstoff, welcher das Hüttenwerk versorgt und in einer Wasserstoffkaverne zwischengespeichert werden kann.

Testreferenzjahre Der Deutsche Wetterdienst (DWD) stellt für jede Klimaregion in Deutschland sogenannte Testreferenzjahre zur Verfügung, welche diverse meteorologische Daten für einen typischen Witterungsverlauf heute und in Zukunft enthalten. Die generierten Datensätze basieren auf historischen Witterungsabschnitten, welche anhand einer mittleren Lufttemperatur zusammengesetzt und interpoliert werden. [46]

Bei der Untersuchung der erneuerbaren Versorgung des zukünftigen Hüttenwerks werden Daten für ein zukünftiges durchschnittliches Wetterjahr in den nördlichen Klimaregionen verwendet. Aufgrund der vorhandenen Netzingpässe zwischen Nord- und Süddeutschland ist keine Versorgung aus den südlichen Regionen zu erwarten. Die betrachteten Klimaregionen umfassen die Nordsee- und Ostseeküste sowie das nordwest- und nordostdeutsche Tiefland. Für die Modellierung der Photovoltaikerzeugung werden die Einstrahlungs- und Temperaturwerte dieser vier Klimaregionen verwendet. Für die Berechnung der elektrischen Energieerzeugung aus Wind wird neben der Temperatur die Windgeschwindigkeit 10 m über dem Boden benötigt, um die Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe der Windkraftanlagen zu berechnen.

Photovoltaik Anhand der Einstrahlungs- und Temperaturdaten der Testreferenzjahre wird die normierte Erzeugungsleistung aus Photovoltaik mithilfe von *pvlb* [47], einem Open-Source-Modell zur Modellierung von PV-Anlagen, verwendet. Aufgrund des hohen Energiebedarfs des Hüttenwerks sind hohe installierte Leistungen erforderlich, sodass Freiflächenanlagen am besten geeignet sind. Deren Anstellwinkel muss sich in der Regel nicht nach äußeren Gegebenheiten wie einer Dachneigung richten, daher wird ein optimaler Anstellwinkel von 30° bezogen auf die Horizontale für alle Anlagen angenommen. Bei der Ausrichtung der Photovoltaikanlagen wird eine Normalverteilung zwischen östlicher und westlicher Ausrichtung angenommen, um die Erzeugungsspitze der Photovoltaikanlagen zu verstetigen. Die Erzeugungsleistung wird für jede Klimaregion einzeln berechnet, anschließend gemittelt und normiert. Somit ergibt sich ein durchschnittlicher zukünftiger Verlauf der Photovoltaikerzeugung in Norddeutschland mit etwa 880 Volllaststunden. Im Optimierungsmodell kann dann die installierte Leistung der Photovoltaik kostenoptimiert werden.

Kost, Shammugam, Fluri u. a. prognostizieren in ihrer Studie [48] die Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien in Deutschland im Jahr 2040. Für PV-Freiflächenanlagen, welche für die Versorgung des Hüttenwerks maßgeblich eingesetzt werden, sinken demnach die Stromgestehungskosten auf durchschnittlich etwa 28 €/MWh [vgl. 48, S. 28].

Windenergie Für die Modellierung der erzeugten Windenergie wird das Open-Source-Modell *windpowerlib* [49] herangezogen, welches anhand der Windgeschwindigkeit und der Lufttemperatur die erzeugte Leistung berechnet. Die durchschnittliche zukünftige Nabenhöhe liegt nach [50] bei einer Höhe von 160 m bei Onshore-Anlagen und 120 m bei Offshore-Anlagen.

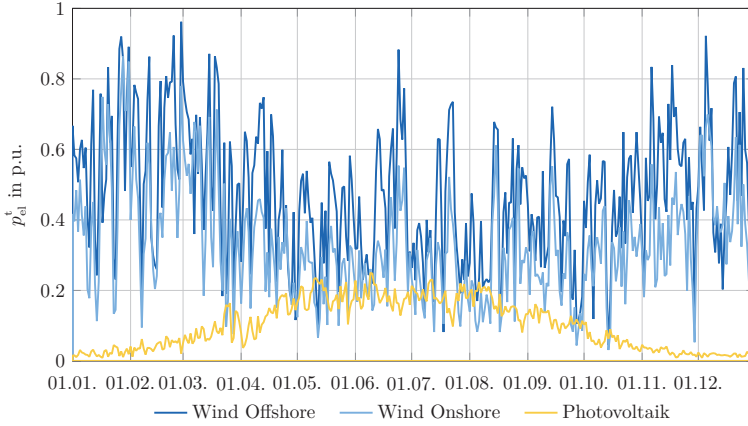


Abbildung 6.2: Tagesmittelwerte der modellierten erneuerbaren Energieerzeugung

Die berechneten Einspeisezeitreihen der Klimazonen werden gemittelt und normiert. Somit ergibt sich eine zukünftige Onshore-Windenergieerzeugung mit über 2500 Volllaststunden und eine Offshore-Windenergieerzeugung mit über 3800 Volllaststunden. Das Optimierungsmodell kann dann anhand dieser Zeitreihen die installierten Leistungen der Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen kostenoptimieren.

Die Stromgestehungskosten der Windenergie werden nach Kost, Shammugam, Fluri u. a. bis 2040 ebenfalls sinken. Onshore-Windenergie kann dann für durchschnittlich 52 €/MWh erzeugt werden, während sich die Gestehungskosten der Offshore-Windenergie aufgrund der höheren Investitionskosten auf durchschnittlich 78 €/MWh belaufen [vgl. 48, S. 29].

Batteriespeicher Die elektrische Energie der erneuerbaren Energien kann in Batteriespeichern zwischengespeichert werden. Lithium-Ionen-Batterien weisen als derzeit gängigste Technologie nach Zapf einen Gesamtwirkungsgrad η_{ges} von etwa 90 % auf [34, vgl. S. 109], was einem Ein- bzw. Ausspeicherwirkungsgrad η von 95 % entspricht.

$$E_{\text{el}}^t = E_{\text{el}}^{t-1} - P_{\text{Ausspeichern}}^t \cdot \frac{1}{\eta} \cdot T + P_{\text{Einspeichern}}^t \cdot \eta \cdot T \quad (6.11)$$

Der Faktor T gibt hier die Dauer des Simulationszeitschritts wieder.

Die Investitionskosten eines Lithium-Ionen-Batteriespeichers werden mittelfristig nach Zapf auf leistungsspezifische Kosten von 65 €/kW und energiespezifische Kosten von 150 €/kWh sinken. Dies entspreche dann in etwa den Kosten einer Redox-Flow-Batterie oder einer Natrium-Batterie [34, vgl. S. 109]. Bei einer Lebensdauer von 12 Jahren ergeben sich spezifische Investitionskosten von 5,50 €/kW und 12,50 €/kWh pro Jahr. Da vereinfacht von einer maximalen Ladeleistung von 1C ausgegangen wird, sodass die Batterie in einer Stunde geladen bzw. entladen werden könnte, addieren sich diese Kosten zu 18 €/kWh spezifische Speicherkosten pro Jahr.

Elektrolyse Die Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (PEM)-Elektrolyse wird unter den gleichen Annahmen wie in Kapitel 4.1 modelliert, wobei die Betriebsdauer nicht mehr begrenzt ist und daher auf die Abbildung einzelner Module verzichtet wird. Der Wasserstoff wird nach Zapf in [34] mit einem Wirkungsgrad von 60 % erzeugt.

$$\dot{V}_{\text{H}_2}^t = \eta_{\text{Elektrolyse}} \cdot P_{\text{el}}^t \cdot \frac{1}{H U_{\text{H}_2}} \quad (6.12)$$

Stolzenburg und Zapf erwarten in [34], [51] mittelfristig Investitionskosten für PEM-Elektrolyseure von 800 bis 1300 €/kW_{el} unter Berücksichtigung der notwendigen Peripherie. Bei einer Lebensdauer von 30 Jahren ergeben sich jährliche spezifische Investitionskosten von 35 €/kW_{el} für die Elektrolyse.

Wasserstoffkaverne Salzkavernen werden bereits heute zur Speicherung großer Mengen Erdgas eingesetzt und sind auch für die Speicherung von Wasserstoff geeignet [vgl. 52, S. 414]. Das geometrische Volumen durchschnittlicher Salzkavernen in Deutschland liegt bei 500000 m³. Bei einer energetischen Speicherdichte¹ von 266,6 kWh_{H₂}/m³ entspricht das einem thermischen Energieinhalt von über 130 GWh_{th} Wasserstoff. Pro Stunde können bis zu 450 MWh_{H₂} ein- und ausgelagert werden. [51, vgl. S. 88] Um Verluste beim Ein- und Ausspeichern sowie bei längerer Speicherung zu berücksichtigen, wird ein Gesamtwirkungsgrad von 97 %, welcher auf die ausgespeicherte Menge angerechnet wird, angenommen [vgl. 53, S. 320].

Die Wasserstoffkaverne wird nach folgender Gleichung modelliert, wobei T der Dauer des Simulationszeitschritts entspricht:

$$V_{\text{H}_2\text{-Kaverne}}^t = V_{\text{H}_2\text{-Kaverne}}^{t-1} - \dot{V}_{\text{Ausspeichern}}^t \cdot T \cdot \eta + \dot{V}_{\text{Einspeichern}}^t \cdot T \quad (6.13)$$

Nach Stolzenburg liegt die Lebensdauer einer Salzkaverne über 30 Jahren. Die Investitionskosten belaufen sich auf 185 €/m³ geometrisches Volumen [vgl. 51, S. 92]. Mit der oben genannten energetischen Speicherdichte ergeben sich somit spezifische Speicherkosten des Wasserstoffs von 23 €/MWh_{H₂} pro Jahr. Nach Donadei und Schneider sinken die Kosten für größere oder mehrere Salzkavernen auf unter 100 €/m³, während kleine Wasserstoffkavernen unter einem geometrischen Volumen von 100000 m³ sehr teuer werden [vgl. 53, S. 318]. Da der tatsächliche Wasserstoffspeicherbedarf von der Rohstahlmenge pro Jahr abhängt, wird dieser kostensenkende Effekt hier nicht berücksichtigt.

Übergeordnete Bilanzen Für die Versorgung des Hüttenwerks ergeben sich dann folgende Bilanzen, die als Zulässigkeitsbedingungen in das Optimierungsmodell eingehen:

$$P_{\text{el, EE}}^t - P_{\text{el, Batteriespeicher, laden}}^t + P_{\text{el, Batteriespeicher, entladen}}^t - P_{\text{el, Elektrolyse}}^t = P_{\text{el, Huettenwerk}}^t \quad (6.14)$$

$$\dot{V}_{\text{H}_2, \text{Elektrolyse}}^t - \dot{V}_{\text{H}_2\text{-Kaverne, einspeichern}}^t + \dot{V}_{\text{H}_2\text{-Kaverne, ausspeichern}}^t = \dot{V}_{\text{H}_2, \text{Huettenwerk}}^t \quad (6.15)$$

Einschränkungen des Energietransports durch die Kapazität der Übertragungsleitungen und der Pipeline sowie die regionale Verteilung werden zur Vereinfachung nicht berücksichtigt.

Energiegestehungskosten Mit diesem abstrahierten Optimierungsmodell kann nun das Zusammenwirken von Hüttenwerk, erneuerbaren Energien, Elektrolyse und Speichern untersucht werden. Eingangszeitreihen sind die Produktionsmengen des Hüttenwerks, durch die sich der

¹ gravimetrische Speicherdichte: 8 kg_{H₂}/m³

Tabelle 6.1: Angenommene Kosten zur Berechnung der Energiegestehungskosten

Komponenten	Preis
Photovoltaik	28 €/MWh _{el}
Onshore-Windenergie	52 €/MWh _{el}
Offshore-Windenergie	78 €/MWh _{el}
Batteriespeicher	18 €/kWh _{el}
Elektrolyse	35 €/kW _{el}
Wasserstoffspeicher	23 €/MWh _{H₂}

zu deckende Energiebedarf des Hüttenwerks ergibt. Das Optimierungsmodell sucht dann die Konfiguration der installierten Leistungen der erneuerbaren Energien für verschiedene Leistungen der Elektrolyse sowie verschiedene Kapazitäten des Batteriespeichers und der Wasserstoffkaverne, sodass das Hüttenwerk mit minimalen Energiegestehungskosten versorgt werden kann. Die Energiegestehungskosten (Levelised Cost of Energy (LCOE)) ergeben sich aus den Kosten der Energieversorgung nach Tabelle 6.1 bezogen auf den Gesamtenergieeinsatz.

In dieser Arbeit werden dabei die Kosten für die benötigte erneuerbare elektrische Energie, für den Batterie- und den Wasserstoffspeicher sowie die Elektrolyse addiert, um die Energiekosten an der Bilanzgrenze des Hüttenwerks zu berechnen.

$$LCOE = \frac{P_{\text{el, EE}}^{\text{installiert}} \cdot k_{\text{EE}} + E_{\text{el, Batterie}}^{\text{installiert}} \cdot k_{\text{Batterie}} + P_{\text{el, Elektrolyse}}^{\text{installiert}} \cdot k_{\text{Elektrolyse}} + E_{\text{H}_2, \text{H}_2\text{-Kaverne}}^{\text{installiert}} \cdot k_{\text{H}_2\text{-Kaverne}}}{E_{\text{el, Hüttenwerk}}^{\text{Jahr}} + E_{\text{H}_2, \text{Hüttenwerk}}^{\text{Jahr}}} \quad (6.16)$$

Mithilfe der Energiegestehungskosten können im folgenden Kapitel verschiedene Szenarien der Energieversorgung des zukünftigen CO₂-armen Hüttenwerks verglichen werden.

7 Möglichkeiten der Systemintegration

7.1 Untersuchte Integrationsszenarien

Das in Kapitel 6 modellierte zukünftige CO₂-arme Hüttenwerk verbraucht pro Tonne Rohstahl 2,8 MWh_{th} Wasserstoff und 0,8 MWh_{el} elektrische Energie. Für die Erzeugung des Wasserstoffs werden bei einem Wirkungsgrad der Elektrolyse von 60 % 4,7 MWh_{el} elektrische Energie pro Tonne Rohstahl benötigt. Damit das Hüttenwerk CO₂-arm betrieben werden kann, muss es in ein Energiesystem basierend auf erneuerbaren Energien integriert werden. Um Rückwirkungen auf das Energiesystem zu verstehen, wird in diesem Kapitel angenommen, dass das zukünftige Hüttenwerk autark mit entsprechend zu installierenden erneuerbaren Energien und Energiespeichern versorgt wird. Da die erneuerbare Erzeugung fluktuiert, die Stahlproduktion und damit der Energiebedarf des Hüttenwerks aber konstant sind, werden Energiespeicher benötigt. Aufgrund der Speicherwirkungsgrade müssen die erneuerbaren Energien mehr als 5,5 MWh_{el}/t_{Rohstahl} erzeugen.

Für eine wirtschaftliche Stahlherstellung sollen die Kosten der Energieversorgung mithilfe des Optimierungsmodells minimiert werden. Dafür werden die kostengünstigsten installierten Leistungen der erneuerbaren Energien sowie die kostengünstigsten installierten Batteriespeicher- und Wasserstoffspeicherkapazitäten ermittelt. Dabei wird die Nutzung der Elektrolyse sowie der Speicher auf die erneuerbare Erzeugung und den Energiebedarf des Hüttenwerks abgestimmt. Durch diese aktive Sektorenkopplung erfolgt eine energie- und kosteneffiziente Energieversorgung des Hüttenwerks.

Für die kostengünstigste Energieversorgung soll in mehreren Integrationsszenarien der Einfluss verschiedener Parameter auf die Sektorenkopplung untersucht werden. Diese Integrationsszenarien werden in zwei Gruppen aufgeteilt: Einerseits ist in Hüttenwerken in der Regel eine konstante Produktion von DRI und Rohstahl geplant. Andererseits können die DRI- und Stahlproduktionsmengen pro Stunde zwischen 50 % und 150 % variiert und über ein DRI-Lager entkoppelt werden, um den Energiebedarf des Hüttenwerks besser an die erneuerbare Energieerzeugung anzupassen.

Innerhalb dieser beiden Gruppen werden zwei Parameter variiert:

- **Leistung der Elektrolyse:** Über die Volllaststunden der Elektrolyse wird deren Leistung bestimmt. Zum einen soll eine Elektrolyse mit minimal möglicher Leistung untersucht werden, die 8000 Volllaststunden benötigt, um den Wasserstoffbedarf des Hüttenwerks zu decken. Dies entspricht bei einem angenommenen Wirkungsgrad von 60 % einer elektrischen Leistung von 0,6 kW/t_{Rohstahl}. Zum anderen soll der Einfluss einer größeren Elektrolyse analysiert werden, die die Wasserstoffmenge in 5000 Volllaststunden erzeugen kann. Die elektrische Leistung muss dafür auf 1 kW/t_{Rohstahl} ansteigen.
- **Integriertes Kraftwerk:** Da die meisten bestehenden Hüttenwerke zur Verwertung der Kuppelgase über ein integriertes Kraftwerk verfügen, soll dessen Weiternutzung zur Verbesserung der Systemintegration des zukünftigen Hüttenwerks untersucht werden. Durch eine Umrüstung der Dampferzeuger kann mit Wasserstoff Prozessdampf und elektrische Leistung erzeugt werden. Da die Kosten dafür nicht abgeschätzt werden können, soll vielmehr nur das mögliche Potenzial aufgezeigt werden.

Um diese Integrationsszenarien zu vergleichen, werden jeweils die Energiegestehungskosten berechnet. Diese beinhalten die Stromgestehungskosten der erneuerbaren Energien, die Investi-

tionskosten für die Elektrolyse sowie den Batterie- und Wasserstoffspeicher (vgl. Kapitel 6.2). Da es sich bei diesen Kosten um Prognosen auf technisches Basis handelt, können Marktmechanismen nicht abgebildet werden. Die folgenden Ergebnisse können daher in der späteren Umsetzung aufgrund eines veränderten Kostenrahmens abweichen. Sie stellen die grundlegenden Zusammenhänge dar.

Im Folgenden wird zunächst die Systemintegration für jedes Szenario in Kapitel 7.2 und 7.3 dargestellt. Anschließend werden die Szenarien neben den Energiegestehungskosten anhand der benötigten installierten Leistungen der erneuerbaren Energien, des Batterie- und Wasserstoffspeicherbedarfs und anhand der notwendigen Abregelung der erneuerbaren Energien in Kapitel 7.4 verglichen.

7.2 Systemintegration einer konstanten Stahlproduktion

Die geplante Produktion DRI und Rohstahl soll über das Jahr verteilt konstant erfolgen. Revisionsstillstände oder Ausfälle werden hier vernachlässigt, um die theoretisch erforderliche Energieversorgung des Hüttenwerks zu untersuchen. Der Elektrolichtbogenofen soll mit 80 % DRI und 20 % Schrott betrieben werden. Dadurch ergibt sich für die Produktion einer Tonne Rohstahl ein Bedarf an 0,90 t DRI und 0,22 t Schrott. Die DRP verbraucht mit $0,25 \text{ kWh}_{\text{H}_2} / \text{t}_{\text{Rohstahl}}$ den meisten Wasserstoff im Hüttenwerk, der Elektrolichtbogenofen ist mit $0,06 \text{ kWh}_{\text{el}} / \text{t}_{\text{Rohstahl}}$ der größte elektrische Verbraucher.

7.2.1 8000 h-Elektrolyse

In diesem Szenario ist die Elektrolyse so ausgelegt, dass der Wasserstoffbedarf des Hüttenwerks in 8000 Volllaststunden gedeckt werden kann. Mit einem Gesamtwasserstoffbedarf von $2,8 \text{ MWh}_{\text{H}_2} / \text{t}_{\text{Rohstahl}}$ und einem Wirkungsgrad von 60 % ergibt sich eine elektrische Leistung der Elektrolyse von $0,6 \text{ kWh}_{\text{el}} / \text{t}_{\text{Rohstahl}}$.

In Abbildung 7.1 sind die minimal möglichen Energiegestehungskosten für verschiedene Kombinationen von Batterie- und Wasserstoffspeicherkapazität dargestellt. Die Batteriespeicherkapazität wird hierbei von 0 bis $100 \text{ kWh}_{\text{el}} / \text{t}_{\text{Rohstahl}}$ und die Wasserstoffspeicherkapazität von 0 bis $200 \text{ kWh}_{\text{H}_2} / \text{t}_{\text{Rohstahl}}$ variiert.

Ohne Wasserstoffspeicher können minimale Energiegestehungskosten von $1400 \text{ €/t}_{\text{Rohstahl}}$ bei einer Batteriespeicherkapazität von $40 \text{ kWh}_{\text{el}} / \text{t}_{\text{Rohstahl}}$ erreicht werden. Diese hohen Kosten sind auf eine hohe installierte Leistung der erneuerbaren Energien, hohe abgeregelte Energiemengen sowie die hohe Batteriespeicherkapazität zurückzuführen. Die Batteriespeicherkapazität von $40 \text{ kWh}_{\text{el}} / \text{t}_{\text{Rohstahl}}$ stellt einen Kompromiss zwischen auf der einen Seite noch höheren installierten Leistungen der erneuerbaren Energien und damit höheren Abregelungsverlusten und auf der anderen Seite größeren Speicherkapazitäten zur saisonalen Speicherung.

Bis zu einer Wasserstoffspeicherkapazität von $60 \text{ kWh}_{\text{H}_2} / \text{t}_{\text{Rohstahl}}$ sinken die minimal möglichen Energiegestehungskosten auf etwa $500 \text{ €/t}_{\text{Rohstahl}}$. Da der Wasserstoffspeicher den Batteriespeicher entlastet, reichen dann Batteriespeicherkapazitäten von etwa $4 \text{ kWh}_{\text{el}} / \text{t}_{\text{Rohstahl}}$ aus.

Bei steigenden Wasserstoffspeicherkapazitäten über $60 \text{ kWh}_{\text{H}_2} / \text{t}_{\text{Rohstahl}}$ bleiben die Energiegestehungskosten je Batteriespeicherkapazität annähernd konstant. In diesem Bereich beeinflusst maßgeblich die Batteriespeicherkapazität die Energiegestehungskosten. Bei kleinen Batteriespeicherkapazitäten unter $1 \text{ kWh}_{\text{el}} / \text{t}_{\text{Rohstahl}}$ steigen die Energiegestehungskosten ins Unendliche an. Aufgrund der räumlich begrenzten erneuerbaren Erzeugung erfolgt an 20 Stunden im Jahr keine Erzeugung und es kann in diesem Szenario nicht auf einen elektrischen Speicher verzichtet

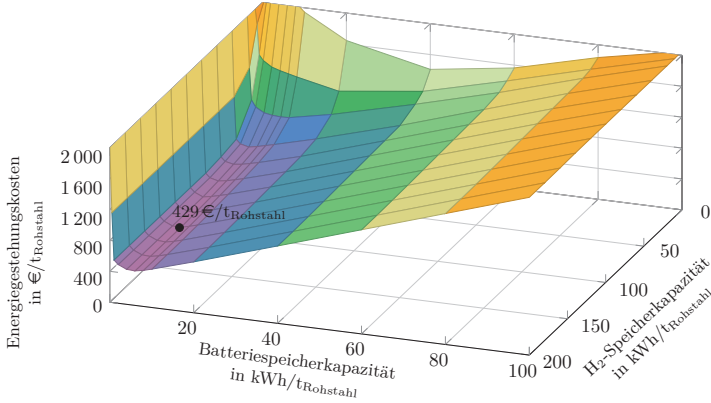


Abbildung 7.1: Energiegestehungskosten pro produzierter Tonne Rohstahl bei konstanter Stahlproduktion und Elektrolyse mit 8000 Volllaststunden

werden. Zwischen $1 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ und $10 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ sinken die Energiegestehungskosten unter $550 \text{ €/t}_{\text{Rohstahl}}$. Über einer Batteriespeicherkapazität von $10 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ steigen die Energiegestehungskosten dann kontinuierlich mit etwa $17 \text{ €/kWh}_{\text{el}}$ an, da dann keine effizientere Nutzung der erneuerbaren Erzeugung möglich ist und so die Kosten für die zusätzliche Batteriespeicherkapazität anfallen.

Die geringsten Energiegestehungskosten liegen bei $429 \text{ €/t}_{\text{Rohstahl}}$ für Speichergrößen von $5,7 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ und $140 \text{ kWh}_{\text{H}_2}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$. Für dieses Energiekostenminimum werden im Folgenden die erneuerbare Erzeugung sowie die Nutzung des Batterie- und Wasserstoffspeichers dargestellt.

Die Tagesmittelwerte der erneuerbaren Energieerzeugung für die kostengünstigste Energieversorgung des Hüttenwerks in diesem Integrationsszenario ist in Abbildung 7.2 (a) dargestellt. Aufgrund der hohen Stromgestehungskosten und dem Ziel minimaler Energiegestehungskosten wird keine Offshore-Windenergie eingesetzt. Der Mix setzt sich aus $1,89 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ Onshore-Windenergie und $3,09 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ Photovoltaik zusammen. In den Wintermonaten ab Mitte Oktober bis Ende Februar überwiegt die Windenergieerzeugung, wobei insbesondere im November und Dezember die Erzeugung mehrere Tage stark zurückgeht. In den Sommermonaten überwiegt die Erzeugung aus Photovoltaik und gleicht somit die geringere Windenergieerzeugung aus. Insgesamt erzeugt Onshore-Windenergie vor Abregelung $7,62 \text{ MWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ mit 2500 Volllaststunden und Photovoltaik $2,3 \text{ MWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ mit 880 Volllaststunden.

Über einer Erzeugungsleistung von $0,75 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ wird die erneuerbare Erzeugung abgeregelt, was ungefähr der Summe der elektrischen Bedarfe des Hüttenwerks und der Elektrolyse entspricht. Dadurch werden mit $1,78 \text{ MWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ etwa ein Viertel der erneuerbaren Erzeugung abgeregelt. Nach Abregelung ergibt sich somit eine in der meisten Zeit relativ konstante Erzeugungsleistung von durchschnittlich $0,66 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$.

Das Hüttenwerk bezieht mit einer konstanten Leistung von $0,09 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ elektrische Energie. Hinzu kommt der elektrische Leistungsbezug der Elektrolyse, die mit einer installierten Leistung von $0,6 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ 8000 Volllaststunden zur Deckung des Wasserstoffbedarfs benötigt

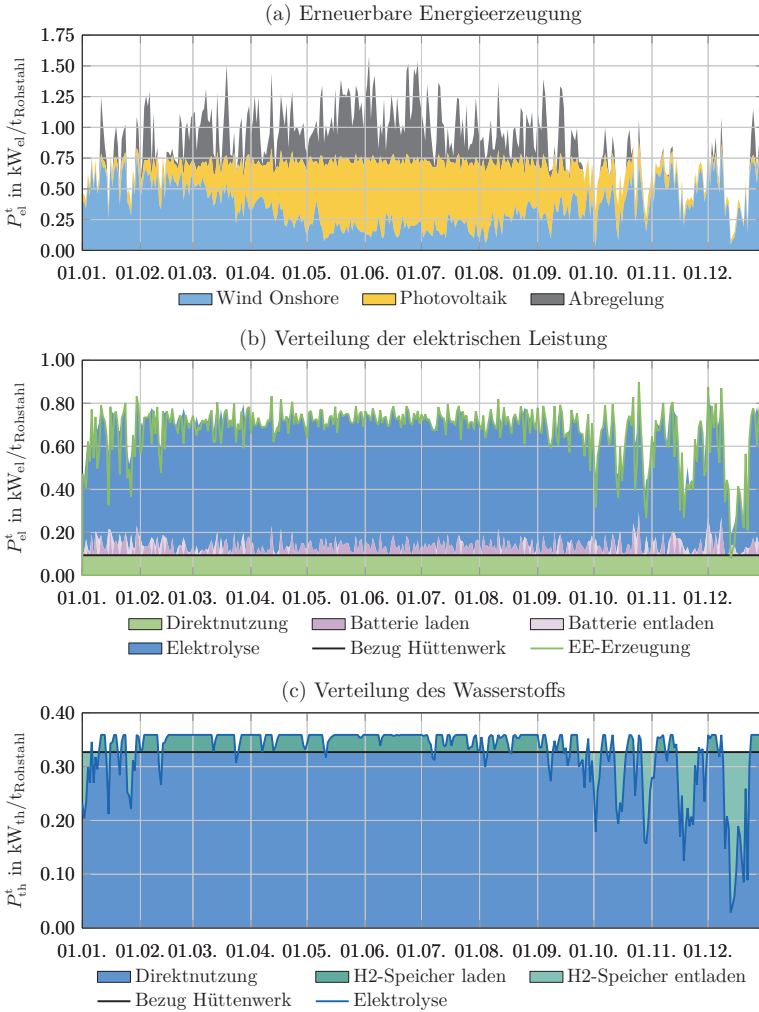


Abbildung 7.2: Kostengünstigste Nutzung der erneuerbaren Energien sowie der Speicher bei konstanter Stahlproduktion und Elektrolyse mit 8000 Volllaststunden

und daher kaum flexibel betrieben werden kann. Damit diese beiden Verbraucher mit der fluktuierenden erneuerbaren Erzeugung versorgt werden können, ist ein elektrischer Speicher erforderlich. Dessen Nutzung und die Verteilung der erzeugten elektrischen Energie sind in Abbildung 7.2 (b) als Tagesmittelwerte dargestellt. 15 % der elektrischen Energie wird im Hüttenwerk eingesetzt, der Rest wird in der Elektrolyse eingesetzt. Die Dimensionierung des Batteriespeichers orientiert sich in erster Linie an der notwendigen Energie des Hüttenwerks während zu geringer erneuerbarer Erzeugung in den Wintermonaten. Die übrige Zeit wird der Batteriespeicher genutzt, um den näherungsweise konstanten Betrieb der Elektrolyse zu gewährleisten. Dabei ist die Ein- und Ausspeicherleistung um ein vielfaches kleiner als die Kapazität des Batteriespeichers. So erfordern die Dunkelflauten im November und Dezember eine Kapazität von $5,70 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$, während die Leistung des Batteriespeichers nur bei etwa $0,1 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ liegt.

Die Elektrolyse erzeugt in diesem Integrationsszenario Wasserstoff mit einer maximalen thermischen Leistung von $0,36 \text{ kW}_{\text{H}_2}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$. Demgegenüber steht der Wasserstoffbedarf des Hüttenwerks mit einer konstanten Leistung von $0,33 \text{ kW}_{\text{H}_2}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$. Damit der Betrieb der Elektrolyse teilweise an die erneuerbare Erzeugung angepasst werden kann, ist ein Wasserstoffspeicher erforderlich. So wird die Elektrolyse insgesamt 7000 Stunden mit voller Leistung betrieben, während vor allem in den Wintermonaten die Leistung bei geringer erneuerbarer Erzeugung reduziert wird. Dabei bestimmen die Dunkelflauten im November und Dezember die Kapazität und Ausspeicherleistung des Wasserstoffspeichers. Der Wasserstoffspeicher wird in der ersten Jahreshälfte mit überschüssigem Wasserstoff der Elektrolyse mit einer Einspeicherleistung von bis zu $0,15 \text{ kW}_{\text{H}_2}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ gefüllt, während er in der zweiten Jahreshälfte mit einer Ausspeicherleistung von bis zu $0,3 \text{ kW}_{\text{H}_2}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ geleert wird.

Batterie- und Wasserstoffspeicher ergänzen sich somit in diesem Integrationsszenario, um einerseits kurzzeitige Schwankungen auszugleichen und einen konstanten Betrieb der Elektrolyse zu gewährleisten und andererseits bei Dunkelflauten große Energiemengen bereitzustellen. Der hohe elektrische Speicherbedarf sowie die hohe abgeregelte Energiemenge führen jedoch zu hohen Energiegestehungskosten.

7.2.2 5000 h-Elektrolyse

Mit einer elektrischen Leistung von $1 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ reichen der Elektrolyse in diesem Integrationsszenario 5000 Volllaststunden im Jahr zur Deckung des Wasserstoffbedarfs. Abbildung 7.3 zeigt die minimal möglichen Energiegestehungskosten für vorgegebene Kombinationen der Speicherkapazitäten. Dabei wird der Batteriespeicher zwischen 0 und $100 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ und der Wasserstoffspeicher zwischen 0 und $400 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ variiert.

Ist kein Wasserstoffspeicher vorhanden, ergeben sich bei einer Batteriespeicherkapazität von $40 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ minimale Energiegestehungskosten von etwa $1400 \text{ €/t}_{\text{Rohstahl}}$. Damit führt die größere Elektrolyse ohne Wasserstoffspeicher nicht zu geringeren Energiegestehungskosten, da sie nicht flexibel betrieben werden kann. Folglich führen auch hier die notwendige hohe installierte Leistung der erneuerbaren Energien sowie die hohe abgeregelte Energiemenge und die hohe Batteriespeicherkapazität zu hohen Energiegestehungskosten.

Steigt die Wasserstoffspeicherkapazität auf bis zu $30 \text{ kWh}_{\text{H}_2}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ an, sinken die minimal möglichen Energiegestehungskosten auf unter $600 \text{ €/t}_{\text{Rohstahl}}$. Der Wasserstoffspeicher entlastet den Batteriespeicher und ermöglicht den flexiblen Betrieb der Elektrolyse, sodass dann kleinere Batteriespeicherkapazitäten von etwa $1 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ ausreichen.

Ab einer Wasserstoffspeicherkapazität von $30 \text{ kWh}_{\text{H}_2}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ hat diese aufgrund der niedrigen Speicherkosten von $0,023 \text{ €/kWh}_{\text{H}_2}$ kaum Einfluss auf die Energiegestehungskosten. Im Gegensatz

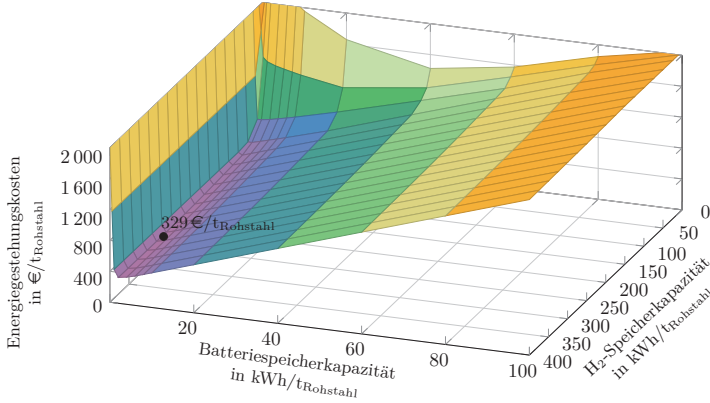


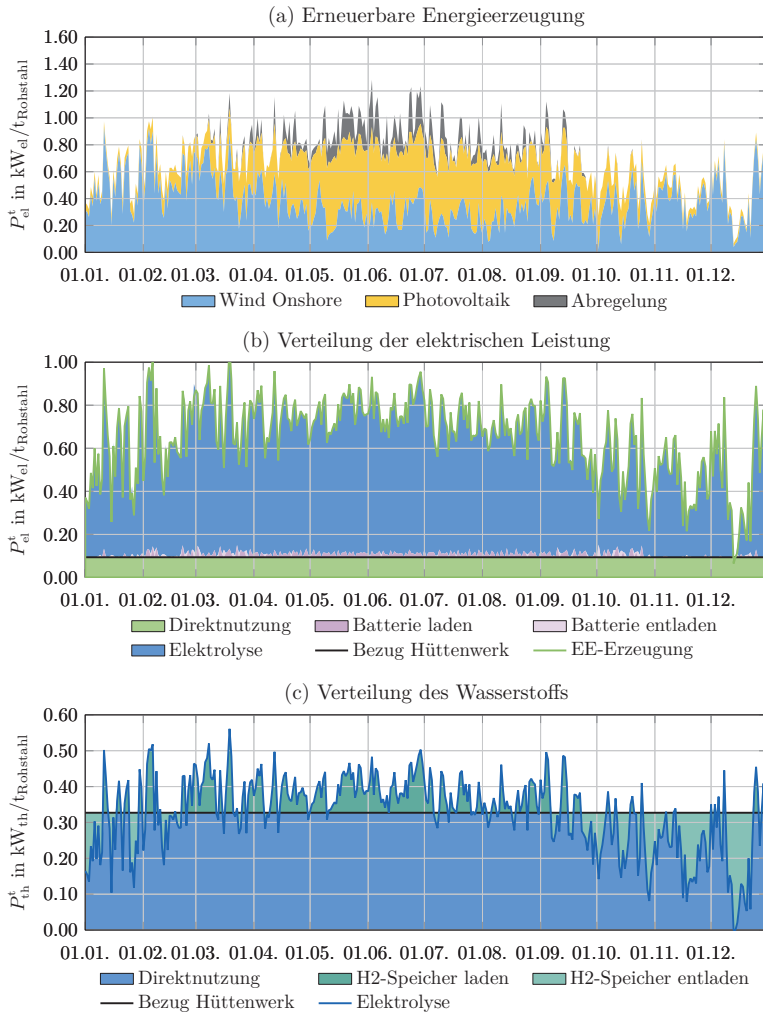
Abbildung 7.3: Energiegestehungskosten pro produzierter Tonne Rohstahl bei konstanter Stahlproduktion und Elektrolyse mit 5000 Volllaststunden

dazu wirkt sich die Batteriespeicherkapazität stärker auf die Höhe der Energiegestehungskosten aus. Bei Batteriespeicherkapazität unter $1 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ steigen die Energiegestehungskosten bis ins Unendliche an, da zur Überbrückung der Dunkelflauten zwingend elektrische Speicherkapazitäten vorhanden sein müssen. Zwischen Batteriespeicherkapazitäten von $1 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ bis $5 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ sind minimale Energiegestehungskosten von unter $450 \text{ €/t}_{\text{Rohstahl}}$ möglich. Anschließend steigen die Energiegestehungskosten aufgrund der hohen elektrischen Speicherkosten von $18 \text{ €/kWh}_{\text{el}}$ konstant mit ebenfalls etwa $17 \text{ €/kWh}_{\text{el}}$ an, da die erneuerbaren Energien dann bereits so effizient wie möglich genutzt werden.

Durch die größere und damit flexiblere Elektrolyse können die Energiegestehungskosten in diesem Szenario auf $329 \text{ €/t}_{\text{Rohstahl}}$ gesenkt werden. Diese werden hier bei einem elektrischen Speicher von $2,06 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ und einem Wasserstoffspeicher von $282 \text{ kWh}_{\text{H}_2}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ erreicht. Die erneuerbare Erzeugung und die Verteilung der elektrischen Energie sowie des Wasserstoffs werden nachfolgend aufgezeigt.

Um die Energiegestehungskosten zu senken, wird in diesem Integrationsszenario der kostengünstigste Wasserstoffspeicher zur saisonalen Energiespeicher genutzt und so die notwendige Abregelung reduziert. Für minimale Energiegestehungskosten setzt sich die erneuerbare Erzeugung aus $1,46 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ Onshore-Windenergie und $2,67 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ Photovoltaik zusammen. Abbildung 7.4 (a) zeigt eine deutlich geringere Abregelung, welche vor allem in den Sommermonaten stattfindet. Die Erzeugungsleistung nach Abregelung steigt in den Sommermonaten zeitweise über $0,75 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$, gleichzeitig sinkt sie in den Wintermonaten teilweise unter $0,3 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$.

Diese hohe saisonale Schwankung wird durch den flexiblen Betrieb der Elektrolyse mit einer elektrischen Leistung von $1 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ ermöglicht. Abbildung 7.4 (b) zeigt, dass die Elektrolyse nie mit voller Leistung betrieben wird, sondern nur kurzzeitig maximal $0,9 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ erreicht. Der Batteriespeicher muss in diesem Szenario während der Dunkelflaute im Dezember nur noch das Hüttenwerk mit elektrischer Energie versorgen, sodass seine Kapazität nur noch $2,06 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ betragen muss. Abseits der Dunkelflaute wird der Batteriespeicher vor allem



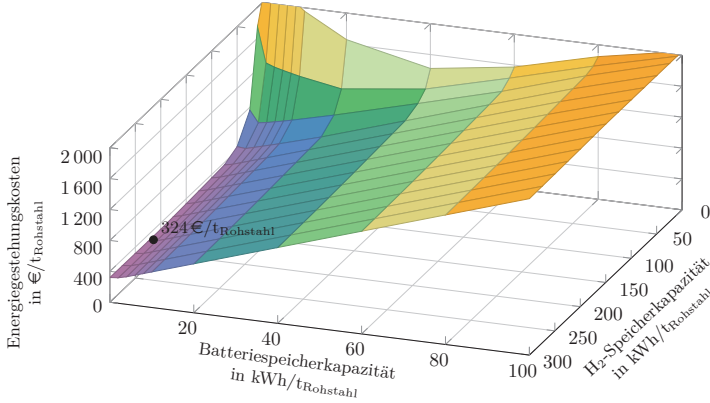


Abbildung 7.5: Energiegestehungskosten pro produzierter Tonne Rohstahl bei konstanter Stahlproduktion, Elektrolyse mit 5000 Volllaststunden und integriertem Kraftwerk

zur Optimierung des Betriebs der Elektrolyse eingesetzt.

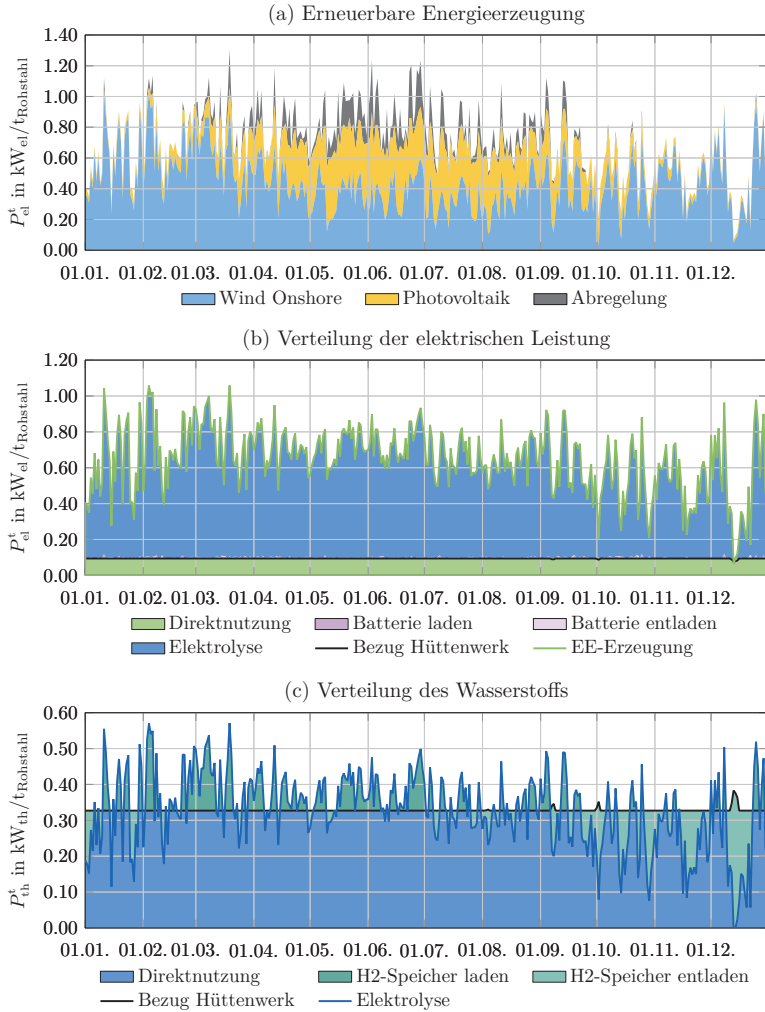
Da die Elektrolyse vor allem in den Sommermonaten Wasserstoff aus günstiger Photovoltaikenergie produziert, ist für den in Abbildung 7.4 (c) erkennbaren saisonalen Ausgleich ein großer Wasserstoffspeicher mit $282 \text{ kWh}_{\text{H}_2}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ notwendig. Dieser wird mit einer maximalen thermischen Leistung von bis zu $0,2 \text{ kWh}_{\text{H}_2}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ gefüllt und in der Dunkelflaute im Dezember mit bis zu $0,33 \text{ kWh}_{\text{H}_2}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ entleert. Dies entspricht dem konstanten Bedarf des Hüttenwerks, da zu diesem Zeitpunkt die Elektrolyse nicht in Betrieb ist. Dies ermöglicht wiederum die oben genannte geringe Batteriespeicherkapazität.

Die Aufteilung der saisonalen Speicherung auf den kostengünstigen Wasserstoffspeicher und der kurzzeitigen Speicherung auf den teureren Batteriespeicher ermöglicht in Verbindung mit dem hohen Photovoltaikanteil eine deutliche Reduktion der Energiegestehungskosten im Vergleich zum vorangegangenen Integrationsszenario.

7.2.3 5000 h-Elektrolyse und integriertes Kraftwerk

Das integrierte Kraftwerk ist in diesem Szenario darauf ausgelegt, den elektrischen Bedarf des Hüttenwerks decken zu können. So kann Wasserstoff rückverstromt werden und es muss nicht mehr zwingend elektrische Leistung bezogen werden. Die Energiegestehungskosten sind für dieses Integrationsszenario für Batteriespeicherkapazitäten zwischen 0 und $100 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ und Wasserstoffspeicherkapazitäten zwischen 0 und $300 \text{ kWh}_{\text{H}_2}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ in Abbildung 7.5 dargestellt.

Ohne Wasserstoffspeicher kann das Kraftwerk nicht sinnvoll zur Rückverstromung von Wasserstoff eingesetzt werden, sodass wie bereits bei den vorherigen Integrationsszenarien minimale Energiegestehungskosten von $1400 \text{ €/t}_{\text{Rohstahl}}$ bei einer Batteriespeicherkapazität von $40 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ erreicht werden. Daher sind die installierten Leistungen der erneuerbaren Erzeugung sowie die Abregelungsverluste weiterhin sehr hoch und führen zu diesen hohen Energiegestehungskosten.



Bis zu einer Wasserstoffspeicherkapazität von $25 \text{ kWh}_{\text{H}_2}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ sinken die Energiegestehungskosten auf unter $550 \text{ €/t}_{\text{Rohstahl}}$ ab. Durch den Wasserstoffspeicher kann der Batteriespeicher entlastet werden, wobei Batteriespeicherkapazitäten von unter $0,5 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ ausreichen.

Bei größeren Wasserstoffspeicherkapazitäten hat diese keinen Einfluss mehr auf die Energiegestehungskosten. Der Batteriespeicher führt in diesem Integrationsszenario nur bei steigender Kapazität zu steigenden Energiegestehungskosten. Ohne Batteriespeicher steigen die Energiegestehungskosten nur leicht auf etwa $350 \text{ €/t}_{\text{Rohstahl}}$ an, da durch die Rückverstromungsmöglichkeit im Kraftwerk der Wasserstoffspeicher den Batteriespeicher ersetzen kann. Minimale Energiegestehungskosten von unter $325 \text{ €/t}_{\text{Rohstahl}}$ sind bei Batteriespeicherkapazitäten über $0 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ und bis $1 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ möglich. Steigt die Batteriespeicherkapazität weiter an, steigen auch die Energiegestehungskosten an, da durch die zusätzliche Speicherkapazität die Abregelungsverluste nicht weiter gesenkt werden können.

Die niedrigsten Energiegestehungskosten von $324 \text{ €/t}_{\text{Rohstahl}}$ sind bei einer Batteriespeicherkapazität von $0,57 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ und einer Wasserstoffspeicherkapazität von $219 \text{ kWh}_{\text{H}_2}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ erreichbar. Der erneuerbare Energiemix sowie die Nutzung des Batterie- und Wasserstoffspeichers werden im Folgenden näher beschrieben.

Die erneuerbare Energieerzeugung in Abbildung 7.6 (a) setzt sich aus $1,71 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ Onshore-Windenergie und $1,93 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ Photovoltaik zusammen, der geringsten installierten Gesamtleistung bei konstanter Stahlerzeugung. Die erzeugte Energie vor Abregelung von $4,4 \text{ MWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ bzw. $1,7 \text{ MWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ kann sehr effizient genutzt werden, sodass mit $0,5 \text{ MWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ nur etwa 8 % der Energie abgeregelt werden müssen. Nach Abregelung fluktuiert in diesem Integrationsszenario die erneuerbare Leistung auch in den Sommermonaten stärker als in den vorangegangenen Integrationsszenarien.

Diese stärkeren Fluktuationen sind möglich, da der Batteriespeicher nicht mehr das Hüttenwerk versorgen muss, wenn die erneuerbare Erzeugung unter den konstanten Bedarf des Hüttenwerks von $0,33 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ fällt. Stattdessen wird Wasserstoff im Kraftwerk rückverstromt und die Batteriespeicherkapazität wird nicht mehr über die Dunkelflaute im Dezember vorgegeben. Der Batteriespeicher mit einer installierten Kapazität von $0,57 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ wird nur für kurzfristige Energieausgleiche genutzt. Die Elektrolyse passt ihren Betrieb an die erneuerbare Erzeugung an und wird bei Rückverstromung im Kraftwerk ausgeschaltet. Auch in diesem Integrationsszenario erreicht sie nicht ihre maximale elektrische Leistung von $1 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$.

Da die erneuerbare Erzeugung nur eine geringe saisonale Fluktuation aufweist, muss der Wasserstoffspeicher geringere Energiemengen zwischenspeichern als im vorangegangenen Integrationsszenario und benötigt nur noch eine Kapazität von $219 \text{ kWh}_{\text{H}_2}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$. In der ersten Jahreshälfte wird überwiegend Wasserstoff aus Windenergie sowie in den frühen Sommermonaten Wasserstoff aus Photovoltaik eingespeichert, während in der zweiten Jahreshälfte bei Dunkelflauten Wasserstoff ausgespeichert und im Kraftwerk eingesetzt wird. Bei Rückverstromung steigt der ansonsten konstante Wasserstoffbezug des Hüttenwerks auf maximal $0,5 \text{ kWh}_{\text{H}_2}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ an.

Durch das Kraftwerk kann nicht nur die notwendige Batteriespeicherkapazität deutlich reduziert werden, sondern auch die effiziente Nutzung der erneuerbaren Energien und des Wasserstoffspeichers gesteigert werden.

7.3 Systemintegration einer flexiblen Stahlproduktion

Ein Vorteil der DRP gegenüber dem Hochofen neben der Möglichkeit der Dekarbonisierung ist die grundsätzliche Lagerfähigkeit des DRI, welches als fester Eisenschwamm den Reaktor verlässt. Nachdem das direkt reduzierte Eisen mit Erdgas oder Wasserstoff sowie Stickstoff gekühlt

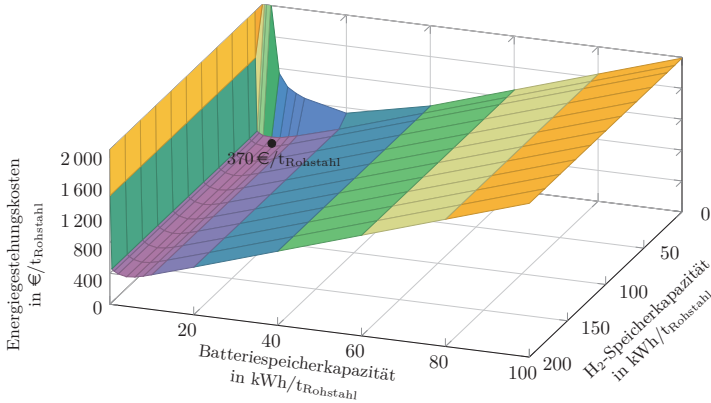


Abbildung 7.7: Energiegestehungskosten pro produzierter Tonne Rohstahl bei flexibler Stahlproduktion und Elektrolyse mit 8000 Volllaststunden

wurde, kann es gelagert und transportiert werden, ohne erneut zu oxidieren. Dadurch kann der Produktionsprozess der DRP von den nachfolgenden Produktionsprozessen der Stahlherstellung entkoppelt werden.

Der EAF wird in sogenannten Chargen betrieben. Zu Beginn wird der EAF mit Schrott und DRI gefüllt und anschließend der Lichtbogen gezündet. Nachdem das Material eingeschmolzen und die gewünschte Temperatur erreicht ist, sodass die metallurgischen Prozesse abgeschlossen sind, wird flüssiger Rohstahl abgelassen und es kann mit einer neuen Charge begonnen werden. Durch diesen Betrieb kann die zu verarbeitende Menge DRI und die produzierte Menge Rohstahl mit jeder Charge angepasst werden.

In diesem Kapitel sollen diese Eigenschaften der DRP und des EAF genutzt werden, um die Produktion zu flexibilisieren. So soll einerseits die Entkopplung der Produktionsprozesse der DRP und des EAF und andererseits eine flexible Produktion pro Stunde in DRP und EAF zwischen 50 % und 150 % untersucht werden. Dabei richtet sich die Produktion der Sekundärmetallurgie und Walzwerke nach der Produktion des EAF.

Insgesamt steigt durch die flexible Produktion der Energiebedarf des Hüttenwerks abhängig des zeitlichen Verlaufs der DRI- und Rohstahlproduktion. So ist für die Kühlung des heißen DRI aus der DRP zusätzlicher Wasserstoff und zur Erhitzung des kalten DRI aus dem Lager im EAF zusätzliche elektrische Energie notwendig.

7.3.1 8000 h-Elektrolyse

Mit einer elektrischen Leistung von $0,6 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ kann die Elektrolyse Wasserstoff mit einer thermischen Leistung von $0,36 \text{ kW}_{\text{H}_2}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ erzeugen. Somit benötigt sie 8000 Volllaststunden zur Deckung des Wasserstoffbedarfs bei konstanter Produktion, für den zusätzlichen Wasserstoffbedarf durch die flexible Produktion steigen die benötigten Volllaststunden an.

In Abbildung 7.7 sind die minimal möglichen Energiegestehungskosten für Batteriespeicherkapazitäten zwischen 0 und $100 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ und Wasserstoffspeicherkapazitäten zwischen 0 und $200 \text{ kWh}_{\text{H}_2}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ dargestellt.

Ohne Wasserstoffspeicher können Energiegestehungskosten von $740 \text{ €/t}_{\text{Rohstahl}}$ bei einer Batteriespeicherkapazität von $20 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ erreicht werden. Im Vergleich zur konstanten Produktion halbieren sich somit sowohl die Energiegestehungskosten als auch die Batteriespeicherkapazität. Durch die flexible Produktion können die Energiebedarfe des Hüttenwerks an die erneuerbare Erzeugung angepasst werden, sodass Batteriespeicherkapazität eingespart werden kann.

Bis zu einer Wasserstoffspeicherkapazität von $10 \text{ kWh}_{\text{H}_2}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ sinken die Energiegestehungskosten auf unter $400 \text{ €/t}_{\text{Rohstahl}}$. Das Minimum der Energiegestehungskosten verschiebt sich zu kleineren Batteriespeicherkapazitäten zwischen 2 und $6 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$.

Ab einer Wasserstoffspeicherkapazität von $10 \text{ kWh}_{\text{H}_2}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ sind die Energiegestehungskosten für steigende Wasserstoffspeicherkapazitäten annähernd konstant, da durch größere Wasserstoffspeicher aufgrund der begrenzten Leistung der Elektrolyse die Nutzung der erneuerbaren Energieerzeugung nicht verbessert werden kann. Bei kleinen Batteriespeicherkapazitäten unter $1 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ muss die installierte Leistung der erneuerbaren Energie so weit erhöht werden, dass die minimale Erzeugungsleistung über dem elektrischen Bedarf des Hüttenwerks liegt. Aufgrund von Dunkelflauten ist jedoch zwingend ein elektrischer Speicher erforderlich und die Energiegestehungskosten steigen ins Unendliche. Zwischen Batteriespeicherkapazitäten von 2 und $6 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ sind minimale Energiegestehungskosten von teilweise unter $380 \text{ €/t}_{\text{Rohstahl}}$ möglich. Anschließend steigen die Energiekosten mit größeren Batteriespeicherkapazitäten an, da die zusätzliche Speichermöglichkeit nicht genutzt werden kann und so nur die hohen Speicherkosten hinzukommen.

Während für sehr kleine und sehr große Batteriespeicherkapazitäten das Niveau der Energiegestehungskosten etwa dem Niveau bei konstanter Produktion in Kapitel 7.2.1 entspricht, liegen die minimal möglichen Energiegestehungskosten im Bereich zwischen 2 und $6 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ etwa 80 € unter den Energiegestehungskosten bei konstanter Produktion. Dies ist zum einen auf die niedrigeren Batteriespeicherkapazitäten und zum anderen auf bessere Nutzung der erneuerbaren Erzeugung durch die flexible Produktion zurückzuführen.

Die geringsten Energiegestehungskosten liegen in diesem Integrationsszenario bei $370 \text{ €/t}_{\text{Rohstahl}}$ bei einer Batteriespeicherkapazität von $4,59 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ und einer Wasserstoffspeicherkapazität von $13 \text{ kWh}_{\text{H}_2}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$. Die erforderliche Batteriespeicherkapazität liegt damit ein 20 % unter der Kapazität bei konstanter Produktion in Kapitel 7.2.1, die erforderliche Wasserstoffspeicherkapazität ist sogar um 90 % gesunken. Im Folgenden ist die erneuerbare Erzeugung sowie die Speichernutzung für die geringsten Energiegestehungskosten detaillierter dargestellt.

Mit einer installierten elektrischen Leistung von $1,68 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ Onshore-Windenergie und $2,68 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ Photovoltaik liegt die insgesamt installierte Leistung etwa 10 % unter der kostengünstigsten Variante bei konstanter Stahlproduktion. Der Anteil Onshore-Windenergie zu Photovoltaik ist dabei vergleichbar zum Szenario mit konstanter Stahlproduktion, sodass in Abbildung 7.8 (a) ähnlicher Verlauf zu erkennen ist. So erzeugt Onshore-Windenergie vor Abregelung $4,34 \text{ MWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ und Photovoltaik nur $2,38 \text{ MWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$.

Wie bereits bei konstanter Produktion in Kapitel 7.2.1 wird die erneuerbare Erzeugung oberhalb von etwa $0,8 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ abgeregelt. Dadurch bleiben in den Wintermonaten Erzeugungsspitzen der Onshore-Windenergie ungenutzt, während in den Sommermonaten überwiegend die Photovoltaikleistung abgeregelt wird. Insgesamt werden mit $0,89 \text{ MWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ etwa 16 % der erneuerbaren Erzeugung abgeregelt. Im Vergleich zur Systemintegration mit konstanter Produktion, wo 23 % abgeregelt wird, kann das Hüttenwerk mit flexibler Produktion die erneuerbare Erzeugung effizienter nutzen.

In Abbildung 7.8 (b) ist die Verteilung der elektrischen Energie auf das Hüttenwerk und die Elektrolyse sowie der Einsatz des Batteriespeichers dargestellt. Der Bezug des Hüttenwerks

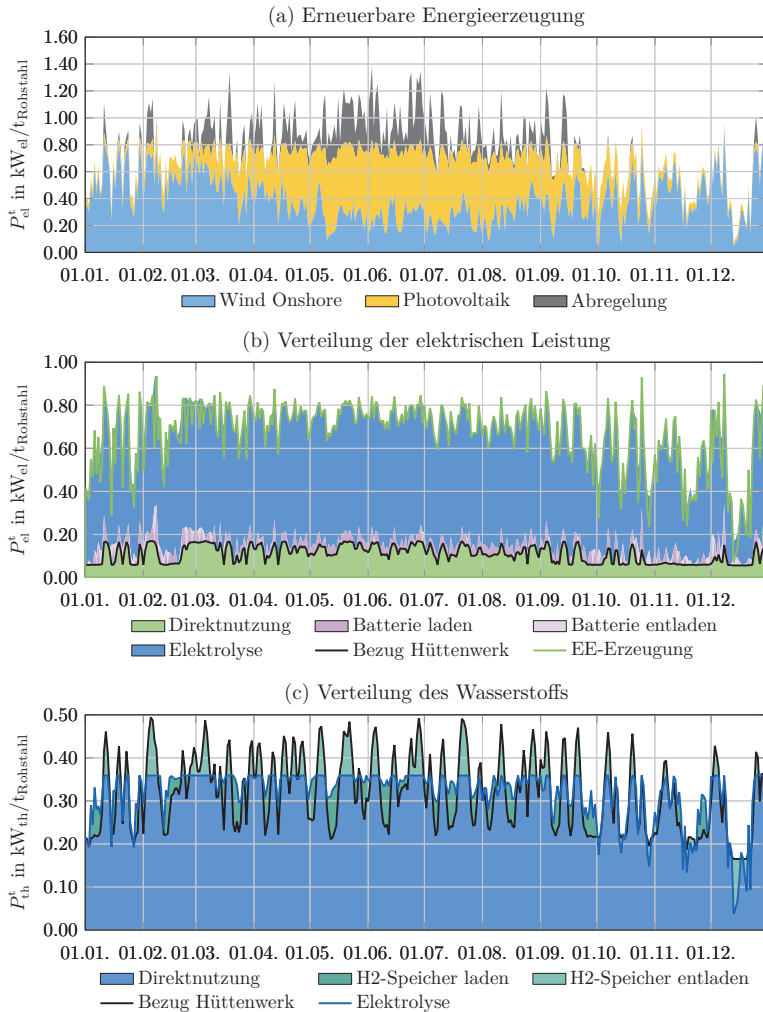


Abbildung 7.8: Kostengünstigste Nutzung der erneuerbaren Energien sowie der Speicher bei flexibler Stahlproduktion und Elektrolyse mit 8000 Volllaststunden

schwankt zwischen $0,06 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ und $0,18 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$, was vor allem auf den flexiblen Betrieb des EAF als größter elektrischer Verbraucher zurückzuführen ist. Dabei folgt der Bezug des Hüttenwerks etwa der erneuerbaren Erzeugung nach Abregelung, sodass die Leistung bei Erzeugungsspitzen soweit möglich erhöht und bei zu geringer Erzeugung soweit möglich gesenkt wird. Der Betrieb des EAF und der nachgelagerten Weiterverarbeitung richtet sich demnach nach der fluktuierenden Erzeugung. Hinzu kommt die Elektrolyse, die aufgrund der eingeschränkten installierten Leistung ihren Betrieb nur bedingt anpassen kann. Der Batteriespeicher ist daher zum einen für die Versorgung des Hüttenwerks während der Dunkelflaute im Dezember und zum anderen zur Verstärkung des Betriebs der Elektrolyse erforderlich.

Der Wasserstoffbezug des Hüttenwerks in Abbildung 7.8 (c) schwankt in diesem Integrations-szenario stärker als die Wasserstoffproduktion der Elektrolyse, da das Hüttenwerk flexibler als die Elektrolyse ist. Bei niedriger Wasserstoffproduktion sinkt der Wasserstoffbezug unter die Wasserstoffproduktion, sodass der Wasserstoffspeicher mit überschüssigem Wasserstoff geladen werden kann. Bei hoher Wasserstoffproduktion wird dann Wasserstoff aus dem Wasserstoffspeicher entladen, um einen höheren Wasserstoffbezug zu ermöglichen. Dadurch ermöglichen die flexible Produktion im Hüttenwerk und der Wasserstoffspeicher trotz unflexibler Elektrolyse eine Anpassung des Wasserstoffbezugs an die erneuerbare Erzeugung zwischen $0,2 \text{ kW}_{\text{H}_2}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ und $0,5 \text{ kW}_{\text{H}_2}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$.

Aufgrund der unflexiblen Elektrolyse kann jedoch der Betrieb der DRP und des EAF nicht entkoppelt werden. Die Wasserstoffproduktion muss verteilt über das gesamte Jahr erfolgen, sodass der elektrische Bezug und der Wasserstoffbezug des Hüttenwerks in diesem Integrations-szenario annähernd parallel verlaufen.

7.3.2 5000 h-Elektrolyse

Mit einer elektrischen Leistung von $1 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ ist die Elektrolyse in diesem Integrations-szenario so ausgelegt, dass sie den Wasserstoffbedarf des Hüttenwerks bei konstanter Produktion in 5000 Volllaststunden decken kann. Bei flexibler Produktion kann je nach Nutzung des DRI-Lagers der Wasserstoffbedarf steigen, sodass dann höhere Volllaststunden erforderlich sind.

Die minimal möglichen Energiegestehungskosten für Batteriespeicherkapazitäten zwischen 0 und $100 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ und Wasserstoffspeicherkapazitäten zwischen 0 und $200 \text{ kWh}_{\text{H}_2}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ sind in Abbildung 7.9 dargestellt.

Ohne Wasserstoffspeicher kann die Flexibilität der größeren Elektrolyse nicht genutzt werden, sodass die Energieversorgung wie beim vorangegangenen Integrations-szenario erfolgt. Daher liegen auch hier die minimal möglichen Energiegestehungskosten bei $740 \text{ €/t}_{\text{Rohstahl}}$ bei einer Batteriespeicherkapazität von $20 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$.

Bis zu einer Wasserstoffspeicherkapazität von $10 \text{ kWh}_{\text{H}_2}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ sinken die Energiegestehungskosten auf unter $350 \text{ €/t}_{\text{Rohstahl}}$. Diese niedrigen Energiegestehungskosten können bereits mit Batteriespeicherkapazitäten von 0,5 bis $5 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ erreicht werden.

Über einer Wasserstoffspeicherkapazität von $15 \text{ kWh}_{\text{H}_2}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ steigen die Energiegestehungskosten kontinuierlich leicht an, da die zusätzliche Kapazität nicht genutzt werden kann und so nur die Speicherkosten hinzukommen. Da keine Möglichkeit der Rückverstromung besteht, muss ein elektrischer Speicher zur Überbrückung von Dunkelflauten eingesetzt werden, sodass für sehr kleine Batteriespeicherkapazitäten die Energiegestehungskosten stark ansteigen. Zwischen Batteriespeicherkapazitäten von 0,5 und $2 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ sind in diesem Bereich Energiegestehungskosten unter $320 \text{ €/t}_{\text{Rohstahl}}$ möglich. Darüber hinaus steigen die Energiegestehungskosten aufgrund der hohen Speicherkosten des Batteriespeichers stark an. Im Vergleich zum Integrations-szenario mit flexibler Elektrolyse und konstanter Stahlproduktion in Kapitel 7.2.2 sind bis

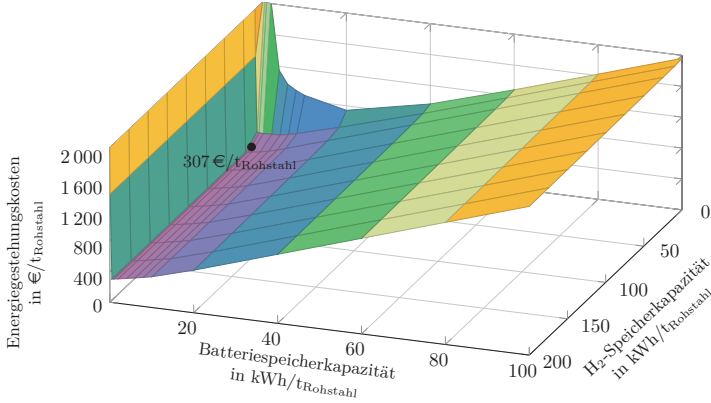


Abbildung 7.9: Energiegestehungskosten pro produzierter Tonne Rohstahl bei flexibler Stahlproduktion und Elektrolyse mit 5000 Volllaststunden

zu 80 € günstigere Energiegestehungskosten zwischen Batteriespeicherkapazitäten von 0,5 und 20 kWh_{el}/t_{Rohstahl}.

Die minimal möglichen Energiegestehungskosten betragen 307 €/t_{Rohstahl} bei einer elektrischen Batteriespeicherkapazität von 0,49 kWh_{el}/t_{Rohstahl} und einer thermischen Wasserstoffspeicherkapazität von 17 kWh_{H₂}/t_{Rohstahl}. Damit liegen diese Kosten 22 € unter den minimalen Energiegestehungskosten in Kapitel 7.2.2.

Die erneuerbare Erzeugung sowie die Verteilung der elektrischen Energie und des Wasserstoffs für die minimalen Energiegestehungskosten werden im Folgenden ausgeführt.

Die Tagesmittelwerte der erneuerbaren Erzeugung für minimale Energiegestehungskosten sind in Abbildung 7.10 (a) dargestellt. Vergleichbar zum Integrationsszenario mit flexibler Elektrolyse und konstanter Produktion in Kapitel 7.2.2 wird vermehrt kostengünstige Photovoltaikenergie genutzt, sodass die erneuerbare Energieerzeugung im Sommer höher als im Winter ist. So werden 1,60 kW_{el}/t_{Rohstahl} Onshore-Windenergie und 2,21 kW_{el}/t_{Rohstahl} Photovoltaik installiert. Diese erzeugen vor Abregelung 4,15 MWh_{el}/t_{Rohstahl} bzw. 1,96 MWh_{el}/t_{Rohstahl}, wovon mit 0,48 MWh_{el}/t_{Rohstahl} 8 % abgeregelt werden. Diese Abregelungsmenge ist das wirtschaftliche Optimum zwischen den Kosten für zusätzliche Speicherkapazitäten und den Stromgestehungskosten für die abgeregelt Energie.

Die Verteilung der elektrischen Energie in Abbildung 7.10 (b) zeigt den Bezug des Hüttenwerks vermehrt in den Wintermonaten und den Bezug der Elektrolyse vermehrt in den Sommermonaten. Somit wird der EAF mit Onshore-Windenergie betrieben, da sein Leistungsbezug mit jeder Charge angepasst werden kann. Folglich kann die Stahlproduktion in Windspitzen auf 150 % erhöht und bei Flaute auf 50 % reduziert werden.

In der Elektrolyse wird kostengünstige Photovoltaikenergie zur Wasserstoffproduktion verwendet, um die Kosten trotz Wirkungsgradverlusten gering zu halten. Damit die Elektrolyse in dieser Zeit mit möglichst hoher Leistung betrieben werden kann, wird der elektrische Bezug des Hüttenwerks auf etwa 0,1 kW_{el}/t_{Rohstahl} reduziert.

Im Unterschied zum vorangegangenen Integrationsszenario ist die Wasserstofferzeugung der

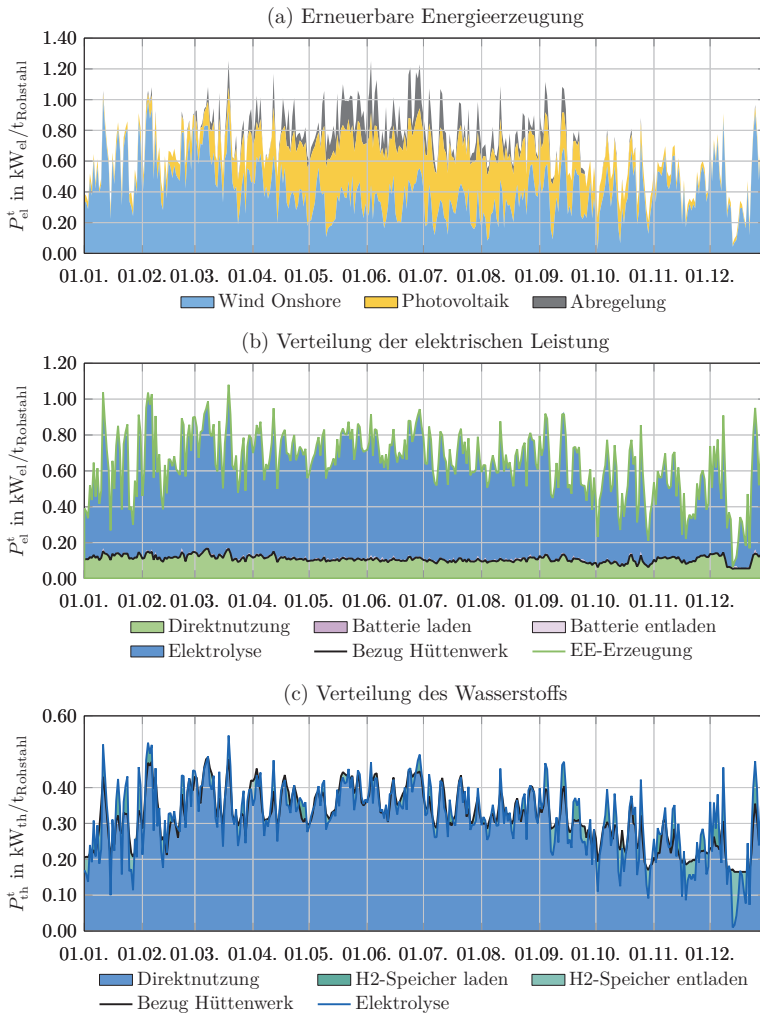


Abbildung 7.10: Kostengünstigste Nutzung der erneuerbaren Energien sowie der Speicher bei flexibler Stahlproduktion und Elektrolyse mit 5000 Volllaststunden

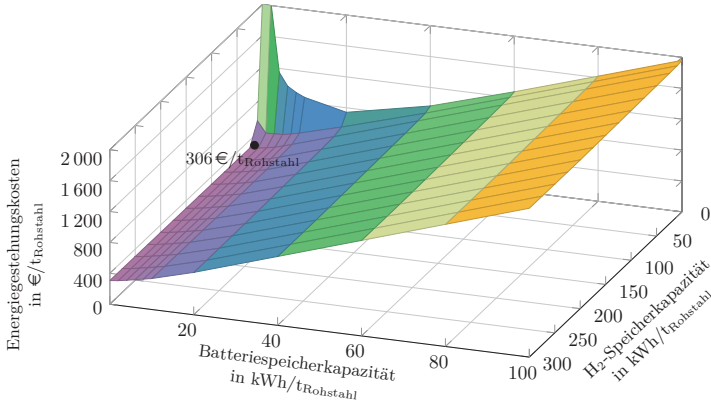


Abbildung 7.11: Energiegestehungskosten pro produzierter Tonne Rohstahl bei flexibler Stahlproduktion, Elektrolyse mit 5000 Volllaststunden und integriertem Kraftwerk

Elektrolyse in Abbildung 7.10 (c) wieder dynamischer als der Bezug des Hüttenwerks. Um einen großen Wasserstoffspeicher zu vermeiden und die erneuerbare Erzeugung bestmöglich zu nutzen folgt der Bezug des Hüttenwerks der Wasserstoffproduktion der Elektrolyse, welche wiederum der erneuerbaren Erzeugung folgt. Als größter Wasserstoffverbraucher wird dafür die Produktion der DRP in die Sommermonate verlegt, sodass die DRI-Produktion bei hoher Photovoltaikeinspeisung auf 150 % erhöht wird. In den Wintermonaten wird die Produktion dann bei geringer erneuerbarer Einspeisung auf 50 % gesenkt. Der Wasserstoffspeicher gleicht einerseits die lange Dunkelflaute im Dezember aus und verstetigt andererseits die dynamische Wasserstoffherzeugung der Elektrolyse für die vergleichsweise weniger dynamischer DRP.

In diesem Integrationsszenario wird das DRI-Lager zur saisonalen Entkopplung des elektrischen Energiebedarfs und des Wasserstoffbedarfs genutzt und ersetzt damit große Wasserstoffspeicher zur saisonalen Energiespeicherung. In den Sommermonaten wird das Lager von der DRP gefüllt und in den Wintermonaten wieder von EAF geleert. Da der Energiebedarf der DRP in höher des EAF ist, ergänzen sich beide und ermöglichen einen erneuerbaren Erzeugungsmix mit hohen Photovoltaikanteil.

7.3.3 5000 h-Elektrolyse und integriertes Kraftwerk

Das integrierte Kraftwerk ist so wie im Integrationsszenario mit konstanter DRI- und Stahlproduktion in Kapitel 7.2.3 ausgelegt. Somit kann es nur den elektrischen Energiebedarf des Hüttenwerks bis zu 100 % Produktion decken. Da die Ergebnisse in Kapitel 7.2.3 bereits zeigen, dass das Kraftwerk nur selten bei geringen erneuerbaren Erzeugungsleistungen eingesetzt wird, ist in diesem Integrationsszenario eh nicht davon auszugehen, dass dann eine hohe Produktion angesetzt wird.

Für Batteriespeicherkapazitäten zwischen 0 und 100 kWh_{el}/t_{Rohstahl} und Wasserstoffspeicherkapazitäten zwischen 0 und 300 kWh_{H₂}/t_{Rohstahl} sind die Energiegestehungskosten in Abbildung 7.11 abgebildet.

Ohne Wasserstoffspeicher kann weder die Flexibilität der Elektrolyse noch das integrierte Kraftwerk genutzt werden, sodass die Energiegestehungskosten denen im ersten Integrationszenario mit flexibler Produktion in Kapitel 7.3.1 entsprechen. Daher werden auch hier ohne Wasserstoffspeicher nur minimale Energiegestehungskosten von $740 \text{ €/t}_{\text{Rohstahl}}$ bei einer Batteriespeicherkapazität von $20 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ erreicht.

Mit größer werdendem Wasserstoffspeicher sinken die Energiegestehungskosten bis zu einer Kapazität von $10 \text{ kWh}_{\text{H}_2}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ auf etwa $400 \text{ €/t}_{\text{Rohstahl}}$. Die notwendige Batteriespeicherkapazität sinkt dabei auf 2 bis $6 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ ab, wobei die Energiegestehungskosten unter $2 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ auf etwa $550 \text{ €/t}_{\text{Rohstahl}}$ ansteigen.

Ab einer Wasserstoffspeicherkapazität von über $15 \text{ kWh}_{\text{H}_2}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ sind für Energiegestehungskosten unter $350 \text{ €/t}_{\text{Rohstahl}}$ nur noch elektrische Batteriespeicherkapazitäten zwischen 0 und $2 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ erforderlich. Durch die Rückverstromungsmöglichkeit im Kraftwerk kann für die wenigen Stunden im Jahr, an denen die erneuerbare Erzeugung nicht zur Deckung des elektrischen Bedarfs des Hüttenwerks reicht, auf einen Batteriespeicher verzichtet werden.

Daher können die minimal möglichen Energiegestehungskosten von $306 \text{ €/t}_{\text{Rohstahl}}$ bei einer Batteriespeicherkapazität von $0,29 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ und einer Wasserstoffspeicherkapazität von $18 \text{ kWh}_{\text{H}_2}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ erreicht werden. Die Energieversorgung für dieses Kostenoptimum wird nachfolgend detaillierter beschrieben.

Der grundsätzliche Verlauf der erneuerbaren Erzeugung in Abbildung 7.12 (a) entspricht der Erzeugung im vorangegangenen Integrationszenario in Kapitel 7.3.2. So überwiegt die Erzeugung der Photovoltaik in den Sommermonaten, während in den Wintermonaten die Erzeugung der Onshore-Windenergie stärker fluktuiert. Die installierten Leistungen für minimale Energiegestehungskosten belaufen sich auf $1,64 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ Onshore-Windenergie und $2,13 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ Photovoltaik. Diese erzeugen vor Abregelung $4,24 \text{ MWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ bzw. $1,89 \text{ MWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ erneuerbare Energie, wovon insgesamt $0,5 \text{ MWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ abgeregelt werden. Diese abgeregelte Energiemenge entspricht 8 % der Erzeugung und damit wie bereits im vorherigen Integrationszenario dem wirtschaftlichen Optimum zwischen den Kosten für zusätzliche erneuerbare Energien auf der einen und zusätzlichen Speichern auf der anderen Seite.

Der Bezug elektrischer Energie des Hüttenwerks in Abbildung 7.12 (b) liegt zwischen September und Februar vermehrt bei $0,16 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$, da dann die Stahlproduktion auf 150 % erhöht wird. In den Sommermonaten hingegen werden nur durchschnittlich $0,10 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ bezogen und die Stahlproduktion wird entsprechend reduziert. Der Betrieb der Elektrolyse verhält sich dazu gegensätzlich. So wird Wasserstoff mit günstiger erneuerbarer Energie der Photovoltaik produziert, um die Kosten für die Verluste durch den Wirkungsgrad von 60 % zu senken.

Durch die flexible DRI- und Stahlproduktion und der Rückverstromungsmöglichkeit im Kraftwerk kann der elektrische Energiebedarf des Hüttenwerks während der Dunkelflaute im Dezember vollständig gedeckt werden. Daher reicht ein kleiner Batteriespeicher aus, um die erneuerbare Erzeugung effizienter zu nutzen und den Betrieb der Elektrolyse zu optimieren.

Um einen großen Wasserstoffspeicher einzusparen, wird die DRI-Produktion der DRP und somit der Wasserstoffbezug des Hüttenwerks in Abbildung 7.12 (c) an den Betrieb der Elektrolyse angepasst. Von März bis September wird dafür die Produktion gesteigert, sodass der Wasserstoffbezug auf bis zu $0,45 \text{ kWh}_{\text{H}_2}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ ansteigt. Insbesondere im November und Dezember wird die Produktion reduziert, sodass der Wasserstoffbezug auf etwa $0,2 \text{ kWh}_{\text{H}_2}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ beschränkt werden kann. Da die Dynamik der DRP von den verfahrenstechnischen Prozessen im Reaktor eingeschränkt wird, gleicht ein Wasserstoffspeicher die der erneuerbaren Erzeugung folgende dynamische Wasserstoffherzeugung aus. Dabei muss Wasserstoff größtenteils nur kurzfristig gespeichert werden. Die Kapazität des Wasserstoffspeichers wird vom Bedarf des Hüttenwerks

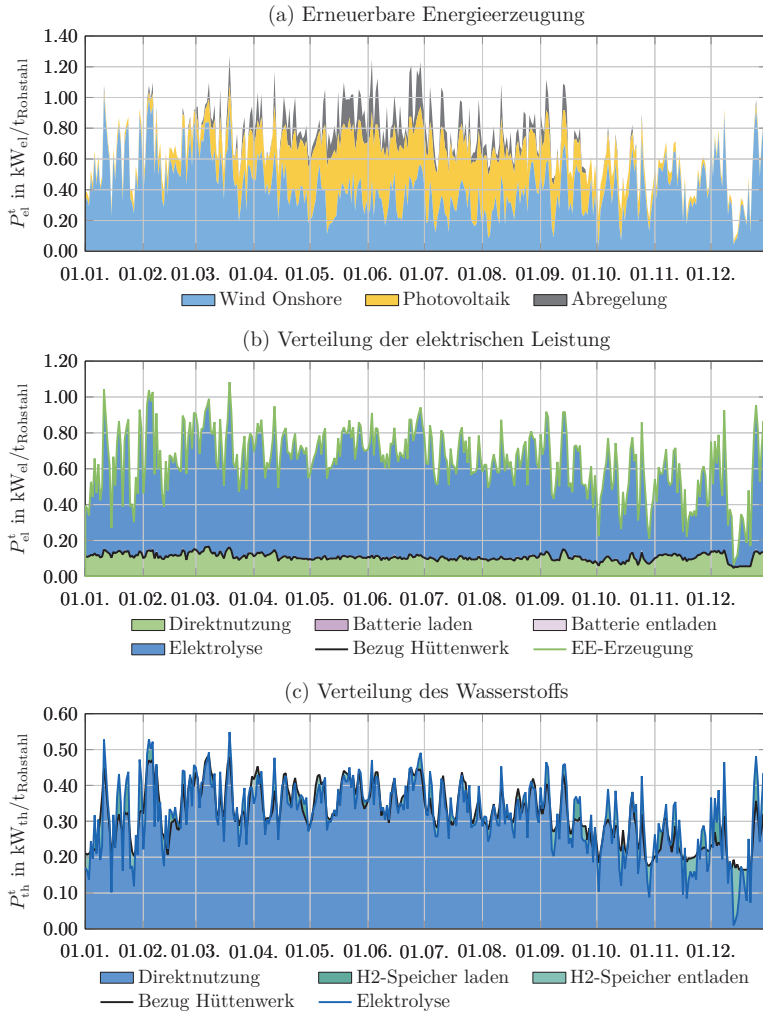


Abbildung 7.12: Kostengünstigste Nutzung der erneuerbaren Energien sowie der Speicher bei flexibler Stahlproduktion und Elektrolyse mit 5000 Volllaststunden und integriertem Kraftwerk

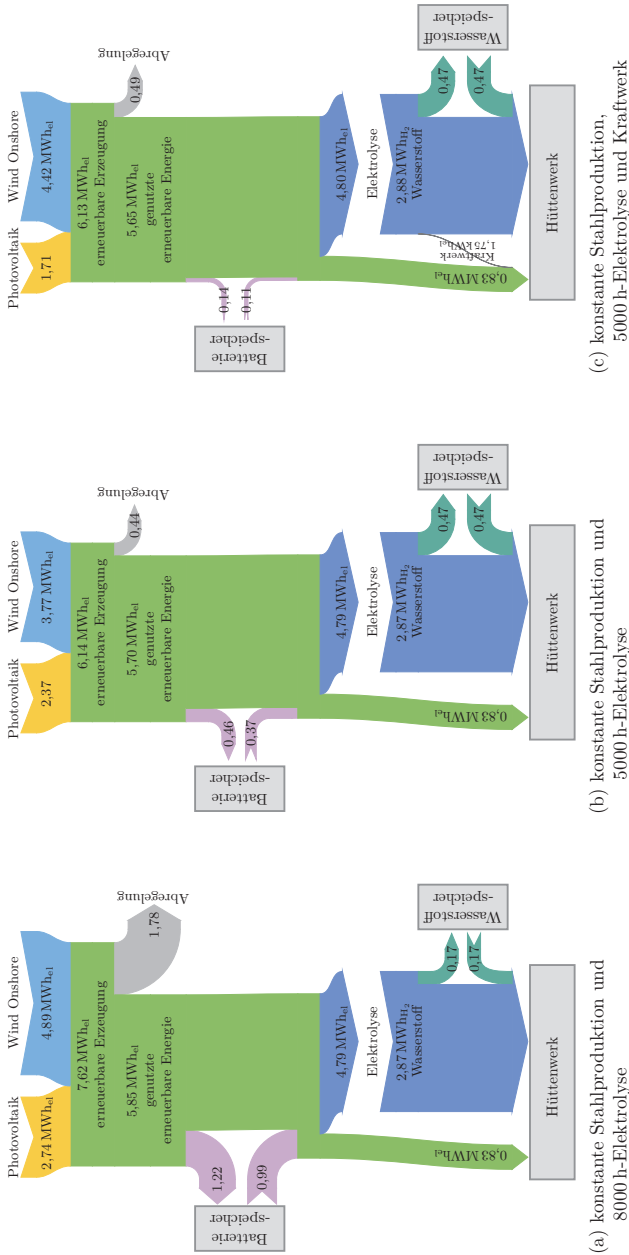


Abbildung 7.13: Energieflüsse pro Tonne Rohstahl der untersuchten Integrationszenarien

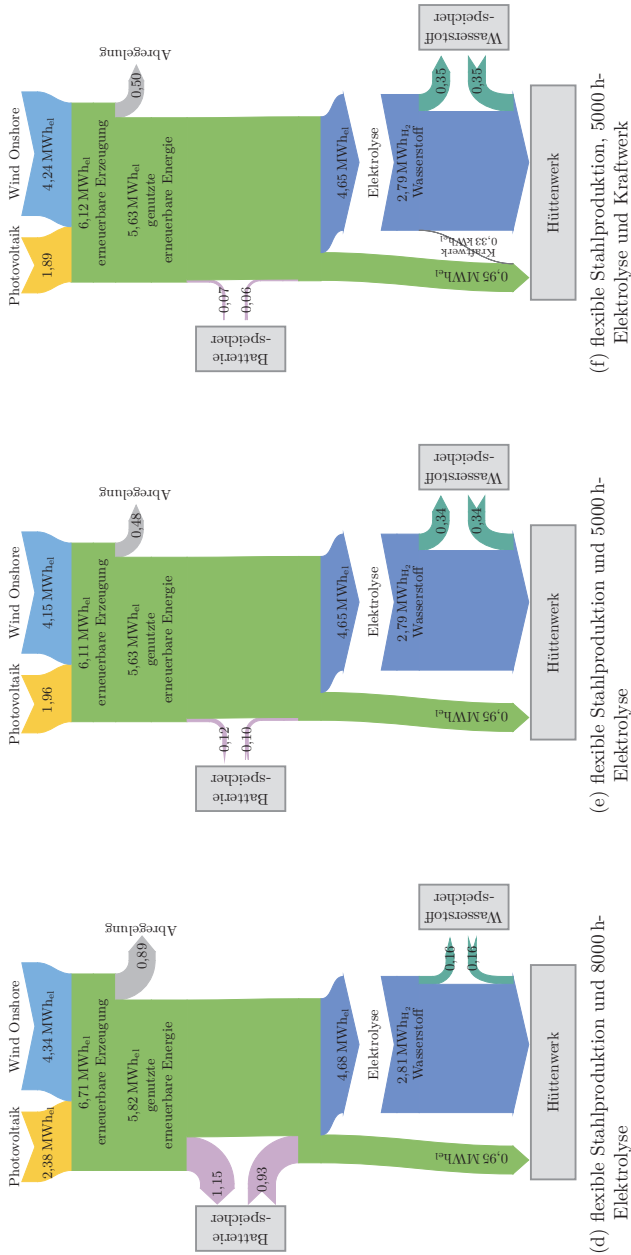


Abbildung 7.13: Energieflüsse pro Tonne Rohstahl der untersuchten Integrationszenarien (Forts.)

während der Dunkelflaute im Dezember bestimmt. Während dieser Dunkelflaute sichert der Wasserstoffspeicher den Betrieb des Hüttenwerks.

Wie bereits im Integrationsszenario mit flexibler Elektrolyse und flexibler Produktion wird der Wasserstoffbedarf des Hüttenwerks über das DRI-Lager vom elektrischen Bedarf entkoppelt. So wird die kostengünstige Energie der Photovoltaik in den Sommermonaten in Form von DRI gespeichert und in den Wintermonaten im EAF eingesetzt, sodass dann niedrigere installierte Leistung der Onshore-Windenergie ausreichen.

7.4 Vergleich verschiedener Integrationsszenarien

Die in den vorangegangenen Kapiteln beschriebenen Szenarien werden in diesem Kapitel anhand der installierten Leistungen der erneuerbaren Energien und deren Energieerzeugung, anhand des Batterie- und Wasserstoffspeicherbedarfs sowie anhand der Energiegestehungskosten verglichen. Dafür sind zunächst in Abbildung 7.13 die Energieflüsse je untersuchtem Integrationsszenario in Sankey-Diagrammen dargestellt.

Bei konstanter Stahlproduktion in Abbildung 7.13 (a) bis (c) ist der Bezug von elektrischer Energie und von Wasserstoff in jedem Integrationsszenario gleich. Dahingegen steigt bei flexibler Stahlproduktion in Abbildung 7.13 (d) bis (f) der elektrische Energiebezug während weniger Wasserstoff eingesetzt wird. Dies ist auf die Zwischenlagerung des DRI zurückzuführen: Zum einen wird im EAF mehr elektrische Energie benötigt, um das kalte DRI aus dem Lager einzuschmelzen, im Vergleich zum Einsatz von warmen DRI direkt aus der DRP. Zum anderen wird zur Kühlung des DRI vor der Einlagerung Stickstoff eingesetzt, welcher mithilfe von Wasserstoff erhitzt wird. Durch die Nutzung des dabei entstehenden Abgases im Prozessgaserhitzer der DRP kann dort Wasserstoff eingespart werden, sodass der Gesamtwasserstoffbedarf sinkt.

Je weniger Energie in der Batterie zwischengespeichert wird, desto weniger erneuerbare Energie muss erzeugt werden. Bei einer Elektrolyse mit 8000 Volllaststunden werden sowohl bei konstanter als auch bei flexibler Stahlproduktion etwa 20 % der genutzten Energie zwischengespeichert. Aufgrund des Speicherwirkungsgrads von 90 % muss daher 4 % mehr erneuerbare Energie genutzt wird (vgl. Abb. 7.13 (a) und (d)). Bei konstanter Stahlproduktion mit 5000 h-Elektrolyse sinkt die zu speichernde Energiemenge pro Jahr auf 8 %, dementsprechend sinkt auch die genutzt erneuerbare Energiemenge. Wird zusätzlich ein integriertes Kraftwerk genutzt und/oder die Stahlproduktion flexibilisiert, müssen nur noch etwa 2 % der genutzten erneuerbaren Energie zwischengespeichert werden.

Hingegen hat die Zwischenspeicherung von Wasserstoff in der Wasserstoffkaverne aufgrund des sehr hohen Wirkungsgrads von 97 % keinen nennenswerten Einfluss auf die von der Elektrolyse erzeugte Wasserstoffmenge. Diese steigt nur durch den Einsatz eines integrierten Kraftwerks um 0,3 % bzw. sinkt bei flexibler Stahlproduktion aufgrund der Abgasnutzung des DRI-Kühlers.

Zur besseren Übersichtlichkeit sind in Abbildung 7.13 die Dampfmengen nicht abgebildet. So erzeugen auf der einen Seite einige Komponenten im Hüttenwerk einen 20 bar-Dampfüberschuss: Die DRP erzeugt $0,12 \text{ t/t}_{\text{Rohstahl}}$, der EAF $1,05 \text{ t/t}_{\text{Rohstahl}}$ und das Warmwalzwerk $0,10 \text{ t/t}_{\text{Rohstahl}}$ 20 bar-Dampf. In Summe geben diese Komponenten demnach $1,27 \text{ t}$ 20 bar-Dampf pro Tonne Rohstahl an das Hüttenwerk ab. Auf der anderen Seite verbrauchen einige Komponenten im Hüttenwerk 20 bar- und 6 bar-Dampf: Im Stahlwerk werden $0,02 \text{ t/t}_{\text{Rohstahl}}$ und im Warmwalzwerk $0,03 \text{ t/t}_{\text{Rohstahl}}$ 6 bar-Dampf benötigt. Das Kaltwalzwerk und die Oberflächenveredelung verbrauchen $0,05 \text{ t/t}_{\text{Rohstahl}}$ 20 bar- und 6 bar-Dampf. Dies führt zu einem Gesamtdampfbedarf im Hüttenwerk von $0,10 \text{ t/t}_{\text{Rohstahl}}$ 6 bar-Dampf führt. Dies führt zu abgeblasenen Dampfmengen von etwa $1,2 \text{ t/t}_{\text{Rohstahl}}$.

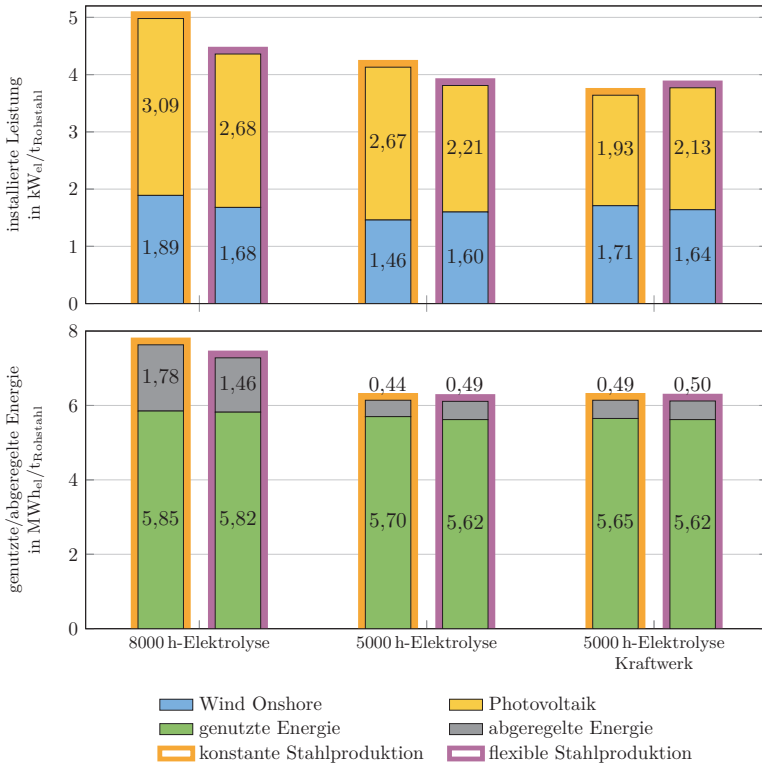


Abbildung 7.14: **Vergleich der installierten Leistungen und der Abregelung der erneuerbaren Energien für verschiedene Integrationsszenarien:** Bei allen Szenarien wird im Optimum keine Offshore-Windenergie eingesetzt, da diese etwa 30 % teurer als Onshore-Windenergie ist. Durch eine flexiblere Elektrolyse kann die erneuerbare Erzeugung effizienter genutzt werden, sodass sich der Mix hin zur kostengünstigeren Photovoltaik verschiebt und die abgeregelte Energiemenge um 75 % sinkt. Eine abgeregelte Energiemenge von etwa 8 % stellt das wirtschaftliche Optimum dar. Die Weiternutzung eines integrierten Kraftwerks hat auf den Einsatz der erneuerbaren Energien direkt keinen Einfluss, da es aber die Nutzung kleinerer Speicher ermöglicht, sind bis zu 10 % höhere Abregelungsmengen wirtschaftlich.

Erneuerbare Energien In Abbildung 7.14 ist die installierte Leistung der erneuerbaren Energien und deren Abregelung für eine kostenminimierte Energieversorgung dargestellt. In keinem Szenario wird Offshore-Windenergie eingesetzt, da es mit Stromgestehungskosten von 77,65 €/MWh [48, S. 29] die teuerste Energiequelle ist.

Beim Einsatz einer Elektrolyse mit einer elektrischen Leistung von $0,6 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ werden pro Tonne Rohstahl insgesamt $4,98 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ installierte Leistung erneuerbarer Energien benötigt. Diese installierte Leistung teilt sich auf $1,89 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ Onshore-Wind und $3,09 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ Photovoltaik auf. Dadurch wird eine im Jahresverlauf gleichmäßig vorhandene erneuerbare Energiemenge gewährleistet und der Batteriespeicherbedarf für einen saisonalen Ausgleich gesenkt. Dabei überwiegt Onshore-Wind bei der Energieversorgung mit $4,89 \text{ MWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ im Jahr im zu $2,74 \text{ MWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ aus Photovoltaik. Davon werden jedoch mit $1,78 \text{ MWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ etwa ein Drittel abgeregelt, im Vergleich zu den anderen Integrationsszenarien die höchste Energiemenge.

Eine größere Elektrolyse mit einer elektrischen Leistung von $1 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ bietet Flexibilität auf der Verbraucherseite, sodass eine stärkere Fluktuation des erneuerbaren Energiemixes möglich ist. Dadurch sinkt die insgesamt installierte Leistung der erneuerbaren Energien auf $4,13 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ an. Der Mix verschiebt sich dabei leicht hin zur Photovoltaik, welche 65 % des kostenminimierten Energiemixes ausmacht. Dennoch sinkt die Energieerzeugung der Photovoltaik leicht auf $2,34 \text{ MWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$, während die Energieerzeugung der Onshore-Windenergie auf $3,77 \text{ MWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ um über 20 % sinkt. Somit wird 20 % weniger Energie erzeugt, wovon durch die flexiblere Elektrolyse 25 % weniger abgeregelt werden muss.

Durch die Nutzung eines integrierten Kraftwerks wird zusätzlich der elektrische Bezug des Hüttenwerks flexibilisiert. Durch die geringere Nutzung des Batteriespeichers sinkt die benötigte Energiemenge, sodass die installierte Gesamtleistung auf $3,64 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ sinkt. Dabei wird wieder mehr Onshore-Windenergie eingesetzt, sodass sich der Energiemix in etwa gleichen Teilen aus Onshore-Windenergie und Photovoltaik zusammensetzt. Die abgeregelt Energiemenge steigt um knapp 10 % auf $0,49 \text{ MWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ an. Dennoch führen die niedrigeren Speicherverluste zu einer gesunkenen Energieerzeugung von $6,13 \text{ MWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$, wovon über 70 % von der Onshore-Windenergie bezogen werden.

Eine flexible Produktion des Hüttenwerks ermöglicht einen flexiblen Bezug sowohl von elektrischer Energie als auch von Wasserstoff. So kann bei Nutzung einer kleinen unflexiblen Elektrolyse mit einer elektrischen Leistung von $0,6 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ durch die flexible Produktion die installierte Leistung der erneuerbaren Energien um 12,5 % auf $4,36 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ gesenkt werden. Dabei bleibt das Verhältnis von Photovoltaik zu Onshore-Windenergie etwa gleich. Der Energiebezug sinkt auf $2,38 \text{ MWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ aus Photovoltaik und $4,34 \text{ MWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ aus Onshore-Windenergie. Somit kann durch eine größere Elektrolyse mehr erneuerbare Energieerzeugungsleistungen eingespart werden, als durch eine flexible Produktion bei kleinerer Elektrolyse.

Eine deutlich effizientere Nutzung der erneuerbaren Erzeugung erreicht die Kombination der flexiblen Produktion und einer größeren Elektrolyse mit einer elektrischen Leistung von $1 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$. Die hohe Flexibilität ermöglicht die niedrigsten installierten elektrischen Leistungen von $1,60 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ Onshore-Wind und $2,21 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ Photovoltaik. Durch die geringe Nutzung des Batteriespeichers muss nur noch $6,11 \text{ MWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ erneuerbare Energie erzeugt werden, wovon etwa 8 % abgeregelt wird.

Durch die zusätzliche Nutzung eines integrierten Kraftwerks steigt die abgeregelt Energiemenge wieder leicht auf $0,50 \text{ MWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ an, während die insgesamt erzeugte Energiemenge annähernd gleich bleibt. Diese wird von etwas mehr Onshore-Windenergieanlagen und etwas weniger Photovoltaikanlagen erzeugt.

Die Kosten für die erneuerbare Energiebereitstellung sinken von $330 \text{ €/t}_{\text{Rohstahl}}$ bei konstanter Produktion und einer kleinen Elektrolyse auf bis zu $268 \text{ €/t}_{\text{Rohstahl}}$ bei flexibler Produktion und einer großen Elektrolyse. Durch die Nutzung eines integrierten Kraftwerks steigen bei konstanter Stahlproduktion diese Kosten um 6 % an. Dies ist auf die Nutzung der Speicher zurückzuführen, die im nächsten Abschnitt näher erläutert werden. Zusammenfassend kann durch zusätzliche Flexibilitäten der Bedarf an die fluktuierende erneuerbare Erzeugung angepasst werden, sodass zum einen vermehrt günstigere Photovoltaikenergie und zum anderen die erzeugte Energie effizienter genutzt wird.

Speicherbedarf Abbildung 7.15 verdeutlicht den Einfluss vorhandener Flexibilität auf den Batterie- und Wasserstoffspeicherbedarf.

Bei konstanter Produktion und kleiner Elektrolyse mit einer elektrischen Leistung von $0,6 \text{ kW/t}_{\text{Rohstahl}}$ bedarf es mit $5,70 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ den größten Batteriespeicher im Vergleich mit den anderen Integrationsszenarien. Gleichzeitig ist im Vergleich zu den Integrationsszenarien mit konstanter Produktion der Wasserstoffspeicherbedarf mit $140 \text{ kWh}_{\text{H}_2}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ am geringsten. Diese Speicherbedarfe sind auf den unflexiblen Betrieb der Elektrolyse und dem konstanten elektrischen Energiebedarf des Hüttenwerks zurückzuführen. Die fluktuierende erneuerbare Erzeugung muss so größtenteils auf der elektrischen Seite kurzzeitig bis saisonal gespeichert werden. Die Elektrolyse kann nur geringe Überschüsse bei hoher erneuerbarer Erzeugung produzieren, sodass für den Wasserstoffspeicher nur geringe Mengen zur Verfügung stehen. Dadurch muss der Batteriespeicher mangelnde Erzeugung sowohl für das Hüttenwerk als auch für die Elektrolyse ausgleichen.

Eine höhere elektrische Leistung der Elektrolyse von $1 \text{ kW/t}_{\text{Rohstahl}}$ bietet dem System Flexibilitäten, sodass der Batteriespeicher entlastet und mehr Energie in Form von Wasserstoff gespeichert werden kann. Der Batteriespeicherbedarf sinkt um zwei Drittel auf $1,53 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$, da auf der elektrischen Seite nur noch Energie für den elektrischen Bedarf des Hüttenwerks gespeichert werden muss. Die Elektrolyse kann Erzeugungsspitzen direkt in Wasserstoff umwandeln, sodass sich der Wasserstoffspeicherbedarf auf $282 \text{ kWh}_{\text{H}_2}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ verdoppelt und die saisonale Speicherung günstiger Photovoltaikenergie ermöglicht. Durch die höhere Leistung der Elektrolyse erfolgt die Energiespeicherung kostengünstiger und effizienter, da Wasserstoffspeicher niedrigere Speicherkosten und einen höheren Speicherwirkungsgrad als Batteriespeicher aufweisen.

Wird zusätzlich ein integriertes Kraftwerk zur Rückverstromung von Wasserstoff im Hüttenwerk eingesetzt, kann der Batteriespeicherbedarf deutlich auf $0,57 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ gesenkt werden. Diese geringe Kapazität wird zur Verbesserung des Elektrolysebetriebs genutzt. Da in diesem Integrationsszenario wieder vermehrt Onshore-Windenergie eingesetzt wird, sinkt der saisonale Speicherbedarf und damit verbunden der Wasserstoffspeicherbedarf um 22 % auf $219 \text{ kWh}_{\text{H}_2}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$. Aus systemtechnischer Sicht sind somit die Verluste der Umwandlung elektrischer Energie in Wasserstoff und der anschließenden Rückverstromung im integrierten Kraftwerk kostengünstiger als ein 50-mal größerer Batteriespeicher.

Eine Flexibilisierung und Entkopplung der DRI- und Stahlproduktion senkt den Speicherbedarf insgesamt deutlich. Der elektrische Speicherbedarf ist bei unflexibler kleiner Elektrolyse mit einer elektrischen Leistung von $0,6 \text{ kW/t}_{\text{Rohstahl}}$ dennoch mit $4,59 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ sehr hoch, da der Batteriespeicher die fluktuierende Energieerzeugung für die Elektrolyse verstetigen muss. Der Wasserstoffspeicherbedarf sinkt auf $13 \text{ kWh}_{\text{H}_2}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$, etwa einem Zehntel des Bedarfs bei konstanter Produktion, indem die Produktion des Hüttenwerks und der damit verbundene Wasserstoffbedarf an den Elektrolysebetrieb angepasst wird.

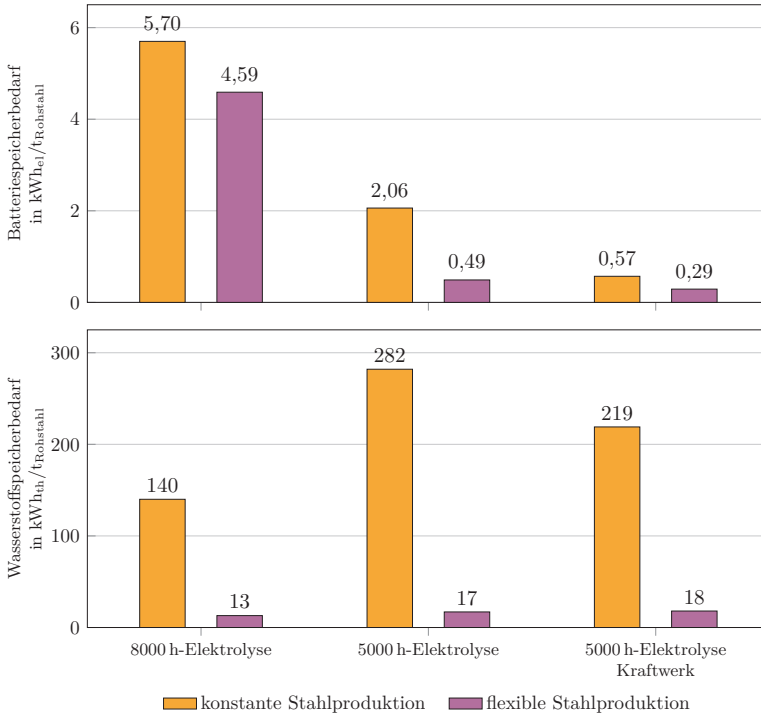


Abbildung 7.15: **Vergleich des Batterie- und Wasserstoffspeicherbedarfs für verschiedene Integrationszenarien:** Eine unflexible Elektrolyse erfordert die Zwischenspeicherung elektrischer Energie auch über längere Zeiträume und somit große Batteriespeicher, während der Wasserstoffspeicher nur für kurzzeitige Zwischenspeicherungen genutzt werden kann. Durch eine größere Elektrolyse kann die Energie kostengünstiger in Form von Wasserstoff saisonal gespeichert werden, sodass sich der Batteriespeicherbedarf mehr als halbiert und sich der Wasserstoffspeicherbedarf verdreifacht. Durch eine flexible Produktion des Hüttenwerks kann der Leistungsbedarf an die Energieerzeugung angepasst werden, sodass der Speicherbedarf deutlich sinkt.

Kommt zur flexiblen Produktion eine größere und damit flexiblere Elektrolyse mit einer elektrischen Leistung von $1 \text{ kW/t}_{\text{Rohstahl}}$ hinzu, kann wie bereits bei der konstanten Produktion ein Teil der Energiespeicherung von der elektrischen Seite auf die Wasserstoffseite verschoben werden. So sinkt der Batteriespeicherbedarf um 90 % auf $0,49 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$, während der Wasserstoffspeicherbedarf auf $17 \text{ kWh}_{\text{H}_2}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ um die Hälfte ansteigt. Insbesondere die saisonale Speicherung der überschüssigen Photovoltaikenergie in diesem Szenario entfällt, da nun die Produktion und somit der Energiebedarf des Hüttenwerks saisonal angepasst wird.

Bei Nutzung des integrierten Kraftwerks bei flexibler Produktion kann der Batteriespeicherbedarf auf ein Minimum von $0,29 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$, stattdessen steigt der Wasserstoffspeicherbedarf leicht auf $18 \text{ kWh}_{\text{H}_2}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ an. So kann zusätzlich Wasserstoff für die Rückverstromung gespeichert werden.

Die Gesamtspeicherkosten können durch eine flexible Produktion und eine flexible Elektrolyse von $82,90 \text{ €/t}_{\text{Rohstahl}}$ auf bis zu $8,60 \text{ €/t}_{\text{Rohstahl}}$ gesenkt werden. Mit Nutzung des integrierten Kraftwerks sind sogar Speicherkosten von $6,00 \text{ €/t}_{\text{Rohstahl}}$ möglich. Durch die Flexibilisierung wird also mehr erneuerbare Erzeugung direkt genutzt, was nicht nur effizienter, sondern auch kostengünstiger ist.

Energiegestehungskosten In Abbildung 7.16 sind die minimal möglichen Energiegestehungskosten pro produzierte Tonne Rohstahl eines zukünftigen Hüttenwerks für verschiedene Integrations-szenarien dargestellt. Die Energiegestehungskosten enthalten die Stromgestehungskosten der erneuerbaren Energieerzeugung, die Leistungskosten für die Elektrolyse sowie die Speicherkosten für Batterie- und Wasserstoffspeicher.

Bei konstanter Produktion und kleiner Elektrolyse mit einer elektrischen Leistung von $0,6 \text{ kW/t}_{\text{Rohstahl}}$ liegen die Energiegestehungskosten bei $429 \text{ €/t}_{\text{Rohstahl}}$, da große Mengen der erneuerbaren Erzeugung nicht genutzt werden und ein großer und damit teurer Batteriespeicher erforderlich ist. So liegen die Kosten für die erneuerbare Energieerzeugung bei $330 \text{ €/t}_{\text{Rohstahl}}$, für die Elektrolyse bei $18 \text{ €/t}_{\text{Rohstahl}}$ und für die Speicher bei $82 \text{ €/t}_{\text{Rohstahl}}$.

Durch die Nutzung kostengünstiger Photovoltaikenergie und kostengünstiger Wasserstoffspeicher sinken die Energiegestehungskosten bei einer größeren Elektrolyse mit einer elektrischen Leistung von $1 \text{ kW/t}_{\text{Rohstahl}}$ um ein Viertel auf $329 \text{ €/t}_{\text{Rohstahl}}$. Die Kosten für die Energieerzeugung sinken um 70 € auf $260 \text{ €/t}_{\text{Rohstahl}}$, die Elektrolysekosten liegen bei $30 \text{ €/t}_{\text{Rohstahl}}$ und die Speicherkosten sinken um etwa die Hälfte auf $40 \text{ €/t}_{\text{Rohstahl}}$.

Die zusätzliche Nutzung des integrierten Kraftwerks senkt die Speicherkosten deutlich auf $18 \text{ €/t}_{\text{Rohstahl}}$, gleichzeitig steigen die Kosten für die Energieerzeugung leicht auf $275 \text{ €/t}_{\text{Rohstahl}}$ an. Somit ergeben sich Energiegestehungskosten von $306 \text{ €/t}_{\text{Rohstahl}}$. Der Umbau des Kraftwerks darf also umgerechnet auf ein Jahr nicht mehr als $5 \text{ €/t}_{\text{Rohstahl}}$ kosten.

Die Entkopplung der DRI- und Stahlproduktion sowie die Flexibilisierung beider zwischen 50 % und 150 % Produktionsmenge senkt die Energiegestehungskosten bei kleiner Elektrolyse mit einer elektrischen Leistung von $0,6 \text{ kW/t}_{\text{Rohstahl}}$ um etwa 15 % auf $370 \text{ €/t}_{\text{Rohstahl}}$. Die Kosten für die erneuerbare Energieerzeugung betragen $290 \text{ €/t}_{\text{Rohstahl}}$, für die Speicherung $63 \text{ €/t}_{\text{Rohstahl}}$ und für die Elektrolyse $18 \text{ €/t}_{\text{Rohstahl}}$. Für die flexible Produktion sind Anpassungen im Hüttenwerk notwendig, deren Kosten $59 \text{ €/t}_{\text{Rohstahl}}$ nicht übersteigen dürfen. Diese Anpassungen beinhalten die Überdimensionierung aller Anlagen, um eine 150 %-Produktion zu ermöglichen, sowie die Einrichtung eines DRI-Lagers.

Mit einer Elektrolyse mit höherer installierter Leistung können die Kosten bei flexibler Produktion auf etwa $307 \text{ €/t}_{\text{Rohstahl}}$ gesenkt werden. Dabei sinken vor allem die Kosten für die Energiespeicherung auf $9 \text{ €/t}_{\text{Rohstahl}}$, die Kosten der Energieerzeugung liegen bei $268 \text{ €/t}_{\text{Rohstahl}}$

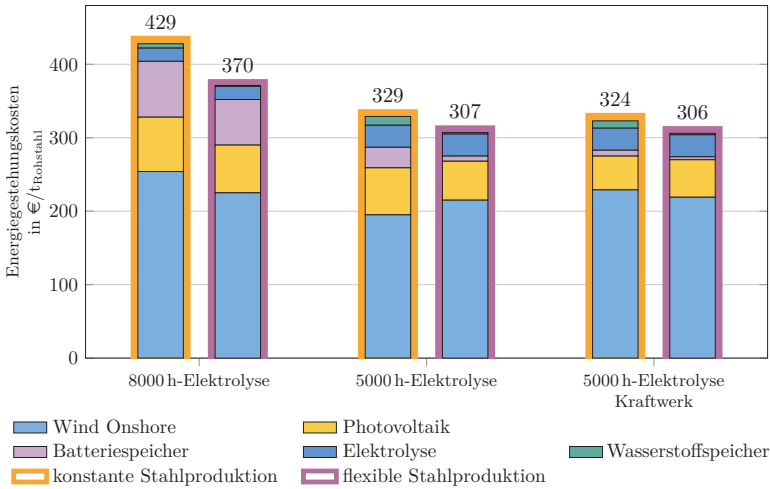


Abbildung 7.16: **Vergleich der Energiegestehungskosten für verschiedene Integrations-szenarien:** Der Betrieb einer kleinen Elektrolyse mit 8000 Volllaststunden kann nicht an die Erzeugung der erneuerbaren Energien angepasst werden, sodass ein großer elektrischer Speicher, ein erhöhter Anteil Windenergie und hohe Abregelungsverluste erforderlich sind, wodurch die Energiegestehungskosten steigen. Durch eine höhere Leistung kann die Elektrolyse flexibler an die Erzeugung der erneuerbaren Energien angepasst werden, sodass teure elektrische Speicher eingespart werden können. Die Nutzung des integrierten Kraftwerks zur Rückverstromung von Wasserstoff führt im Vergleich dazu nur zu geringen weiteren Einsparungen. Eine flexible Stahlproduktion kann in allen Integrationsszenarien die Kosten um 5 % bis 15 % senken.

und der Elektrolyse bei $30 \text{ €/t}_{\text{Rohstahl}}$. In diesem Integrationsszenario dürften die Anpassungsmaßnahmen im Hüttenwerk nicht mehr als $22 \text{ €/t}_{\text{Rohstahl}}$ kosten.

Ein integriertes Kraftwerk führt nur zu minimal niedrigeren Energiegestehungskosten von $306 \text{ €/t}_{\text{Rohstahl}}$, was auf weiter gesunkene Kosten für die Energiespeicherung von $6 \text{ €/t}_{\text{Rohstahl}}$ zurückzuführen ist. Die Kosten für den Umbau des Kraftwerks bei flexibler Produktion dürfen dann nur noch $1 \text{ €/t}_{\text{Rohstahl}}$ betragen.

Zusammenfassend führt die Nutzung einer flexibleren Elektrolyse bei konstanter Produktion des Hüttenwerks zu den größten Kostenminderungseffekten von 25 %. Die Weiternutzung des integrierten Kraftwerks ersetzt große und teure elektrische Energiespeicher und ermöglicht die saisonale Energiespeicherung vollständig in Wasserstoffspeichern. Aus energiesystemtechnischer Sicht steigert insbesondere die Flexibilisierung der Produktion im Hüttenwerk die Effizienz der Energieversorgung, indem die erneuerbare Erzeugung besser genutzt und gleichzeitig ein hoher Speicherbedarf vermieden wird.

7.5 Schlussfolgerungen am Beispiel des SALCOS®-Projekts

Die *Salzgitter Flachstahl GmbH* plant nach Abschluss der dritten Ausbaustufe des SALCOS®-Projekts ab dem Jahre 2034 4,7 Millionen Tonnen grünen Stahls pro Jahr zu produzieren. Wenn alle derzeit mit Erdgas betriebenen Komponenten auf Wasserstoff umgebaut und keine weiteren Effizienzmaßnahmen umgesetzt werden, ergeben sich als Ergebnis dieser Arbeit folgende Bedarfe:

Elektrolyseleistung Die Leistung der Elektrolyse hat einen maßgeblichen Einfluss auf die Energiegestehungskosten pro Tonne Rohstahl. Mit steigender Leistung kann diese flexibler eingesetzt werden, sodass zum einen der elektrische Speicher entlastet und zum anderen Energie saisonal in einem kostengünstigeren Wasserstoffspeicher zwischengespeichert werden kann. Es zeigt sich, dass mit einer elektrischen Elektrolyseleistung von $1 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ die Energiegestehungskosten auf unter $350 \text{ €/t}_{\text{Rohstahl}}$ gesenkt werden können. Für das SALCOS®-Projekt bedeutet dies eine installierte elektrische Elektrolyseleistung von $4700 \text{ MW}_{\text{el}}$, mit welcher in $5000 \text{ Volllaststunden}$ $13,2 \text{ TWh}_{\text{th}}$ Wasserstoff erzeugt wird.

Durch langfristige Wirkungsgradverbesserungen der PEM-Elektrolyse auf bis zu 65 % [vgl. 54, S. 36] sinkt der Bedarf auf etwa $4300 \text{ MW}_{\text{el}}$ ab. Eine Alternative stellt langfristig die Nutzung von Hochtemperaturelektrolysen dar, deren Investitionskosten bereits mittelfristig unter die Investitionskosten einer PEM-Elektrolyse fallen sollen [vgl. 54, S. 42]. Sie könnten in das Dampfnetz des Hüttenwerks integriert werden und die Abwärme der DRP und des EAF nutzen. Dadurch ergibt sich ein deutlich besserer Wirkungsgrad von bis zu 80 % [vgl. 54, S. 36], sodass der Bedarf nur noch $3500 \text{ MW}_{\text{el}}$ beträgt.

Erneuerbare Energien Die Untersuchungen der verschiedenen Integrationsszenarien in den vorherigen Kapiteln zeigen, dass der kostenoptimierte Bedarf der erneuerbaren Energien stark von den vorhandenen Flexibilitäten abhängt. So kann die Entkopplung der Wasserstoffproduktion und des -verbrauchs durch eine größere Elektrolyse vermehrt kostengünstige Photovoltaikenergie genutzt werden. Durch eine flexible DRI- und Stahlproduktion kann die Abregelung und damit der Bedarf an erneuerbaren Energien insgesamt gesenkt werden.

Der genaue Erzeugungsmix ergibt sich aus den jeweiligen Kosten für die Energieerzeugung. Die *Salzgitter Flachstahl GmbH* plant aktuell nicht, die erneuerbaren Energieanlagen selbst zu errichten und zu betreiben, sondern die erneuerbare Energie über Direktlieferverträge und

Power-Purchase-Agreements (PPA) zu beziehen. Die in diesen Verträgen festgelegten Preise werden zwischen dem Erzeuger und dem Verbraucher ausgehandelt, wobei sie durch Angebot und Nachfrage beeinflusst werden. In dieser Arbeit werden Stromgestehungskosten herangezogen, um die Kosten für die Energieerzeugung abzuschätzen. Auf dieser Basis werden minimale Energiegestehungskosten mit einem Energiemix aus Photovoltaikenergie und Onshore-Windenergie erreicht.

Bei konstanter Produktion im Hüttenwerk und einer Elektrolyse mit einer elektrischen Leistung von $1 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ sind für das SALCOS®-Projekt $12,6 \text{ GW}_{\text{el}}$ Photovoltaik und $6,9 \text{ GW}_{\text{el}}$ Onshore-Windenergie für eine möglichst kostengünstige Energieversorgung notwendig. Dieser Bedarf kann durch eine flexible Produktion auf $10,4 \text{ GW}_{\text{el}}$ Photovoltaik und $7,5 \text{ GW}_{\text{el}}$ Onshore-Windenergie gesenkt werden, wobei der Einsatz des Kraftwerks diese installierten Leistungen kaum beeinflusst.

Die Bundesregierung plant in ihren Ausbauplänen bis 2030 Leistungen von $215 \text{ GW}_{\text{el}}$ Photovoltaik und $115 \text{ GW}_{\text{el}}$ Onshore-Windenergie sowie bis 2040 $400 \text{ GW}_{\text{el}}$ Photovoltaik und $160 \text{ GW}_{\text{el}}$ Onshore-Windenergie¹. Das SALCOS®-Projekt braucht somit bis zu 3,5 % der jeweils zukünftig installierten Leistung. In dieser Größenordnung wird die *Salzgitter Flachstahl GmbH* den Markt der erneuerbaren Energien beeinflussen und wird voraussichtlich auch Offshore-Windenergie einkaufen müssen.

Batteriespeicher Der elektrische Speicherbedarf ist insbesondere von der Flexibilität der Elektrolyse abhängig. Ohne Flexibilität wären für die Versorgung des SALCOS®-Projekts über $26 \text{ GWh}_{\text{el}}$ notwendig. Derzeit sind in Deutschland nach Figgener, Hecht, Haberschusz u. a. in [55] bis 2045 etwa $55 \text{ GWh}_{\text{el}}$ geplant. Der Bedarf des SALCOS®-Projekts würde knapp der Hälfte dieser Planung entsprechen.

Daher sollte eine größere Elektrolyse nicht nur zur Kostensenkung, sondern auch zur Entlastung des Energiesystems eingesetzt werden. Der elektrische Speicherbedarf würde so auf $9,7 \text{ GWh}_{\text{el}}$ sinken. Durch die Flexibilisierung der Produktion und die Weiternutzung des Kraftwerks kann diese Kapazität nochmals deutlich reduziert werden. Für den Betrieb des EAF ist jedoch unabhängig der Systemintegration ein lokaler Speicher zur Glättung des elektrischen Leistungsbezugs erforderlich.

Neben den Möglichkeiten zur Flexibilisierung des Verbrauchs könnten der Batteriespeicherbedarf und die damit verbundenen Kosten der Systemintegration durch alternative elektrische Speicher wie beispielsweise Pumpspeicherkraftwerke gesenkt werden. So zeigen erste Untersuchungen ein Speicherpotenzial im Harz von bis zu $4 \text{ GWh}_{\text{el}}$, die gegebenenfalls durch die gleichzeitige Nutzung als Wasserspeicher zum Hochwasserschutz kostengünstiger als vergleichbare Batteriespeicher genutzt werden können [56].

Wasserstoffspeicher Wasserstoffspeicher werden in den untersuchten Integrationsszenarien mit konstanter Produktion und einer großen Elektrolyse vor allem zur saisonalen Speicherung der erneuerbaren Erzeugung genutzt. Dann wären für das SALCOS®-Projekt Wasserstoffspeicher von bis zu $1325 \text{ GWh}_{\text{th}}$ erforderlich, wofür 10 durchschnittliche Salzkavernen [51, vgl. S. 87] notwendig wären.

Dieser Bedarf kann gut in Nord-West-Niedersachsen gedeckt werden, wo ein Speicherpotenzial von bis zu $13 \text{ TWh}_{\text{th}}$ alleine durch Umnutzung der vorhandenen Erdgaskavernen besteht [57]. Durch zusätzliche Salzkavernen könnte das Potenzial sogar auf $700 \text{ TWh}_{\text{th}}$ gesteigert werden [vgl. 53, S. 323].

¹EEG 2023, § 4

Durch eine flexible Produktion kann DRI als Energiespeicher genutzt werden und so der Wasserstoffbedarf und der elektrische Energiebedarf des Hüttenwerks entkoppelt werden. So kann der Wasserstoffbezug bei flexibler Elektrolyse an die erneuerbare Erzeugung angepasst werden und der Wasserstoffspeicherbedarf sinkt deutlich auf bis zu $80 \text{ GWh}_{\text{th}}$, was einer durchschnittlichen Salzkaverne entspricht.

Grundsätzlich zeigen die Ergebnisse, dass eine vollständige Versorgung des zukünftigen Hüttenwerks der *Salzgitter Flachstahl GmbH* mit erneuerbarem Strom und grünen Wasserstoff in Deutschland möglich ist. Um den Aufwand der Systemintegration zu reduzieren und Ressourcen einsparen zu können, sollte eine flexible Elektrolyse zur Versorgung des Hüttenwerks eingesetzt werden. Darüber hinaus könnten durch die Weiternutzung des Kraftwerks oder die Flexibilisierung der DRI- und Stahlproduktion Energiekosten und Speicherkapazitäten eingespart werden. Hier müssen jedoch aus Sicht des Hüttenwerks die Kosten für den Umbau des Kraftwerks und der Anpassung der Produktion gegengerechnet werden. Aus Sicht des Energiesystems würde insbesondere eine angepasste DRI-Produktion und -Lagerung das Energiesystem entlasten.

Neben der Flexibilisierung kann der Aufwand der Systemintegration außerdem durch Effizienzmaßnahmen gesenkt werden. Insbesondere durch die Elektrifizierung von Prozessen im Hüttenwerk beispielsweise durch die Erzeugung von Wärme mit elektrischer Energie können Wasserstoff und die damit verbundenen Umwandlungsverluste eingespart werden.

Die Integration des SALCOS®-Projekts bietet aber auch Potenziale für das zukünftige Energiesystem. So liegt das zukünftige Wärmepotenzial durch nicht genutzte Dampfströme bei bis zu $3,5 \text{ TWh}_{\text{th}}$, welche für die Versorgung der Fernwärme genutzt werden können. Das versorgte Gebiet könnte dabei deutlich ausgebaut werden, da bisher nur etwa $0,2 \text{ TWh}_{\text{th}}$ Fernwärme benötigt wurden.

Die Einsparpotenziale durch die flexible Produktion und die Nutzung des DRI-Lagers als Energiespeicher zeigen, dass die Systemintegration des Hüttenwerks systemdienlich erfolgen kann. Das zukünftige Hüttenwerk kann sich an die erneuerbare Erzeugung anpassen und diese so effizient nutzen. Dadurch erschwert das CO_2 -arme Hüttenwerk durch den zusätzliche erneuerbaren Energiebedarf nicht die Energiewende, sondern kann diese sogar beschleunigen.

8 Zusammenfassung

Die Wasserstoffdirektreduktion stellt technisch und wirtschaftlich die derzeit beste Möglichkeit dar, mit der die Stahlindustrie dekarbonisiert werden kann. Dafür wird die heutige Hochofenroute bestehend aus Kokerei, Hochofen und Konverter ersetzt durch die Direktreduktionsroute bestehend aus Elektrolyse, Direktreduktionsanlage und Elektrolichtbogenofen. Dadurch wird Kohle als Reduktionsmittel mittelfristig durch Erdgas und langfristig durch Wasserstoff substituiert. Diese Transformation führt die *Salzgitter Flachstahl GmbH* im SACLOS®-Projekt in drei Ausbaustufen durch und plant bis Ende 2033 den Bau einer 500 MW_{el}-Elektrolyse, zwei Direktreduktionsanlagen und drei Elektrolichtbogenöfen. Die Sekundärmetallurgie des Stahlwerks und die anschließenden Walzwerke sowie die Oberflächenbehandlung bleiben erhalten.

Um die Flexibilitätsoptionen zu bewerten, wurde ein gemischt ganzzahliges lineares Optimierungsmodell des bestehenden Hüttenwerks aufgebaut. Die Bedarfe der Komponenten an Brennstoffen, Dampf und elektrischer Leistung werden dabei linear abhängig der jeweiligen Produktionsmenge modelliert. Die Energie-, Volumen-, Massen- und Leistungsbilanzen bilden als Zulässigkeitsbedingungen des Optimierungsmodells die Energieverbundwirtschaft des Hüttenwerks ab. Mithilfe von binären und ganzzahligen Variablen können nichtlineare Zusammenhänge, Ausnahmen und Abhängigkeiten berücksichtigt werden. Anhand des Erdgas- und Strompreises minimiert das Optimierungsmodell die Energiekosten.

Dieses Optimierungsmodell wurde anhand historischer Datensätze aus dem Jahr 2018 validiert und die Flexibilitätsoptionen im Basisszenario untersucht. Anschließend wurde es um die neuen Komponenten des SACLOS®-Projekts erweitert und die energiewirtschaftlichen Zusammenhänge der drei Ausbaustufen kostenoptimiert. Um die kostengünstigste Systemintegration des zukünftigen Hüttenwerks zu analysieren wurde das Modell schließlich zu einem linearen Optimierungsmodell vereinfacht.

Basisszenario Das Optimierungsmodell muss bei der Energiekostenminimierung des bestehenden Hüttenwerks verschiedene betriebliche Einschränkungen berücksichtigen. So sind Erzeugung und Verbrauch der Kuppelgase über die Produktionsprozesse derart gekoppelt, dass die Verteilung der Kuppelgase nur eingeschränkt variiert werden kann. Beispielsweise kann der Mangel eines Kuppelgases aufgrund von verfahrenstechnisch vorgegebenen gemischten Heizwerten den Einsatz eines anderen verhindern. Dieser Mangel muss dann mit Erdgas ausgeglichen werden, sodass der Erdgasbedarf des Hüttenwerks an die Produktionsprozesse gekoppelt ist.

Außerdem handelt es sich bei dem integrierten Kraftwerk um ein Kuppelgaskraftwerk, welches die vorhandenen Kuppelgase vollständig zur Prozessdampf- und elektrischen Leistungserzeugung nutzen soll und Erdgas nur als Stützbrennstoff einsetzen darf. Daher muss bei überschüssigen Kuppelgasen elektrische Energie erzeugt und zurückgespeist werden, auch wenn dies bei negativen Strompreisen zu zusätzlichen Kosten führt. Analog darf im Kuppelgaskraftwerk kein zusätzliches Erdgas eingesetzt werden, um bei hohen Strompreisen elektrische Leistung für das Hüttenwerk zu erzeugen und den Netzbezug zu verdrängen. Des Weiteren muss das Kraftwerk immer ausreichend Dampf vorhalten, um den Betrieb der Hüttenwerkskomponenten zu sichern. Durch diese Vorgaben ist der Betrieb des Kraftwerks von den Mengen vorhandenes Kuppelgas

und benötigter Prozessdampf abhängig, welche von den Produktionsprozessen im Hüttenwerk bestimmt werden.

Das Hüttenwerk und der Betrieb des Kraftwerks sind dadurch nicht flexibel genug, um Preisschwankungen beim Erdgas- und Strompreis zu nutzen. Zur Energiekostenminimierung maximiert das Optimierungsmodell daher die Energieeffizienz innerhalb der vorgegebenen Betriebsgrenzen. So werden Heizwert- und Wirkungsgradvorteile soweit möglich ausgenutzt und die Kuppelgase vollständig im Kraftwerk energetisch genutzt. Dadurch ist das Hüttenwerk mit einem Energieeinsatz von $4,76 \text{ MWh/t}_{\text{Rohstahl}}$ bereits sehr effizient.

Die Ergebnisse des Optimierungsmodells zeigen, dass nicht nur beim Reduktionsmitteleinsatz ein verfahrenstechnisches Minimum nahezu erreicht ist, sondern auch der Einsatz von Erdgas und Fremdstrom prozessbedingt kaum weiter gesenkt werden kann. Für eine deutliche CO_2 -Reduktion ist die Transformation des Hüttenwerks zwingend erforderlich.

Transformationsprozess Die Auswirkungen der Transformation auf die Energieverbundwirtschaft wurden durch die Erweiterung des Optimierungsmodells untersucht. Parallel zur Hochofenroute wird die Direktreduktionsroute bestehend aus Elektrolyse, Direktreduktionsanlagen und Elektrolichtbogenöfen integriert. Die Produktionsmengen beider Routen werden vor dem Stahlwerk addiert, sodass die gesamte Rohstahlproduktion aus Konvertern und Elektrolichtbogenöfen in der Sekundärmetallurgie und den Walzwerken weiterverarbeitet wird. Die Bilanzen der Energieverbundwirtschaft werden entsprechend erweitert und die geplanten Produktionsmengen simuliert. Ziel ist weiterhin die Energiekostenminimierung, wobei die Erdgas-, Strom- und Wasserstoffpreise anhand von Prognosen angepasst sind.

Je Ausbaustufe des SACLOS®-Projekts wird ein Hochofen und ein Konverter außer Betrieb genommen sowie die Produktion der Kokerei angepasst. Dadurch sinken die Erzeugung der Kuppelgase und der Brennstoffbedarf der Hochofenroute in gleichem Maße. In den Walzwerken werden fehlende Kuppelgasmengen mit Erdgas ersetzt. Hinzu kommen die benötigten Erdgasmengen für die Direktreduktionsanlagen, sodass der Erdgasbedarf bis zur zweiten Ausbaustufe um das Fünffache ansteigt. In der dritten Ausbaustufe sinkt der Erdgasbedarf wieder um etwa die Hälfte auf $5600 \text{ GWh}_{\text{th}}$, da mehr Wasserstoff in den Direktreduktionsanlagen eingesetzt wird. Der Wasserstoffbezug über eine Pipeline steigt dabei auf $7800 \text{ GWh}_{\text{th}}$ in der dritten Ausbaustufe an. Aufgrund der Elektrolichtbogenöfen und der Elektrolyse steigt der Bezug elektrischer Energie um das 25-fache auf $5300 \text{ GWh}_{\text{el}}$ an.

Die Direktreduktionsanlagen und die Elektrolichtbogenöfen erzeugen mit Abwärme Prozessdampf, der der Energieverbundwirtschaft zugeführt wird, sodass das Kraftwerk weniger Prozessdampf erzeugen muss. Je weniger Kuppelgase vorhanden und je mehr Elektrolichtbogenöfen in Betrieb sind, desto mehr wird das Kraftwerk nur noch zur Dampfsicherung eingesetzt, sodass der Energieumsatz im Kraftwerk und damit verbunden die elektrische Energieerzeugung sinkt.

Die Flexibilität des Hüttenwerks nach der Transformation ist weiterhin größtenteils durch die Produktionsprozesse eingeschränkt. Bei den prognostizierten Erdgas- und Strompreisen lohnt es sich nach heutiger Erkenntnislage nicht, im Kraftwerk Erdgas einzusetzen, um Netzbezug bei hohen Strompreisen zu vermeiden. Einzig der flexible Betrieb der Elektrolyse kann zur Energiekostenminimierung an den Strompreis angepasst werden. Die Elektrolyse wird vor allem in der ersten Jahreshälfte eingesetzt, da dann bei den verwendeten Datensätzen das Niveau des Strompreises am Day-Ahead-Markt niedriger als in der zweiten Jahreshälfte ist.

Der Primärenergiebedarf des Hüttenwerks sinkt durch die Transformation im Rahmen des SACLOS®-Projekts von $5,3 \text{ MWh/t}_{\text{Rohstahl}}$ im Basisszenario auf $3,8 \text{ MWh/t}_{\text{Rohstahl}}$ in der dritten Ausbaustufe, wenn die Ausbaupläne der erneuerbaren Energien mit einem Primärenergiefaktor

von 0 in Deutschland eingehalten werden. Durch den Ersatz des verbleibenden Erdgases mit Wasserstoff kann der Primärenergiebedarf auf $2,7 \text{ MWh}/t_{\text{Rohstahl}}$ und damit der Hälfte des heutigen Primärenergiebedarfs gesenkt werden. Dadurch wird das Hüttenwerk zwar deutlich energieeffizienter, die Leistung der Energieversorgung muss jedoch aufgrund der fluktuierenden erneuerbaren Energien zwei- bis sechsfach überdimensioniert werden. Durch die aktive Anwendung der Sektorkopplung sollte die Energiesystemintegration des Hüttenwerks daher möglichst leistungseffizient umgesetzt werden.

Energiesystemintegration Um die CO_2 -Einsparziele zu erreichen, muss die Energieversorgung des zukünftigen Hüttenwerks mit Wasserstoffdirektreduktion vollständig auf erneuerbaren Energien beruhen. Dafür werden erstens die verbleibenden Erdgasbedarfe des Hüttenwerks mit Wasserstoff ersetzt und zweitens das Optimierungsmodell über die Bilanzgrenzen des Hüttenwerks hinaus um erneuerbare Energiequellen, Elektrolyse sowie Batterie- und Wasserstoffspeicher erweitert. Des Weiteren wird das Optimierungsmodell zu einem linearen Modell vereinfacht.

Das zukünftige Hüttenwerk verbraucht pro Tonne Rohstahl $2,8 \text{ MWh}_{\text{th}}$ Wasserstoff und $0,8 \text{ MWh}_{\text{el}}$ elektrische Energie. Zur Analyse der Energiesystemintegration wird das Hüttenwerk direkt mit erneuerbaren Erzeugungsanlage und Energiespeichern verbunden. Das Optimierungsmodell bestimmt für verschiedene Elektrolyseleistungen und Speicherkapazitäten die installierten Leistungen der erneuerbaren Energien, sodass bei angenommenen zukünftigen Energiepreisen die Energiegestehungskosten pro Tonne Rohstahl minimiert werden.

Mit einer kleinen Elektrolyse muss die fluktuierende Einspeisung auf der elektrischen Seite durch hohe abgeregelte Energiemengen und große Batteriespeicher ausgeglichen werden, da sowohl das Hüttenwerk als auch die Elektrolyse unflexibel sind. Dadurch liegen die Energiegestehungskosten bei $429 \text{ €/}t_{\text{Rohstahl}}$. Mit einer größer dimensionierten und damit flexiblen Elektrolyse verschiebt sich die Energiespeicherung zur kostengünstigeren Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen, sodass einerseits kostengünstigere Photovoltaikenergie genutzt und zum anderen die Batteriespeicherkapazität reduziert werden kann. Folglich sinken die Energiegestehungskosten um 25 % auf $329 \text{ €/}t_{\text{Rohstahl}}$. Die Kosten können um weitere 2 % auf $324 \text{ €/}t_{\text{Rohstahl}}$ gesenkt werden, wenn im weitergenutzten integrierten Kraftwerk Wasserstoff rückverstromt wird. Dies ermöglicht sehr kleine Batteriespeicherkapazitäten sowie eine effizientere Nutzung der erneuerbaren Erzeugung, sodass nur noch geringe Mengen der erzeugten Energie aberegelt werden müssen.

Während bei diesen Untersuchungen die Elektrolyse, die Speicher und das Kraftwerk Flexibilitäten bereitstellen, wird darüber hinaus das Potenzial einer flexiblen Produktion der Direktreduktionsanlagen und der Elektrolightbogenöfen mit nachgelagerter Weiterverarbeitung in den Walzwerken untersucht. Da direkt reduziertes Eisen nach Kühlung lagerbar ist, können die Produktionen der Direktreduktionsanlage und der Elektrolightbogenöfen und damit verbunden der Bedarf von Wasserstoff bzw. elektrischer Energie entkoppelt werden. Zur Minimierung der Energiegestehungskosten nutzt die Direktreduktionsanlage in den Sommermonaten Wasserstoff, welcher direkt mit kostengünstiger Photovoltaikenergie produziert wird. In den Wintermonaten nutzt der Elektrolightbogenofen teurere Windenergie jedoch ohne Umwandlungsverluste. Eine flexible Produktion zwischen 50 % und 150 % ermöglicht dadurch eine bessere Nutzung der erneuerbaren Erzeugung und senkt insbesondere den Wasserstoffspeicherbedarf. Die saisonale Energiespeicherung erfolgt dann durch Lagerung des direkt reduzierten Eisens. Dies alleine führt zu 15 % niedrigeren Energiegestehungskosten, in Verbindung mit einer flexiblen Elektrolyse und einem integrierten Kraftwerk können mit den angenommenen Energiepreisen minimale Energiegestehungskosten von $306 \text{ €/}t_{\text{Rohstahl}}$ erreicht werden.

Zusammenfassend zeigen die Ergebnisse der Optimierungsmodelle, dass die zukünftige Energieverbundwirtschaft eines dekarbonisierten Hüttenwerks weiterhin die Energie- und Kosteneffizienz des Hüttenwerks steigern kann. So weist das heutige Hüttenwerk aufgrund betrieblicher Einschränkungen und der Kopplung der Produktionsprozesse über die Kuppelgase keine weiteren Flexibilitätspotenziale auf, stattdessen steht die Nutzung hoher Wirkungsgrade und eine effiziente Verteilung der Kuppelgase für eine hohe Energieeffizienz im Vordergrund. Durch die Transformation zur Direktreduktion mit Elektrolichtbogenöfen können die Produktionsprozesse entkoppelt und flexibilisiert werden, um den Energiebedarf an die erneuerbare Energieerzeugung anzupassen. Die zukünftige Energieverbundwirtschaft wirkt folglich über die Bilanzgrenzen des Hüttenwerks hinaus und kann die Energiesystemintegration des Hüttenwerks unterstützen.

Das im Rahmen dieser Arbeit erstellte Optimierungsmodell kann die Umsetzung des SACLOS®-Projekts begleiten. So können Energieeffizienzmaßnahmen und der Einsatz von Energiespeichern im Hüttenwerk sowie Direktverträge mit erneuerbaren Energien und externen Energiespeichern bewertet werden. Dabei ermöglicht das Modell sowohl kurzfristig Entscheidungen bei der Betriebs- und Produktionsplanung zu unterstützen als auch langfristig Ziele beim Zukauf erneuerbarer Energien und grünen Wasserstoffs auf Basis angebotener Direktverträge und Marktprognosen zu definieren.

Literatur

- [1] Agora Energiewende und Wuppertal Institut, *Klimaneutrale Industrie: Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement*, Studie, Berlin, Nov. 2020. Adresse: <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrale-industrie-hauptstudie/>.
- [2] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), *Für eine starke Stahlindustrie in Deutschland und Europa! - Handlungskonzept Stahl*, 2020.
- [3] Wirtschaftsvereinigung Stahl, *Stahl & Nachhaltigkeit – Eine Bestandsaufnahme in Deutschland*, Düsseldorf, 2017.
- [4] A. Küster-Simic, M. Knigge und J. Schönfeldt, *Struktur, Entwicklung und Zukunft der deutschen Stahlindustrie: Eine Branchenanalyse*, Working Paper Forschungsförderung, Düsseldorf, 2020.
- [5] M. Draxler, J. Schenk, T. Bürgler u. a., „The Steel Industry in the European Union on the Crossroad to Carbon Lean Production — Status, Initiatives and Challenges,“ *BHM Berg- und Hüttenmännische Monatshefte*, Jg. 165, Nr. 5, S. 221–226, März 2020. DOI: 10.1007/s00501-020-00975-2.
- [6] M. Weigel, „Ganzheitliche Bewertung zukünftig verfügbarer primärer Stahlherstellungsverfahren: Einschätzung der möglichen Rolle von Wasserstoff als Reduktionsmittel,“ Dissertation, 2014.
- [7] M. Fishedick, J. Marzinkowski, P. Winzer u. a., „Techno-economic evaluation of innovative steel production technologies,“ *Journal of Cleaner Production*, Jg. 84, S. 563–580, Dez. 2014. DOI: 10.1016/j.jclepro.2014.05.063.
- [8] M. Weigel, M. Fishedick, J. Marzinkowski u. a., „Multicriteria analysis of primary steel-making technologies,“ *Journal of Cleaner Production*, Jg. 112, S. 1064–1076, Jan. 2016. DOI: 10.1016/j.jclepro.2015.07.132.
- [9] U. Albrecht, M. Ball, U. Bünger u. a., „Metastudie zu den technischen, technologischen und wirtschaftlichen Parametern für die Umstellung der deutschen Stahlindustrie auf eine emissionsarme Stahlproduktion auf Basis von grünem Wasserstoff,“ März 2022.
- [10] T. Buergler und J. Prammer, „Hydrogen Steelmaking: Technology Options and R&D Projects,“ *BHM Berg- und Hüttenmännische Monatshefte*, Jg. 164, Nr. 11, S. 447–451, Okt. 2019. DOI: 10.1007/s00501-019-00908-8.
- [11] O. Lösch, E. Jochem, N. Ashley-Belbin u. a., *Bewertung der Direktreduktion von Eisenerz mittels Elektrolyse-Wasserstoff*, Karlsruhe, 2020. Adresse: <https://irees.de/en/2020/07/01/bewertung-der-direktreduktion-von-eisenerz-mittels-elektrolyse-wasserstoff-studie-im-rahmen-des-vorhabens-ee4lng-energieeffizienz-fur-industrie-und-gewerbe/>.
- [12] A. Otto, M. Robinius, T. Grube u. a., „Power-to-Steel: Reducing CO₂ through the Integration of Renewable Energy and Hydrogen into the German Steel Industry,“ *Energies*, Jg. 10, Nr. 4, S. 451, Apr. 2017. DOI: 10.3390/en10040451.

- [13] A. Sasiain, K. Rechberger, A. Spanlang u. a., „Green Hydrogen as Decarbonization Element for the Steel Industry,“ *Berg- und Hüttenmännische Monatshefte*, Jg. 165, Nr. 5, S. 232–236, März 2020. DOI: 10.1007/s00501-020-00968-1.
- [14] V. Vogl, M. Åhman und L. J. Nilsson, „Assessment of hydrogen direct reduction for fossil-free steelmaking,“ *Journal of Cleaner Production*, Jg. 203, S. 736–745, Dez. 2018. DOI: 10.1016/j.jclepro.2018.08.279.
- [15] A. Bhaskar, M. Assadi und H. N. Somehsaraei, „Decarbonization of the Iron and Steel Industry with Direct Reduction of Iron Ore with Green Hydrogen,“ *Energies*, Jg. 13, Nr. 3, S. 758, Feb. 2020. DOI: 10.3390/en13030758.
- [16] A. Bhaskar, R. Abhishek, M. Assadi u. a., „Decarbonizing primary steel production: Techno-economic assessment of a hydrogen based green steel production plant in Norway,“ *Journal of Cleaner Production*, Jg. 350, S. 131 339, Mai 2022. DOI: 10.1016/j.jclepro.2022.131339.
- [17] E. Jacobasch, G. Herz, C. Rix u. a., „Economic evaluation of low-carbon steelmaking via coupling of electrolysis and direct reduction,“ *Journal of Cleaner Production*, Jg. 328, S. 129 502, Dez. 2021. DOI: 10.1016/j.jclepro.2021.129502.
- [18] N. Müller, G. Herz, E. Reichelt u. a., „Assessment of fossil-free steelmaking based on direct reduction applying high-temperature electrolysis,“ *Cleaner Engineering and Technology*, Jg. 4, S. 100 158, Okt. 2021. DOI: 10.1016/j.clet.2021.100158.
- [19] M. Haendel, S. Hirzel und M. Süß, „Economic optima for buffers in direct reduction steelmaking under increasing shares of renewable hydrogen,“ *Renewable Energy*, Jg. 190, S. 1100–1111, Mai 2022. DOI: 10.1016/j.renene.2021.10.036.
- [20] D. Gielen, D. Saygin, E. Taibi u. a., „Renewables-based decarbonization and relocation of iron and steel making: A case study,“ *Journal of Industrial Ecology*, Jg. 24, Nr. 5, S. 1113–1125, März 2020. DOI: 10.1111/jiec.12997.
- [21] J. Kallrath, *Gemischt-ganzzahlige Optimierung: Modellierung in der Praxis*. Springer Fachmedien Wiesbaden, 2013. DOI: 10.1007/978-3-658-00690-7.
- [22] R. Graef, „Die Kostenmatrix der Energiewirtschaft eines Hüttenwerkes – Ein Beispiel für die Anwendbarkeit der linearen Programmierung – Teil 1,“ *Archiv für das Eisenhüttenwesen*, Jg. 34, Nr. 3, S. 223–226, Apr. 1963. DOI: 10.1002/srin.196303449.
- [23] R. Graef, „Die Kostenmatrix der Energiewirtschaft eines Hüttenwerkes – Ein Beispiel für die Anwendbarkeit der linearen Programmierung – Teil 2,“ *Archiv für das Eisenhüttenwesen*, Jg. 34, Nr. 4, S. 307–316, Apr. 1963. DOI: 10.1002/srin.196303449.
- [24] J. Szargut und A. Ziebig, „Anwendung eines linearen mathematischen Modells der Stoff- und Energiewirtschaft in Hüttenwerken,“ in *Ausgewählte Probleme der industriellen Energiewirtschaft*, Springer Vienna, 1976, S. 65–95. DOI: 10.1007/978-3-7091-3137-4_4.
- [25] M. Larsson, „Process integration in the steel industry: possibilities to analyse energy use and environmental impacts for an integrated steel mill,“ Dissertation, 2004.
- [26] M. Larsson und J. Dahl, „Reduction of the Specific Energy Use in an Integrated Steel Plant-The Effect of an Optimisation Model,“ *ISIJ International*, Jg. 43, Nr. 10, S. 1664–1673, 2003. DOI: 10.2355/isijinternational.43.1664.
- [27] C. Ryman, M. Larsson, T. Niemi u. a., „Modelling of the blast furnace process with a view to optimise the steel plant energy system,“ 2004.

- [28] M. Larsson, P. Sandberg, J. Dahl u. a., „System gains from widening the system boundaries: analysis of the material and energy balance during renovation of a coke oven battery,“ *International Journal of Energy Research*, Jg. 28, Nr. 12, S. 1051–1064, Sep. 2004. DOI: 10.1002/er.1013.
- [29] M. Larsson, C. Wang, J. Dahl u. a., „Improved energy and material efficiency using new tools for global optimisation of residue material flows,“ *International Journal of Green Energy*, Jg. 3, Nr. 2, S. 127–137, Juli 2006. DOI: 10.1080/01971520500543988.
- [30] P. Sandberg und M. Larsson, „Analysing the costs, energy use and environmental performance of an integrated steel plant by applying a multi-objective approach,“ 2004.
- [31] K.-R. Hegemann und R. Guder, *Roheisenerzeugung*. Springer Fachmedien Wiesbaden, 2019. DOI: 10.1007/978-3-658-25406-3.
- [32] K.-R. Hegemann und R. Guder, *Stahlerzeugung*. Springer Fachmedien Wiesbaden, 2020. DOI: 10.1007/978-3-658-29091-7.
- [33] G. H. Tjarks, „PEM-Elektrolyse-Systeme zur Anwendung in Power-to-Gas Anlagen,“ Diss., 2017.
- [34] M. Zapf, *Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem*. Springer Fachmedien Wiesbaden, 2017. DOI: 10.1007/978-3-658-15073-0.
- [35] P. Cavaliere, *Clean Ironmaking and Steelmaking Processes*. Springer International Publishing, 2019. DOI: 10.1007/978-3-030-21209-4.
- [36] F. Muscolino, A. Martinis, M. Ghiglione u. a., „Introduction to direct reduction technology and outlook for its use,“ *Metallurgia Italiana*, Jg. 4, S. 25–31, 2016.
- [37] P. E. Duarte, A. Tavano und E. Zendejas, „Achieving carbon-free emissions via the ENERGIRON DR process,“ 2010.
- [38] M. Kirschen, K. Badr und H. Pfeifer, „Influence of direct reduced iron on the energy balance of the electric arc furnace in steel industry,“ *Energy*, Jg. 36, Nr. 10, S. 6146–6155, Okt. 2011. DOI: 10.1016/j.energy.2011.07.050.
- [39] J. Dock, D. Janz, J. Weiss u. a., „Time- and component-resolved energy system model of an electric steel mill,“ *Cleaner Engineering and Technology*, Jg. 4, S. 100 223, Okt. 2021. DOI: 10.1016/j.clet.2021.100223.
- [40] Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), *Szenarien für die Preisentwicklung von Energieträgern*, Studie, 2022.
- [41] Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), *Wasserstoff: Bezugsoptionen für Deutschland – Kostenvergleich von importiertem und lokal produziertem CO₂-armen Wasserstoff*, Studie, 2020.
- [42] N. Müller, G. Herz, E. Reichelt u. a., „CO₂ emission reduction potential in the steel industry by integration of a direct reduction process into existing steel mills,“ 2018.
- [43] D. Schüwer, T. Hanke und H.-J. Luhmann, „Konsistenz und Aussagefähigkeit der Primärenergie-Faktoren für Endenergieträger im Rahmen der EnEV : Diskussionspapier,“ Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie, Wuppertal, Techn. Ber., 2015, S. 63. Adresse: <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:wup4-opus-62673>.
- [44] S. Hamels, „CO₂ Intensities and Primary Energy Factors in the Future European Electricity System,“ *Energies*, Jg. 14, Nr. 8, S. 2165, Apr. 2021. DOI: 10.3390/en14082165.

- [45] F. Patisson und O. Mirgaux, „Hydrogen Ironmaking: How It Works,“ *Metals*, Jg. 10, Nr. 7, S. 922, Juli 2020. DOI: 10.3390/met10070922.
- [46] Deutscher Wetterdienst (DWD), „Handbuch zu den neuen Testreferenzjahren 2017 (TRY). Offenbach: Deutscher Wetterdienst DWD, 2017,“ Techn. Ber., 2017.
- [47] W. F. Holmgren, C. W. Hansen und M. A. Mikofski, „pvlib python: a python package for modeling solar energy systems,“ *Journal of Open Source Software*, Jg. 3, Nr. 29, S. 884, Sep. 2018. DOI: 10.21105/joss.00884.
- [48] C. Kost, S. Shammugam, V. Fluri u. a., *Stromgestehungskosten erneuerbare Energien*, Studie, Fraunhofer ISE, 2021.
- [49] S. Haas, B. Schachler und U. Krien, *windpowerlib — a python library to model wind power plants*, 2019. DOI: 10.5281/ZENODO.3403360.
- [50] D. R. Mackensen, M. Durstewitz, V. Berkhout u. a., *Windenergiereport Deutschland 2018*, 2018.
- [51] K. Stolzenburg, *Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem*, Abschlussbericht, 2014.
- [52] M. Sterner und I. Stadler, *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. Springer Berlin Heidelberg, 2017. DOI: 10.1007/978-3-642-37380-0.
- [53] S. Donadei und G.-S. Schneider, „Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen,“ in *Wasserstoff und Brennstoffzelle*, Springer Berlin Heidelberg, 2017, S. 315–325. DOI: 10.1007/978-3-662-53360-4_15.
- [54] T. Smolinka, N. Wiebe, P. Sterchele u. a., „Studie IndWEde. Industrialisierung der Wasse-relektrolyse in Deutschland,“ 2018.
- [55] J. Figgener, C. Hecht, D. Haberschusz u. a., „The development of battery storage systems in Germany: A market review (status 2023),“ 2022. DOI: 10.48550/ARXIV.2203.06762.
- [56] H.-P. Beck und J. Z. Hingst, Hrsg., *Energie und Wasserspeicher Harz - Kopplung nach-haltiger Systemdienstleistungen zur Energiespeicherung, zum Hochwasserschutz und zur Ressourcensicherung (EWAZ), Abschlussbericht*, Göttingen, 2023.
- [57] J. Michalski, U. Bünger, F. Crotagino u. a., „Hydrogen generation by electrolysis and storage in salt caverns: Potentials, economics and systems aspects with regard to the German energy transition,“ *International Journal of Hydrogen Energy*, Jg. 42, Nr. 19, S. 13 427–13 443, Mai 2017. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2017.02.102.

