

FLEXIBILITÄTSOPTIONEN IN DER GRUNDSTOFFINDUSTRIE II

ANALYSEN | TECHNOLOGIEN | BEISPIELE

Herausgeber:
Florian Ausfelder
Serafin von Roon
Antje Seitz



GEFÖRDERT VOM



Kapitel 1: Hybridisierung von Prozesswärme

Eine Methodik zur Anwendung alternativer elektrischer Heizverfahren in Prozessen der Grundstoffindustrie wurde auf die Schlüsselproduktionsprozesse der Glas-, Papier- und Zementindustrie angewandt. Während die technologischen Hemmnisse für einen Einsatz dieser Technologien in der Glas- und Zementindustrie groß sind, könnte eine hybride Beheizung in der Papierindustrie umgesetzt werden und damit ein zusätzliches Flexibilitätspotenzial erschließen.

Kapitel 2: Industrielle Wärmenetze

Die Hybridisierung industrieller Wärmenetze, also die parallele Möglichkeit Wärme mit elektrischen Verfahren oder über Brennstoffe bereitzustellen, generiert eine flexible Leistung von 4,7 GW bis 14,5 GW bei 4000 Volllaststunden in Abhängigkeit des verwendeten Szenarios. Bei einer aktuell mittleren Stromnachfrage in Deutschland von 59 GW könnte die Hybridisierung der industriellen Wärmenetze somit einen signifikanten Beitrag zur Flexibilisierung der Stromnachfrage liefern.

Kapitel 3: Thermische Speicher

Elektrisch beheizte thermische Speicher ermöglichen einen Beitrag thermischer Prozesse zur Flexibilitätsbereitstellung durch eine zeitliche Entkopplung der Wärmeerzeugung und -nutzung. Für die Grundstoffindustrien sind prinzipiell verschiedene Anwendungen denkbar. Die größten Potenziale bestehen in der Prozessdampfbereitstellung in der chemischen Industrie und in Aggregaten der Feuerfestindustrie.

Kapitel 4: Variation von Erdgaszusammensetzung

Änderungen der Gaszusammensetzung werden für industrielle Gasnutzer als gut beherrschbar eingeschätzt, wenn sie zeitlich konstant sind, technisch beherrschbar, wenn sie zeitlich planbar variieren und als sehr schwer technisch beherrschbar, wenn die Änderungen der Gaszusammensetzung zeitlich nicht planbar variieren.

Kapitel 5: Synthetische Gase

Synthetische Gase werden an Bedeutung zunehmen. Hierzu zählen elektrolytisch erzeugter Wasserstoff, synthetisches Methan und Biomethan. Letztere sind mit der bestehenden Infrastruktur kompatibel.

Kapitel 6: Hemmnisanalyse

Eine Hybridisierung der Wärmeerzeugung, der Einsatz von thermischen Speichern sowie die Nutzung synthetischer Brenngase eröffnen Flexibilitätspotenziale in Hochtemperaturprozessen der Grundstoffindustrien. Die Hemmnisse, die einer Hebung dieser Flexibilitätspotenziale entgegenstehen, wurden aus technischer, organisatorischer, ökonomischer und regulatorischer Sicht erhoben und branchenübergreifend diskutiert.

Kapitel 7: Ökonomische Bewertung

Die Effekte, die durch zusätzliche Strompreisbestandteile neben dem Börsenstrompreis, auf das Anbieten von Flexibilität entstehen, werden am Beispiel einer hybriden Beheizung einer Glaswanne, der Herstellung und Verbrennung von Synthesegas sowie einer elektrischen Verbrennungsluftvorwärmung untersucht. Die Bereiche, in denen ein Anbieten von Flexibilität betriebswirtschaftlich im Rahmen der verwendeten Modelle sinnvoll erscheinen, können bereits durch kleine Änderungen der Strompreisbestandteile und der Investitionskosten der Technologien verschlossen werden. Der Bereich wo dies möglich ist wird mit größerer Strompreisvolatilität jedoch größer.

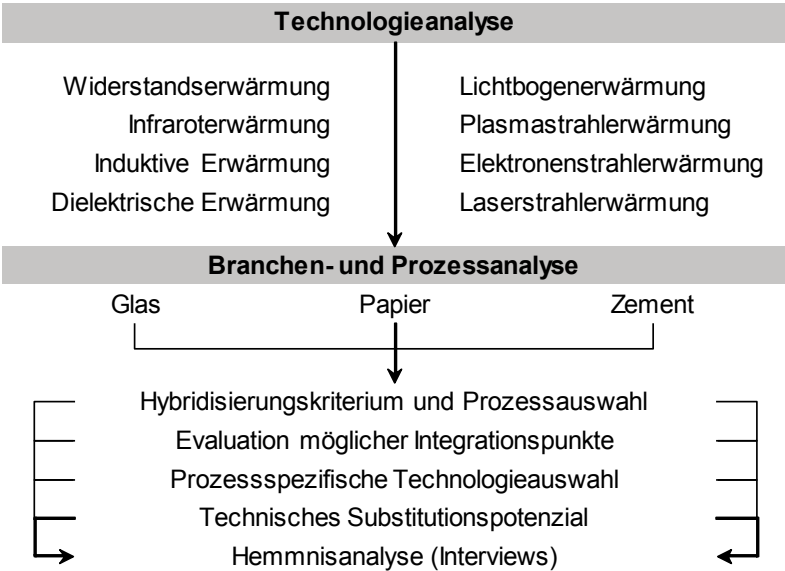


Abbildung 1.1: Methodik zur Potenzialermittlung.

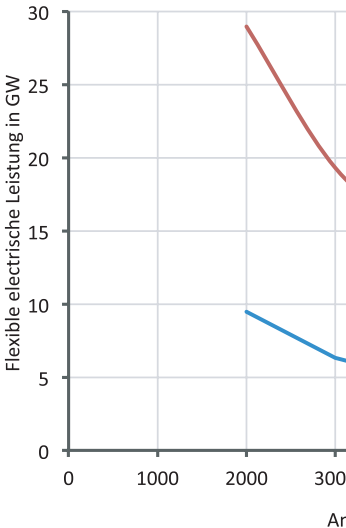


Abbildung 2.4: Darstellung der flexiblen elektrischen Leistung in hybriden Wärmenetzen in der Industrie.

	Anforderungsprofil 1	Anforderungsprofil 2	Anforderungsprofil 3
Vorankündigungszeit	nicht relevant	2-5 Tage	Minuten bis Stunden
Zeit bis Erreichen	–	1 h / 36 km	1 h / 36 km
Dauer	nicht relevant	bis mehrere Tage	kurze Zeiträume
max. Gradienten	nicht relevant	Gradient des H ₂ -Speichers	Gradient des H ₂ -Speichers
wesentlicher Handlungsbedarf	Umrüstung Messtechnik	Messtechnik alternative Produktionspfade Hybridisierung	Messtechnik Hybridisierung Abschaltung
zusätzliche Kosten	Investition in Umrüstung	Investition in Alternativtechnologien, höhere Betriebskosten	Investition in Alternativtechnologien, höhere Betriebskosten; mögl. Produktionsausfall
Graphische Darstellung			

Abbildung 4.3: Wichtige Parameter der verschiedenen Anforderungsprofile im Vergleich.

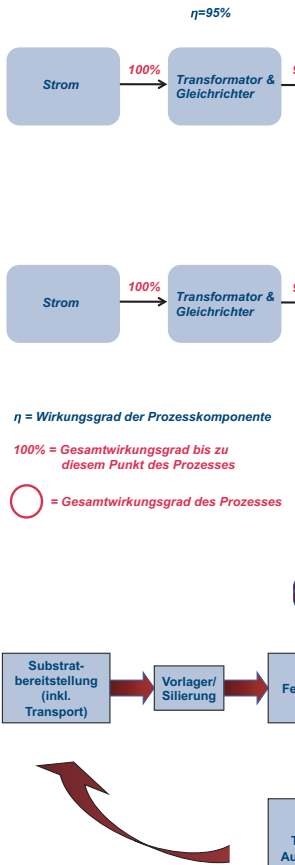
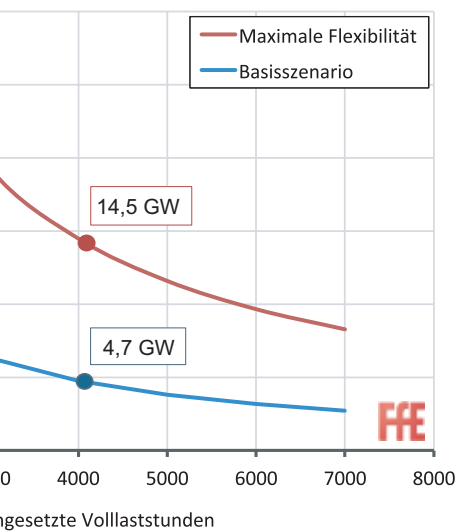


Abbildung 5.1: Schematische Abbildung des Prozesses über Wasserelektrolyse.

Abbildung 5.2: Schematische Abbildung des Prozesses über Wasserelektrolyse.

Abbildung 5.3: Schematische Abbildung des Prozesses über Wasserelektrolyse.



flexiblen elektrischen Leistung, welche von
Industrie bereitgestellt werden könnten.

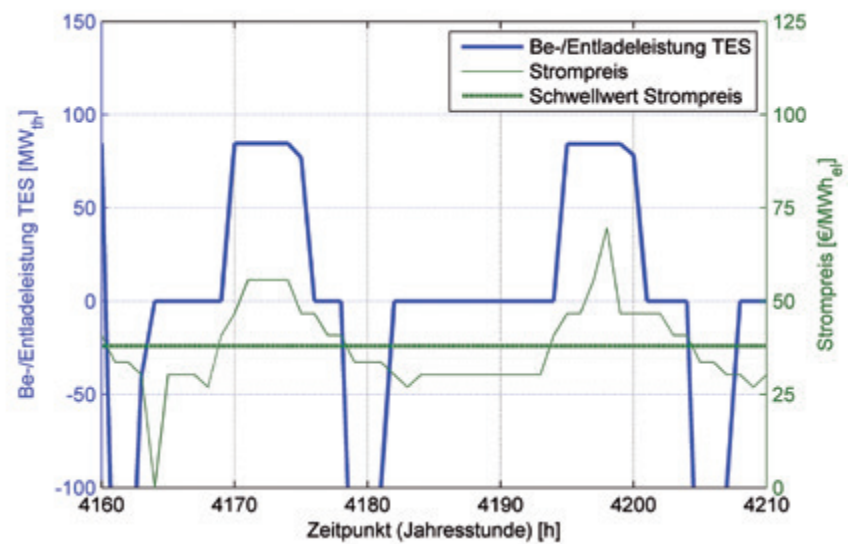
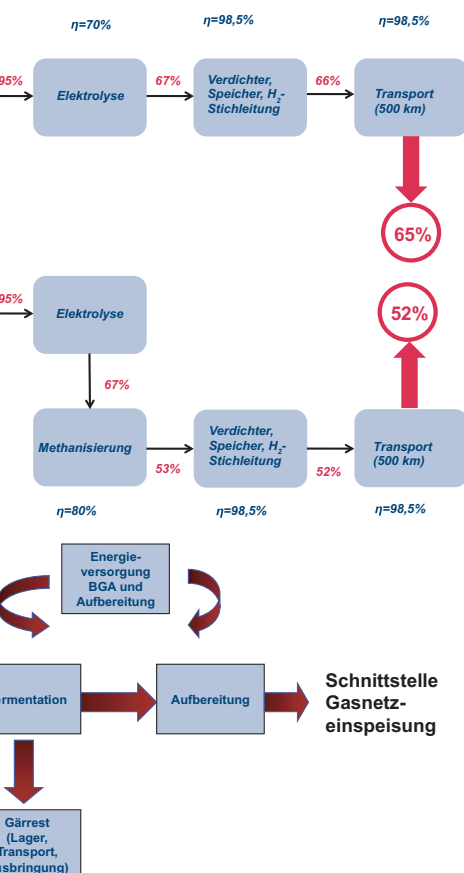


Abbildung 3.4: Beispielhafter Verlauf des Strompreises und der
Be-/Entladeleistung des Speichers.



ung der Prozesskette Wasserstofferzeugung

ung der Prozesskette EE-Methan.

sskette Biomethan auf Basis nachwachsender Rohstoffe.



Abbildung 6.1: Analyserahmen.

FLEXIBILITÄTSOPTIONEN IN DER GRUNDSTOFFINDUSTRIE II

ANALYSEN | TECHNOLOGIEN | BEISPIELE

Herausgeber:

Florian Ausfelder

Serafin von Roon

Antje Seitz

Bericht des AP V.6 „Flexibilitätsoptionen und Perspektiven in der Grundstoffindustrie“
im Kopernikus-Projekt „SynErgie – Synchronisierte und energieadaptive Produktionstechnik
zur flexiblen Ausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende Energieversorgung“,
gefördert durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung.

Förderkennzeichen:

03SFK3P0 (VDEh-BFI)

03SFK3S0 (DIW)

03SFK3N0 (DEC)

03SFK3C1 (DLR)

03SFK3M1 (FGF)

03SFK3O0 (FFE)

03SFK3M0 (HVG)

03SFK3E1 (TUM)

03SFK3K0 (VDZ)

03SFK3L0 (WI)

HERAUSGEBER

Florian Ausfelder

florian.ausfelder@dechema.de

DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.
Theodor-Heuss-Allee 25
60486 Frankfurt am Main

Serafin von Roon

sroon@ffe.de

Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH
Am Blütenanger 71
80995 München

Antje Seitz

antje.seitz@dlr.de

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR)
Institut für Solarforschung
Pfaffenwaldring 38-40
70569 Stuttgart

AUTOREN

Karin Arnold

karin.arnold@wupperinst.org

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie
gGmbH Döppersberg 19
42103 Wuppertal

Florian Ausfelder

florian.ausfelder@dechema.de

DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik
und Biotechnologie e.V.
Theodor-Heuss-Allee 25
60486 Frankfurt am Main

Philipp Bartsch

philipp.bartsch@dlr.de

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.
(DLR) Institut für Technische Thermodynamik
Pfaffenwaldring 38-40
70569 Stuttgart

Thomas Bayer

thomas.bayer@Infraserv.com

Infraserv GmbH & Co. Höchst KG
Industriepark Höchst
65926 Frankfurt am Main

Christian Dannert

dannert@fg-feuerfest.de

Forschungsgemeinschaft Feuerfest e. V. (FGF)
Rheinstraße 58
56203 Höhr-Grenzhausen

Christa Dufter

cdufter@ffe.de

Forschungsgesellschaft für
Energiewirtschaft mbH
Am Blütenanger 71
80995 München

Hanna Ewa Dura

hanna.dura@dechema.de

Theodor-Heuss-Allee 25
60486 Frankfurt am Main

Jonas Fischer

fischer@fg-feuerfest.de

Forschungsgemeinschaft Feuerfest e. V. (FGF)
Rheinstraße 58 56203 Höhr-Grenzhausen

Tobias Fischer

Tobias.Fischer@Infraserv.com

Infraserv GmbH & Co. Höchst KG
Industriepark Höchst
65926 Frankfurt am Main

Bernhard Fleischmann

fleischmann@hvg-dgg.de

Hüttentechnische Vereinigung der Deutschen
Glasindustrie e.V.
Siemensstraße 45
63071 Offenbach am Main

Michael Frank

michael.frank@Infraserv.com

Infraserv GmbH & Co. Höchst KG
Industriepark Höchst
65926 Frankfurt am Main

Kirstin Ganz

kganz@ffe.de

Forschungsgesellschaft für
Energiewirtschaft mbH
Am Blütenanger 71
80995 München

Anna Gruber

agruber@ffe.de

Forschungsgesellschaft für
Energiewirtschaft mbH
Am Blütenanger 71
80995 München

Andrej Guminski

aguminski@ffe.de

Forschungsgesellschaft für
Energiewirtschaft mbH
Am Blütenanger 71
80995 München

Georg Holtzgeorg.holtz@wupperinst.org

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt,
Energie gGmbH
Döppersberg 19
42103 Wuppertal

Seyed Saeed Hosseiniounshosseinioun@diw.de

DIW Berlin
Mohrenstr. 58
10117 Berlin

Tobias Hübnerthuebner@ffe.de

Forschungsgesellschaft für
Energiewirtschaft mbH
Am Blütenanger 71
80995 München

Timo Kerntkern@ffe.de

Forschungsgesellschaft für
Energiewirtschaft mbH
Am Blütenanger 71
80995 München

Britta Kleinertzbkleinertz@ffe.de

Forschungsgesellschaft für
Energiewirtschaft mbH
Am Blütenanger 71
80995 München

Olaf Krausekrause@fg-feuerfest.de

Forschungsgemeinschaft Feuerfest e. V. (FGF)
Rheinstraße 58
56203 Höhr-Grenzhausen

Stefan Lindnerstefan.lindner@rohrdorfer.eu

Rohrdorfer Gruppe
Sinning 1
83101 Rohrdorf

Steffen Möhringsteffen.moehring@bfi.de

VDEh-Betriebsforschungsinstitut GmbH
Sohnstraße 65
40237 Düsseldorf

Roland Pietruckroland.pietruck@bfi.de

VDEh-Betriebsforschungsinstitut GmbH
Sohnstraße 65
40237 Düsseldorf

Andreas Queckandreas.queck@bfi.de

VDEh-Betriebsforschungsinstitut GmbH
Sohnstraße 65
40237 Düsseldorf

Jörn Constantin Richsteinjrichstein@diw.de

DIW Berlin
Mohrenstr. 58
10117 Berlin

Holger Rosemannholger.rosemann@bfi.de

VDEh-Betriebsforschungsinstitut GmbH
Sohnstraße 65
40237 Düsseldorf

Sebastian Röschsebastian.roesch@vdz-online.de

VDZ gGmbH
Tannenstraße 2
40476 Düsseldorf

Johannes Ruppertjohannes.ruppert@vdz-online.de

VDZ gGmbH
Tannenstraße 2
40476 Düsseldorf

Stefan Seemannstefan.seemann@vdz-online.de

VDZ gGmbH
Tannenstraße 2
40476 Düsseldorf

Ansgar TaubitzAnsgar.taubitz@wupperinst.org

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt,
Energie gGmbH
Döppersberg 19
42103 Wuppertal

Kevin Treiberkevin.treiber@vdz-online.de

VDZ gGmbH
Tannenstraße 2
40476 Düsseldorf

Frank Veitengruberfveitengruber@ffe.de

Forschungsgesellschaft für
Energiewirtschaft mbH
Am Blütenanger 71
80995 München

Serafin von Roonsroon@ffe.de

Forschungsgesellschaft für
Energiewirtschaft mbH
Am Blütenanger 71
80995 München

Hartmut Wuthnowwuthnow@fg-feuerfest.de

Forschungsgemeinschaft Feuerfest e. V. (FGF)
Rheinstraße 58
56203 Höhr-Grenzhausen

Daniel Zinsmeisterd.zinsmeister@tum.de

TU München
Arcisstr. 21
80333 München

Stefan Zunftstefan.zunft@dlr.de

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.
(DLR)
Institut für Technische Thermodynamik
Pfaffenwaldring 38-40
70569 Stuttgart

BETEILIGTE PROJEKTPARTNER

DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik
und Biotechnologie e.V.,
Frankfurt am Main (DEC)



Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung,
Berlin (DIW)



Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.
Stuttgart (DLR)



Forschungsgemeinschaft Feuerfest e.V.,
Höhr-Grenzhausen (FGF)



Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH,
München (FFE)



Hüttentechnische Vereinigung der Deutschen
Glasindustrie e.V.,
Offenbach am Main (HVG)



Infraserv GmbH & Co. Höchst KG,
Frankfurt am Main (ISH)



Rohrdorfer Gruppe,
Rohrdorf (RG)



Technische Universität München, Lehrstuhl für
Energiewirtschaft und Anwendungstechnik,
München (TUM)



VDEh-Betriebsforschungsinstitut GmbH,
Düsseldorf (BFI)



Verein der Zementindustrie gGmbH,
Düsseldorf (VDZ)



Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH,
Wuppertal (WI)



VORWORT

Liebe Leserin, lieber Leser,

mit einem zunehmenden Ausbau fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung, hauptsächlich Windkraft und Photovoltaik, ist die Verfügbarkeit von Strom mittel- bis langfristig abhängig von meteorologischen Gegebenheiten. Es stellt sich zum einen die Frage, wie die erneuerbaren Strommengen in Zeiten hoher Erzeugung sinnvoll genutzt werden können und zum anderen inwiefern zu Zeiten geringer Stromerzeugung diese ausgeglichen werden kann. Die energieintensive Grundstoffindustrie stellt die größten industriellen Stromverbraucher und dennoch ist Strom in der Regel nicht der Hauptenergieträger der jeweiligen Branche.

Das Anbieten von positiver Flexibilität, also die Reduzierung der elektrischen Last eines Prozesses, bzw. negativer Flexibilität, die Erhöhung der elektrischen Last eines Prozesses, muss im Kontext eines sicheren Prozessfensters und der Einhaltung der Produktspezifikationen und Lieferverpflichtungen erfolgen.

In dem ersten Band (Flexibilitätsoptionen in der Grundstoffindustrie; Methodik – Potenziale – Hemmnisse; Ausfelder, von Roon, Seitz) wurden Schlüsselproduktionsprozesse der Grundstoffindustrie anhand einer neu entwickelten Methodik auf ihr jeweiliges Flexibilitätspotenzial untersucht. Da die Hauptprozesse der Grundstoffindustrie Wärme und damit i.d.R. Brennstoff-betrieben sind, waren große Energiemengen der Flexibilitätsbetrachtung nicht zugänglich.

Im vorliegenden Band wird daher die Betrachtung erweitert um Aspekte, die zumindest eine teilweise Erschließung dieses Potenzial versprechen.

Hybridisierung des Wärmeeintrags:

Die Möglichkeit die Wärme in einen Prozess entweder über Brennstoffe oder über Strom einzutragen eröffnet eine erhebliche Flexibilitätsperspektive. Für den Eintrag über elektrische Energie stehen verschiedene Technologien zur Verfügung, die je gewünschter Anwendung genutzt werden können. In jedem Fall sind parallel zwei Wärmeerzeuger notwendig, die sich zumindest teilweise ersetzen können.

Thermische Speicher:

Ein elektrisch beheizter thermischer Speicher kann die gleiche Funktionalität wie ein direkter elektrischer Wärmeeintrag erfüllen. Zusätzlich wird durch die Speicherfunktion die Notwendigkeit der Wärmeerzeugung und der -nutzung zeitlich entkoppelt und somit eine Flexibilitätsperspektive erzeugt.

Synthetische Brenngase:

Die aktuellen Prozesse beruhen auf der Nutzung fossiler Brennstoffe. Die Nutzung erneuerbarer Gase kann einen Beitrag zur Defossilisierung der Grundstoffindustrie leisten und hätte den Vorteil, dass die bestehenden Prozesse mit relativ geringen Änderungen weiter betrieben werden könnten. Wenn diese synthetischen Brenngase (Wasserstoff und Methan) über Elektrolyse erzeugt werden, so stellt diese in Kombination mit einem Wasserstoffspeicher ebenfalls ein Flexibilitätspotenzial dar.

Die folgenden Kapitel beschreiben zuerst die notwendigen methodischen Aspekte, nehmen darüber hinaus schon Bezug auf die später folgenden Kapitel, in denen einzelne relevante Aspekte aus den beteiligten Branchen der Grundstoffindustrie, Stahl- und Eisenerzeugung, Glasherstellung, Zementproduktion, chemische Industrie und die Herstellung von Feuerfestmaterialien vertieft und ausführlich aus technischer Sicht beleuchtet werden. Diese Betrachtungen werden ergänzt um eine Hemmnisanalyse und eine wirtschaftliche Modellierung einiger Flexibilitätsoptionen.

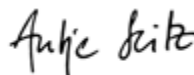
Die enge und vertrauensvolle Zusammenarbeit zwischen den Projektpartnern hat, aus unserer Sicht, neue relevante Perspektiven auf das Thema der Flexibilitätsoptionen erschlossen. Wir hoffen, dass Sie die Lektüre dieses Buches als anregend und interessant empfinden und wir damit einen Beitrag zur Debatte über die mögliche Ausgestaltung und Rolle der Grundstoffindustrie im Kontext der Energiewende leisten können.



Florian Ausfelder
DECHEMA Gesellschaft
für Chemische Technik
und Biotechnologie e.V.



Serafin von Roon
Forschungsgesellschaft für
Energiewirtschaft mbH



Antje Seitz
Deutsches Zentrum für
Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR)

EXECUTIVE SUMMARY

Chapter 1 discusses hybridization as a flexibility option. In the course of the expansion of volatile, renewable energy production, it is increasingly important to establish a grid-service operation of consumers. One possibility is the hybrid generation of industrial process heat for the energy-intensive primary industry.

The aim is to demonstrate both hybridisation potentials and cross-sector obstacles to fuel-based industrial processes using the example of the glass, paper and cement industries. The developed methodology consists of an upstream technology analysis as well as an industry and potential analysis. Suitable process steps are first identified for each branch of industry with the aid of a hybridisation criterion. On the basis of the agreement and linkage of the process properties with the technology criteria, a process-specific technology selection of electrothermal processes takes place. On this basis, the hybridisation potential is quantified in the form of a technical substitution potential for hybrid heat generation. Finally, barriers to hybrid process heat generation will be identified in expert interviews.

Chapter 2 addresses the possible contribution of industrial thermal grids. For a cost-efficient energy supply based on intermittent renewable energies, different flexibility options are needed. In Germany, the industrial thermal energy demand accounts for 22 % of the overall energy demand. Hereby, a significant amount is provided by thermal networks. The aim of this analysis is to estimate the flexibility potential, which industrial thermal networks could currently provide to the electricity supply system through an on-site connection of fuel-based heat supply technologies with electricity-based ones (hybridisation).

A top-down and bottom-up analysis of the German industrial thermal energy demand is presented and relevant data for network-based heat supply is extracted. From this, the yearly thermal energy provided by fossil fuel-based industrial thermal networks is determined as well as their potential flexible electrical load.

Chapter 3 focuses on providing (electrical) flexibility by means of high temperature thermal energy storage systems (TES). Sections 3.1 and 3.2 address general aspects like available storage technologies and electro-thermal charging of TES.

In sections 3.3 to 3.8 the individual sectors of process industries are analyzed. Based on a key process for each sector, the potential of storage integration for flexible power consumption is evaluated. The results can be summarized as follows:

The electric steel making process currently offers no promising options for TES integration. Refractory and glass industries offer potential for supplying process heat from electrically charged TES. In kilns and sintering furnaces of refractory industries, a partial substitution of burners and preheating of combustion air can be achieved through the provision of hot air from a TES. In glass industries an electrically heated TES can be used to preheat the batch at the glass furnace.

In chemical industries, the provision of process steam from combined cycle power plants opens flexibilisation opportunities through the integration of a TES integration into the exhaust gas system of the gas turbine. By this means, the steam generation can be decoupled from the operation of the gas turbine which thus can be operated in a flexible way.

In cement industries, no potential for storage integration could be identified. Prospectively, the calcium oxide (CaO), generated in the clinker burning process could be used as thermochemical storage medium. However, the components and technologies involved in such a concept (such as electrically heated (pre-) calciners) currently are in a very early stage of development.

Chapter 4 describes likely transitions in natural gas composition in the context of the transition of the German energy system, gaseous energy sources are strongly discussed as a counterpart to volatile

renewables. Power-to-Gas (PtG) in particular provides a decarbonisation measure with a high potential for flexibility. Feeding into the natural gas grid, however, changes the gas composition from pure natural gas to a gas mixture containing synthetic methane and hydrogen (H_2). The modified gas composition poses challenges for the industry, which will be analysed with the following requirement profiles.

The first requirement profile represents the situation for a constant H_2 feed and thus a constant volume fraction of renewable gas in the gas mixture. This situation arises, for example, from the feed-in of a PtG or biogas plant, which is constantly operated at full load. In the second requirement profile, a fluctuating but predictable volume fraction of renewable gases in the gas mixture is assumed. This means that changing gas compositions are assumed, e.g. due to the volatile feed of a PtG plant near a wind farm, which converts excess electricity into H_2 . The last requirement profile poses the greatest challenges to the industry, as it is assumed that there will be unpredictable fluctuations that may occur, for example, due to the provision of control power by PtG plants or forecast errors for renewable energy generation.

In the context of energy system transformation, synthetic gases are discussed as a means of decarbonizing the gas sector. The focus is on hydrogen - produced by electrolysis - as well as synthetic methane (EE methane), which is produced from the methanisation of the previously produced hydrogen. In order to provide truly greenhouse gas-neutral energy carriers, it is assumed that the energy used is regeneratively generated electricity from solar and wind power plants.

Biomethane is currently already being fed into the natural gas grid as an exchange gas; the potential is expected to remain rather low due to the sustainability requirements placed on agriculture as a substrate supplier.

The feed-in of alternative gases into the existing gas grid is determined by the regulations of the DVGW (German Gas and Water Association), which, among other things, specify the characteristics of the gas that have to be maintained. These characteristics (calorific value, density, Wobbe index, methane number) span a map within which the gas composition is permissible. However, fluctuations in the gas quality can also occur within this map, which can already lead to the end user having to adapt the burners etc., depending on the application. Accordingly, sensors and measuring equipment would have to be installed upstream, which currently cannot be assumed for every consumer.

A barrier analysis presented in chapter 6 accompanied and supported the investigations carried out by the project partners with regard to hybridisation of process heat and the use of synthetic gases and thermal storage in selected heat-intensive processes in the steel, chemical, cement, glass and refractory industries. An analytical framework was developed which covers organisational, regulatory and economic barriers in addition to technical ones. Expert interviews were conducted to collect the data, the results of which were supplemented by literature research. In this chapter, the results of the barrier analysis are brought together across industries.

18 cross-industry barriers and five cross-industry flexibilisation options are generalised and concrete examples from the sectors examined are given for illustration purposes. In summary, it can be stated that the easiest flexibility option to implement from an industrial point of view is the provision of synthetic gases in a specified and constant composition via the natural gas network, since in this case a (minor) adaptation of the established and tested production processes and the associated technical facilities would be necessary at most. On the basis of the discussions held, hybridisation of heat input into processes in their current form appears to be possible only in a few cases for process engineering reasons. Under today's conditions, hybridisation is also made more difficult by electricity costs, which are very high compared to the costs of fossil fuels. With regard to the integration of thermal storage, various process-specific, technically plausible starting points have been identified.

In chapter 7 three reference processes in the basics materials industry are examined in detail with two different numerical models. The goal is to analyze under which market and regulatory conditions these processes can offer economically viable demand response.

With the first optimization model the glass melting process in the container glass production is analyzed in order to investigate the impact of flexibly operating a hybrid (gas and electric) melting process. Cost savings are quantified, as well as the impact of CO_2 prices, grid fees and other fees on demand response provision.

With the second model, two processes are analyzed: the combustion of synthesis gas in a (fictional) exemplary plant of the refractory industry, as well as the hybrid associated pre-heating process of the combustion air for thermal burners.

Chapter 8 takes a closer look at the operating characteristics of an electric arc furnace for the production of electric steel were evaluated over a representative production period. The measured data were analysed with regard to temporal and spatial aggregation. Specific parameters of process utilization and electrical power consumption were checked. In addition, duration lines with differently aggregated energy data were determined, which can form a basis for future estimates of the flexibility potential of electric arc furnaces in the steel industry.

Furthermore, experiments for the supply of control energy for an oxygen generation plant are reported. In addition, the mode of operation of ladle furnaces in the secondary metallurgy of steel-works and their flexibility are explained.

Hot rolling mills are a possible perspective for the hybrid heating of subsystems of steel production. There a media preheating of combustion air with integration of electrical heating elements is conceivable. Finally, perspectives for the use of synthetic gases are presented, with which the demand for fossil fuels for steel production could be reduced.

Chapter 9 addresses two different glass production process, container and float glass production, were investigated regarding the use of renewable energies that are not steadily available but fluctuate in quantity and price. Both production processes represent 85 % of the annual tonnage and energy consumption for glass production in Germany. Whereas the electric boosting of container glass furnaces provides a certain technical flexibility potential for short time actions, the float glass production shows no appreciable flexibility for any asked flexibility profile. Thus the maximum technical flexibility potential comes to ± 550 GWh/a with a consumption of electric power of about 3000 GWh/a by glass melting sites.

The national and international debate on the adjustment and adaptation of glass melting furnaces to fulfill the requirements for CO₂ neutrality are lively at the moment. Both concepts, all electric melting and hybrid melting furnaces are investigated and computation of simulation model are carried out to evaluate the new and adapted furnace concepts.

Chapter 10 assess the practical potential for flexible load management in cement grinding as a reference process based on production data of two different cement plants. The developed model compares flexible grinding mode with the reference grinding mode according to defined cross-sectional demand profiles 1, 2 and 3 for different temporal scales of load shifting. The additional results for a second cement plant confirm again the principal dependence of the potential for flexible load management on installed mill drive power and the utilization rate. They are similar to results of the first cement plant and show a comparable scale.

The economical conditions and obstacles during flexible operation of cement mills were assessed based on cost-indexes for two different historical reference years and electricity prize scenarios for the year 2030. The results show, that even in case of extreme changes in the variable shares of electricity costs, there are nearly no economical potentials for the flexible electricity use available. The small cost reduction itself is usually not sufficient to justify new investments.

For demand profile 3 the influence of different site-specific boundary conditions like silo capacity and mill capacity on the potential for flexible cement mill operation was assessed with regard to temporal scales between 1 and 5 days. The increase of mill capacity shows a higher potential for positive load shifting (mill switch-off). However on its own, it can not justify the investment in a new mill.

Furthermore the potential for flexible load management in combination with the concept of separate fine grinding was examined and economically evaluated. A concept for the application of high-pressure grinding rolls for pregrinding and stirred media mills for fine grinding leads to a reduction of the specific energy demand and thereby to slightly higher cost reductions depending on the electricity price scenario in comparison with ball mill operation. At the same time the potential for flexible load management expressed as energy in MWh/year is reduced. The main reasons are firstly the low production capacity of single stirred media mills and secondly the low specific energy demand of these grinding mills in combination with high-pressure grinding rolls and using ball mills.

Chapter 11 investigates flexibility options originating from configurations of coupled heat and power generation. Chemical sites in Germany are often highly integrated sites with their own generation of power and steam. At the same time, these sites are interconnected to external infrastructures like power, natural gas and district heat grids, where they act as consumers and/or energy suppliers.

Different steam and power generation technologies can be combined in different configurations to secure, on one hand the energy supply on-site, and on the other hand to interact with the energy markets. The option to switch between different configurations creates a potential for flexibility as function of the reference mode of operation.

The effects of a flexible operation was analyzed for a given configuration of steam and power generation on-site of the industrial site at Höchst in Frankfurt for several different modes of reference operation (economic, CO₂-reduction, max. power generation, min. power generation and max. flexibility). A special focus was put on the interaction between cost, CO₂-emissions and flexibility.

Additionally, the configuration was extended to encompass a thermal storage unit that provides an additional positive flexibility potential and a water electrolyzer that provides an additional negative flexibility potential.

Chapter 12 evaluates flexibility potentials in the refractory industry, where sintered raw materials and numerous refractory products are fired in gas fired kilns. Natural gas is used to reach the high firing temperatures of up to 1800 °C and also to create oxidizing or reducing gas atmospheres inside of the kilns.

Industrial kilns for the firing of ceramic products can be retrofitted to provide flexibility regarding the composition of the gas being used, for introduction of synthetic gases.

The potential of gas fired kilns to provide flexibility regarding the availability of energy sources was analysed for the production of chamotte, bauxite products and tiles. The potential identified shall be transferable from gas to electric energy as primary source of energy in the kilns, if hybridization succeeds in introducing electrical energy as primary source of energy.

The dryer, the preheating zone, the preheating of the combustion air, regenerators and heat storage facilities of gas fired kilns were identified as components with potential for electrification resp. hybridization.

The results of these investigations can be transferred to other gas fired furnaces in the refractory and ceramic industry.

ZUSAMMENFASSUNG

Kapitel 1 adressiert Hybridisierung der Wärmeversorgung als eine Flexibilisierungsoption. Im Zuge des Ausbaus volatiler, erneuerbarer Energieerzeugung ist es zunehmend von Bedeutung, einen netzdienlichen Betrieb von Verbrauchern zu etablieren. Eine Möglichkeit besteht in der hybriden Erzeugung industrieller Prozesswärme für die energieintensive Grundstoffindustrie.

Ziel ist es, sowohl Hybridisierungspotenziale als auch branchenübergreifende -hemmnisse von brennstoffbasierten Industrieprozessen am Beispiel der Glas-, Papier- und Zementindustrie aufzuzeigen. Die entwickelte Methodik besteht aus einer vorgelagerten Technologieanalyse sowie einer Branchen- und Potenzialanalyse. Je Industriezweig werden zunächst geeignete Prozessschritte mit Hilfe eines Kriteriums zur Hybridisierung identifiziert. Anhand der Übereinstimmung und Verknüpfung der Prozesseigenschaften mit den Technologiekriterien findet eine prozessspezifische Technologieauswahl elektrothermischer Verfahren statt. Auf dieser Basis wird das Hybridisierungspotenzial in Form eines technischen Substitutionspotenzials für eine hybride Wärmeerzeugung quantifiziert. Abschließend werden im Rahmen von Experteninterviews ermittelte Hemmnisse für eine hybride Prozesswärmebereitstellung aufgezeigt.

Industrielle Wärmenetze sind das Thema in Kapitel 2. Für eine kosteneffiziente Energieversorgung auf Basis fluktuierender erneuerbarer Energien ist die Einbringung verschiedener Flexibilitätstechnologien erforderlich. In Deutschland macht der industrielle Wärmeenergiebedarf 22 % des gesamten Endenergiebedarfs aus. Ein relevanter Teil davon wird über thermische Netze bereitgestellt. Während diese netzbasierte Wärmeversorgung derzeit überwiegend aus fossilen Brennstoffen erfolgt, wird sie in Zukunft wesentlich auf Strom basieren und damit ein großes bisher nicht beziffertes Flexibilitätspotenzial bereitstellen.

In dieser Untersuchung wurde aus der Verschneidung vorliegender Top-down und Bottom-up Daten die potenzielle flexible jährliche Energie und die flexible Leistung hybrider Wärmenetze in Deutschland bestimmt.

Kapitel 3 untersucht Möglichkeiten, (elektrische) Flexibilität mit Hilfe thermischer Energiespeicher bereitzustellen. Abschnitt 3.1 und 3.2 adressieren allgemeine Aspekte der thermischen Energiespeicherung wie unterschiedliche Speichertechnologien und Möglichkeiten zur elektrothermischen Beladung solcher Speicher.

In den Abschnitten 3.3 bis 3.8 werden die einzelnen Branchen der Grundstoffindustrie beleuchtet. Auf Basis der jeweiligen Schlüsselproduktionsprozesse werden die Möglichkeiten zur Integration von Hochtemperaturwärmespeichern zum Zweck eines flexiblen Strombezug untersucht. Die Ergebnisse lassen sich wie folgt zusammenfassen:

In der Elektrostahlerzeugung werden derzeit keine vielversprechenden Ansätze für eine Speicherintegration gesehen. In der Feuerfest und Glasindustrie ergeben sich Möglichkeiten, Prozesswärme aus einem elektrischen beheizten Speicher zur Verfügung zu stellen. In den Ofenprozessen der Feuerfestindustrie können damit teilweise Ofenbrenner ersetzt und die Verbrennungsluft der Brenner vorgewärmt werden. In der Glasindustrie ist eine Vorwärmung des Gemenges am Schmelzofen mit Hilfe eines Speichers möglich.

In der Prozessdampfbereitstellung für die chemische Industrie mit Hilfe von GuD-Anlagen erlaubt ein Wärmespeicher im Abgasstrang der Gasturbine eine Entkopplung der Dampferzeugung vom Gasturbinenbetrieb. Die Gasturbine kann somit zur flexiblen Stromerzeugung eingesetzt werden.

In der Zementindustrie wird zum gegenwärtigen Zeitpunkt keine Integrationsmöglichkeit für Wärmespeicher gesehen. Mittelfristig könnte jedoch das im Klinkerbrennprozess anfallende Kalziumoxid (CaO) als thermochemisches Speichermedium genutzt werden. Die dafür benötigten Technologien (wie z.B. ein elektrisch betriebener Kalzinierer) befinden sich jedoch in einem sehr frühen Entwicklungsstadium.

Kapitel 4 widmet sich den absehbaren Änderungen der Gasversorgung. Im Rahmen der Energiewende werden gasförmige Energieträger als Pendant zu den volatilen Erneuerbaren stark diskutiert. Vor allem durch Power-to-Gas (PtG) steht eine Dekarbonisierungsmaßnahme mit hohem Flexibilitätspotenzial bereit. Dadurch ändert sich allerdings bei Einspeisung ins Erdgasnetz die Gaszusammensetzung von reinem Erdgas zu einem Gasgemisch, welches unter anderem synthetisches Methan und Wasserstoff (H_2) enthält. Durch die veränderte Gaszusammensetzung kommen Herausforderungen auf die Industrie zu, welche mit den folgenden Anforderungsprofilen analysiert werden.

Das erste Anforderungsprofil stellt die Situation für eine konstante H_2 -Einspeisung und damit einen konstanten Volumenanteil von erneuerbarem Gas im Gasgemisch dar. Diese Situation entsteht beispielsweise durch die Einspeisung einer PtG- oder Biogas-Anlage, welche konstant in Volllast betrieben wird. Im zweiten Anforderungsprofil wird von einem schwankenden, aber planbaren Volumenanteil erneuerbarer Gase im Gasgemisch ausgegangen. Hier wird also von wechselnden Gaszusammensetzungen ausgegangen, beispielweise durch die volatile Einspeisung einer PtG-Anlage in der Nähe eines Windparks, welche überschüssigen Strom in H_2 umwandelt. Das letzte Anforderungsprofil stellt die größten Herausforderungen an die Industrie, da hier von nicht planbaren Schwankungen ausgegangen wird, welche zum Beispiel durch die Erbringung von Regelleistung durch PtG-Anlagen oder Prognosefehlern für EE-Erzeugung auftreten können.

Im Kontext der Energiewende werden synthetische Gase als Mittel zur Dekarbonisierung des Gasektors diskutiert. Dabei stehen Wasserstoff – produziert per Elektrolyse – sowie synthetisches Methan (EE Methan), welches aus der Methanisierung des zuvor erzeugten Wasserstoffs hergestellt wird, im Fokus. Um wirklich treibhausgasneutrale Energieträger bereit zustellen, wird vorausgesetzt, dass es sich bei der eingesetzten Energie um regenerativ erzeugten Strom aus Solar- und Windkraftanlagen handelt.

Biomethan wird derzeit schon als Austauschgas ins Erdgasnetz eingespeist; es wird erwartet, dass das Potential aufgrund der Nachhaltigkeits-Anforderungen an Landwirtschaft als Substratlieferant eher gering bleiben wird.

Die Einspeisung alternativer Gase in das bestehende Erdgasnetz wird durch das Regelwerk des DVGW (Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs) bestimmt, das unter anderem einzuhaltende Kenndaten der Gasbeschaffenheit vorgibt. Diese Kenndaten (Brennwert, Dichte, Wobbe-Index, Methanzahl) spannen ein Kennfeld auf, innerhalb dessen die Gasbeschaffenheit zulässig ist. Allerdings kann es auch innerhalb dieses Kennfelds bereits zu Schwankungen in der Gasbeschaffenheit kommen, die beim Endverbraucher je nach Anwendungsfall bereits dazu führen kann, dass die Brenner etc. angepasst werden müssen. Entsprechend wäre eine Sensorik und Messtechnik vorzuschalten, was derzeit nicht bei jedem Verbraucher vorausgesetzt werden kann.

Die in dem Kapitel 6 vorgestellte Hemmnisanalyse begleitete und unterstützte die von den Projektpartnern durchgeführten Untersuchungen zur Flexibilitätsbereitstellung durch Hybridisierung der Wärmeerzeugung, Einsatz von thermischen Speichern sowie Nutzung synthetischer Brenngase in ausgewählten wärmeintensiven Prozessen der Stahl-, Chemie-, Zement-, Glas- und Feuerfestindustrien. Es wurde ein Analyserahmen entwickelt, der neben technischen auch organisatorische, regulatorische und ökonomische Hemmnisse erfasst. Zur Datenerhebung wurden Expertengespräche geführt, deren Ergebnisse durch Literaturrecherche ergänzt wurden. In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Hemmnisanalyse branchenübergreifend zusammengeführt.

Es werden 18 branchenübergreifende Hemmnisse sowie fünf branchenübergreifende Flexibilisierungsmöglichkeiten generalisiert dargestellt, und zur Illustration konkrete Beispiele aus den untersuchten Branchen gegeben. Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die aus technischer Sicht für den Industriebetrieb am einfachsten umzusetzende Flexibilisierungsmöglichkeit die Bereitstellung synthetischer Gase in spezifizierter und konstanter Zusammensetzung über das Erdgasnetz ist, da in diesem Fall maximal eine (geringfügige) Anpassung der etablierten und erprobten Produktionsprozesse und der zugehörigen technischen Anlagen nötig wäre. Auf Basis der geführten Gespräche erscheint eine Hybridisierung des Wärmeeintrags in Prozesse in ihren heutigen Formen aus verfahrenstechnischen Gründen nur in wenigen Fällen möglich. Unter heutigen Rahmenbedingungen wird eine Hybridisierung zudem insbesondere durch Stromkosten erschwert, die im Vergleich zu den Kosten fossiler Energieträger sehr hoch sind. Bzgl. einer Integration thermischer Speicher konnten verschiedene prozessspezifische, aus technischer Sicht plausible, Ansatzpunkte identifiziert werden.

In dem Kapitel 7 werden drei Referenzprozesse der Grundstoffindustrie mit Hilfe von zwei unterschiedlichen Modellen genauer betrachtet. Ziel ist es, aufzuzeigen, welche ökonomischen und regulatorischen Rahmenbedingungen auf dem Markt vorherrschen müssen, damit Flexibilitätspotentiale in der Grundstoffindustrie wirtschaftlich gehoben werden können.

Im ersten Modell wird die Behälterglasglasschmelze als Referenzprozess für eine hybride Wärmebereitstellung aus Strom (mit einer Elektrozusatzheizung) und Erdgas mithilfe eines Optimierungs-Modells näher untersucht. Dabei werden sowohl Energiekosteneinsparungen berechnet, als auch der Einfluss von Netzentgelten, anderer Umlagen sowie der Einfluss von CO₂-Preisen auf den Einsatz von Elektrizität in einer hybriden Wärmebereitstellung analysiert. Anschließend wird die Verbrennung von Synthesegas in einem fiktiven exemplarischen Werk der Feuerfestindustrie betrachtet. Der letzte Referenzprozess bezieht sich auf eine hybride Verbrennungsluftvorwärmung für thermische Brenner.

Kapitel 8 untersucht Flexibilitätsoptionen in der Elektro Stahlherstellung. Die Betriebscharakteristik eines Elektrolichtbogenofens zur Herstellung von Elektro Stahl wurde über einen repräsentativen Produktionszeitraum ausgewertet. Die Messdaten wurden hinsichtlich einer zeitlichen und räumlichen Aggregation analysiert. Spezifische Kenngrößen der Prozessauslastung und der elektrischen Leistungsaufnahme wurden überprüft. Zusätzlich wurden Dauerlinien mit unterschiedlich aggregierten Energiedaten ermittelt, die eine Basis für künftige Abschätzungen des Flexibilitätspotentials von Elektrolichtbogenöfen der Stahlindustrie bilden können.

Ferner wird über Versuche mit Bereitstellung von Regelenergie einer Sauerstofferzeugungsanlage berichtet. Außerdem wird die Betriebsweise von Pfannenöfen in der Sekundärmetallurgie von Stahlwerken und deren Flexibilität erläutert.

Eine mögliche Perspektive zur hybriden Beheizung von Teilanlagen der Stahlherstellung besteht ggf. in Warmwalzwerken. Dort ist eine Medienvorwärmung von Verbrennungsluft mit Einbindung elektrischer Heizelemente denkbar. Abschließend werden Perspektiven zur Nutzung synthetischer Gase aufgezeigt, mit denen der Bedarf fossiler Brennstoffe zur Stahlherstellung vermindert werden könnte.

Zur Beurteilung der Flexibilität der Glasindustrie in Deutschland in Kapitel 9 bezüglich der zeitlich schwankenden Verfügbarkeit erneuerbarer Energien wurden zwei sog. Schlüsselprozesse näher betrachtet: die Behälter- und die Flachglasherstellung. Beide Glasherstellungsprozesse decken ca. 85% der Jahrestonnage ab und repräsentieren auch ca. 85% des Energiebedarfs zur Glasherstellung in Deutschland. Während bei der Behälterglasherstellung ein gewisses technisches Flexibilitätspotential für kurzzeitige Maßnahmen auf Grund der vorhandenen Elektrozusatzheizung (EZH) ermittelt werden konnte [a], wurde bei der Flachglasherstellung keine nennenswerte Flexibilität für die abgefragten Profile erkannt bzw. von den Herstellern kein erkennbares Potential ausgewiesen [b]. Als maximales technisches Flexibilitätspotential ergibt sich somit ± 550 GWh/a bei einem aktuellen Verbrauch an elektrischer Energie von rund 3000 GWh/a [c] der schmelzenden Betriebe.

Die Diskussion um die Anpassung bzw. Adaption der Glasschmelzanlagen an die Forderung der CO₂-neutralen Schmelze ist in vollem Gange. Hier werden zurzeit national wie international die beiden grundlegenden Konzepte „vollelektrische Wanne“ und „Hybridwanne“ diskutiert und mit Hilfe von Simulations- und Modellrechnungen eine Beurteilung bzw. Abschätzung der unterschiedlichsten Varianten vorgenommen.

Das Lastflexibilisierungspotential des Referenzprozesses Zementmahlung im Kapitel 10 wurde anhand von Produktionsdaten aus zwei unterschiedlichen Zementwerken untersucht und praxisnah eingeschätzt. Es wurde ein Modell entwickelt, welches zur Abschätzung des maximalen Lastflexibilisierungspotentials entsprechend der branchenübergreifend definierten Anforderungsprofile 1 bis 3 für unterschiedliche Lastverschiebungszeiträume genutzt werden kann. Die zusätzlichen Ergebnisse für das zweite Referenzwerk bestätigen hierbei erneut die hauptsächliche Abhängigkeit des Lastflexibilisierungspotentials von der installierten Mühlenantriebsleistung und der jährlichen Mühlenauslastung. Sie ermöglichen eine Gegenüberstellung zu Ergebnissen für das erste Referenzwerk und weisen hierbei eine vergleichbare Größenordnung auf.

Die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen und Hemmnisse beim flexiblen Betrieb von Zementmühlen wurden anhand von Kostenindizes für zwei historische Referenzjahre und Strompreisszenarien für das Jahr 2030 untersucht. Die Ergebnisse zeigen, dass selbst bei extremen Änderungen der variablen Anteile in den Stromkosten kaum wirtschaftliche Potentiale für den flexiblen Stromeinsatz in der Zementmahlung entstehen. Die Kostenersparnis selbst könnten in der Regel keine neuen Investitionen zur Erhöhung der Flexibilität begründen. Für Anforderungsprofil 3 wurde der Einfluss

unterschiedlicher standortspezifischer Rahmenbedingungen wie Silokapazität und Mühlenkapazität in Bezug auf das Potential zur Flexibilisierung des Zementmühlenbetriebs über eine Zeitspanne zwischen 1 und 5 Tagen untersucht. Die Erhöhung der Mühlenkapazität weist hierbei ein größeres Potential zur positiven Lastflexibilisierung (Mühlenabschaltung) auf, welches jedoch die Investition in eine neue Zementmühle alleine wirtschaftlich nicht rechtfertigt.

Darüber hinaus wurde das Lastflexibilisierungspotential für das Konzept der separaten Feinstmahlung untersucht und wirtschaftlich bewertet. Ein Konzept zum Einsatz einer Gutbett-Walzenmühle zur Vormahlung und Rührwerkskugelmühlen zur Feinstmahlung führt zu einer Reduktion des spezifischen Energiebedarfs und damit zu geringfügig höheren Kostenreduktionen in Abhängigkeit des Strompreisszenarios im Vergleich mit dem Kugelmühlenbetrieb. Das Lastflexibilisierungspotential in Form von Regelenergie in MWh/Jahr sinkt jedoch. Ursache hierfür sind 1. die geringen Produktionsleistung der einzelnen Rührwerkskugelmühlen und 2. der geringere spezifische Energiebedarf dieser Mahlanlagen in Kombination mit Gutbett-Walzenmühlen gegenüber Kugelmühlen.

Kapitel 11 adressiert die Flexibilitätsoptionen, die durch eine Konfiguration verschiedener Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen entstehen können. Die Standorte der chemischen Industrie in Deutschland sind häufig integrierte Standorte, die häufig über eine eigene Strom- und Wärmeerzeugung verfügen. Gleichzeitig sind die Standorte an das externe Strom-, Gas-, und ggfs. Fernwärmesetz angeschlossen und wirken sowohl in der Funktion des Verbrauchers als auch ggf. in der des Erzeugers. Die verschiedenen Strom- und Dampferzeuger können in verschiedenen Konfigurationen genutzt werden, um einerseits die Energieversorgung am Standort sicherzustellen und andererseits an den Energiemärkten teilzunehmen. Die Möglichkeit zwischen verschiedenen Erzeugungskonfigurationen hin- und her-zuschalten erzeugt ein Flexibilitätspotenzial in Abhängigkeit vom Referenzbetrieb.

Die Effekte einer Flexibilisierung für verschiedene Einsatzstrategien (Wirtschaftlich, CO₂-Minimierung, Max. Stromerzeugung, Min. Stromerzeugung und Max. Flexibilität) wurden anhand eines typischen größeren Chemiestandortes durchgeführt, welcher sich an den Gegebenheiten des Industrieparks Höchst anlehnt und auf Basis der MONA Standard Zeitreihe für 2030 über das Jahr summarisch bewertet. Von besonderem Interesse dabei ist die Wechselwirkung zwischen Kosten, CO₂-Emissionen und Flexibilität.

Die Konfiguration des Modells wurde zusätzlich um einen idealen thermischen Speicher erweitert, der ein zusätzliches positives Flexibilitätspotenzial erschließt. Zusätzlich wurde die Integration einer Wasserelektrolyse untersucht, die ein zusätzliches negatives Flexibilitätspotenzial verfügbar macht.

In der Feuerfestindustrie, Kapitel 12, erfolgt die Herstellung der gesinterten Rohstoffe und der vielfältigen Feuerfestprodukte in gasbefeuchten Sinter- und Brennöfen. Mit Erdgas werden die hohen Sintertemperaturen von > 1800 °C erreicht und kann eine oxidierende bzw. reduzierende Atmosphäre in den Öfen eingestellt werden. Mit technischen Nachrüstungen können die gasbefeuchten Sinter- und Brennöfen auf stoffliche Flexibilisierung der Brenngase reagieren.

Um Potenziale für eine energetische Flexibilisierung der Sinter- und Brennöfen zu identifizieren, wurden Durchlauföfen für die Produktion von Schamotte, von Bauxitprodukten und von Ziegeln untersucht. Die für den Betrieb mit Erdgas als Energieträger identifizierten energetischen Flexibilitätsoptionen können bei der Hybridisierung von solchen Aggregaten zumindest anteilhaft auf Strom als Energieträger übertragen werden.

Gasbefeuchte Sinter- und Brennöfen können zumindest teilweise hybridisiert werden und damit ein Teil der erforderlichen Energie durch elektrische Energie eingebracht werden. So lassen sich der Trockner, die Vorwärmzone, die Brennlufthvorwärmung, Regeneratoren und thermische Speicher elektrifizieren. Die Ergebnisse dieser Untersuchungen lassen sich auch auf andere gasbefeuchte Öfen in der Feuerfest- und Keramikindustrie übertragen.

INHALT

Herausgeber / Autoren	II
Beteiligte Projektpartner	IV
Vorwort	V
Executive Summary	VI
Zusammenfassung	X
1 Potenzialanalyse zur Hybridisierung von Prozessen in der Grundstoffindustrie	2
1.1 Ausgangssituation und Zielsetzung	2
1.2 Methodik	2
1.3 Technologieanalyse thermoelektrischer Erwärmungsverfahren	3
1.4 Branchen- und Potenzialanalyse	6
1.4.1 Glasindustrie	6
1.4.2 Papierindustrie	10
1.4.3 Zementindustrie	13
1.5 Schlussfolgerungen und Ausblick	17
1.6 Literatur	18
2 Flexibilitätspotenzial industrieller hybrider Wärmenetze in Deutschland	20
2.1 Einleitung	20
2.2 Geeignete Verknüpfung von Wärmeerzeugern für die hybride Wärmeversorgung	21
2.3 Industrieller Wärmeenergiebedarf und relevante Energiequellen	21
2.4 Hybridisierungs- und Flexibilitätspotenzial industrieller Wärmenetze	22
2.4.1 Ausschluss der dezentralen Wärmeversorgung – Analyse der thermischen Wärmeversorgung in realen Betrieben	23
2.4.2 Installierte netzgekoppelte Wärmelast	24
2.5 Limitationen der Ergebnisse, Schlussfolgerung und Ausblick	25
2.6 Literatur	25
3 Thermische Energiespeicher	26
3.1 Einleitung	26
3.2 Speichertechnologien	27
3.3 Elektrisch beheizte Speicher	28
3.4 Thermische Energiespeicher in der Elektrostahlerzeugung	29
3.5 Thermische Energiespeicher in der Glasherstellung	31
3.5.1 Verbrennungsluftvorwärmung mit Hilfe eines elektrisch beheizten Speichers	32
3.5.2 Gemengevorwärmung mit Hilfe eines elektrisch beheizten Speichers	32
3.6 Thermische Energiespeicher im Klinker-Prozess der Zementindustrie	34
3.7 Thermische Energiespeicher zur Flexibilisierung der Stromerzeugung in Dampfnetzen	35
3.7.1 Detaillierte Untersuchung: Regenerator im Abgaspfad der Gasturbine	37
3.7.2 Flexibilisierungsperspektive	39
3.8 Thermische Energiespeicher in Sinter- und Brennöfen der Feuerfestindustrie	40
3.9 Literatur	43

4	Gasversorgung im Wandel	44
4.1	Hintergrund und Motivation	44
4.2	Methodik	46
4.3	Die drei Anforderungsprofile	47
4.4	Fazit	48
4.5	Literatur	49
5	Was ist synthetisches Gas?	50
5.1	Ausgewählte Kenndaten synthetischer Gase	50
5.2	Welche Herstellungsverfahren gibt es?	51
5.2.1	Wasserelektrolyse	51
5.2.2	Power-to-Gas: EE-Methan	51
5.2.3	Biomethan	52
5.3	Synthetische Gase im Gasnetz	53
5.3.1	Regelwerk und derzeitige Situation	53
5.3.2	Auswirkungen der Einspeisung von alternativen Gasen	54
5.4	Literaturverzeichnis	57
6	Hemmnisse einer Flexibilisierung der Bereitstellung von Prozesswärme in den energieintensiven Industrien durch Hybridisierung, synthetische Gase und thermische Speicher	58
6.1	Einleitung	58
6.2	Vorgehen	59
6.3	Ergebnisse der Hemmnisanalyse im Überblick	60
6.4	Hybridisierung	61
6.4.1	Technische Hemmnisse	61
6.4.2	Organisatorische Hemmnisse	64
6.4.3	Ökonomische / Regulatorische Hemmnisse	65
6.4.4	Branchenübergreifende Flexibilisierungsmöglichkeiten	68
6.5	Verwendung synthetischer Gase	69
6.5.1	Technische Hemmnisse	69
6.5.2	Organisatorische Hemmnisse	71
6.5.3	Ökonomische / Regulatorische Hemmnisse	72
6.5.4	Branchenübergreifende Flexibilisierungsmöglichkeiten	72
6.6	Thermische Speicher	73
6.6.1	Technische Hemmnisse	73
6.6.2	Organisatorische Hemmnisse	73
6.6.3	Ökonomische / Regulatorische Hemmnisse	74
6.6.4	Branchenübergreifende Flexibilisierungsmöglichkeiten	74
6.7	Fazit	74
6.8	Danksagung	75
6.9	Literatur	75
7	Modellhafte Betrachtung von Flexibilitätstechnologien in der Grundstoffindustrie anhand ausgewählter Beispiele	76
7.1	Abschnitt ökonomische Modellierung der Glasschmelze als hybrider Prozess	76
7.1.1	Modellbeschreibung & Annahmen	76
7.1.2	Szenarien	78
7.1.3	Modellergebnisse	79
7.1.4	Schlussfolgerungen	82

7.2	Verbrennung von Synthesegas	82
7.2.1	Modellbeschreibung	83
7.2.2	Prozessbeschreibung	84
7.2.3	Analysen	86
7.2.4	Fazit	87
7.3	Elektrische Verbrennungsluftvorwärmung als hybrider Prozess	88
7.3.1	Prozessbeschreibung	88
7.3.2	Analysen	89
7.3.3	Fazit	90
7.4	Literatur	91
8	Fallbeispiele für Flexibilitätspotenziale und Flexibilitätsperspektiven in der Stahlherstellung	92
8.1	Vorbemerkungen	92
8.2	Betriebsdaten eines Elektrolichtbogenofens	92
8.2.1	Zeitliche Aggregation der Prozessdaten	93
8.2.2	Visualisierung der 15 min- bzw. 1 Std.-Mittelwerte	93
8.2.3	Abweichung zwischen 1-Std. und 15 min-Mittelwerten	95
8.2.4	Tagesdurchschnittswerte und Leistungs-Kenngrößen	96
8.2.5	Dauerlinie eines Elektrolichtbogenofens	98
8.3	Flexibilität einer Sauerstofferzeugungsanlage	100
8.4	Betrieb von Pfannenöfen in der Sekundärmetallurgie	100
8.5	Perspektiven der hybriden Wärmebereitstellung im Warmwalzwerk	102
8.6	Nutzung synthetischer Gase in der Stahlindustrie	104
8.7	Literaturverzeichnis	107
9	Flexibilitätspotential und Perspektiven der Glasindustrie bezüglich des Einsatzes erneuerbarer elektrischer Energie	108
9.1	Flexibilitätspotential	108
9.1.1	Behälterglasproduktion	108
9.1.2	Flachglasherstellung	109
9.2	Flexibilitätsperspektive	109
9.2.1	Anpassung des Schmelzaggregates an erneuerbare elektrische Energie: vollelektrische Wannen	110
9.2.2	Hybridwannen	112
9.2.3	Hochtemperaturwärmespeicher bei der Glasherstellung	112
9.3	Zusammenfassung	113
9.4	Literatur	113
10	Einschätzung des Flexibilitätspotentials bei der Zementmahlung	114
10.1	Einleitung	114
10.2	Modell-Eingangsdaten	114
10.3	Modellergebnisse	115
10.3.1	Ergebnisse Anforderungsprofil 1 und 2	115
10.3.2	Ergebnisse Anforderungsprofil 3	116
10.4	Rahmenbedingungen des flexiblen Mühlenbetriebs und Kostenindizes	118
10.4.1	Modellergebnisse für unterschiedliche Strompreisszenarien	119
10.5	Hemmnisanalyse	119

10.6 Flexibilisierungspotentiale der separaten Feinstmahlung	121
10.6.1 Vorzerkleinerung in der Gutbett-Walzenmühlen	121
10.6.2 Anteilige Feinstmahlung in der Rührwerkskugelmühle	122
10.6.3 Machbarkeitsstudie	123
10.6.4 Technische Hemmnisse zur Flexibilisierung durch separate Feinstmahlung	124
10.6.5 Wirtschaftliche Betrachtung	125
10.7 Fazit	126
10.8 Glossar	127
10.9 Literatur	127
11 Prozessdampfbereitstellung in integrierten Verbundstandorten	128
11.1 Einleitung	128
11.2 Beschreibung des Industrieparks Höchst	129
11.3 Beschreibung des MONA-Modells	130
11.4 Beschreibung des Datensatzes Standard	131
11.5 Einsatzstrategien	135
11.6 Auswertung	137
11.6.1 Vergleich der Einsatzstrategien	137
11.6.2 Einsatz eines thermischen Speichers	141
11.6.3 Sektorkopplung durch elektrolytische Wasserstoffbereitstellung	143
11.7 Fazit und Ausblick	143
11.8 Literatur	145
12 Flexibilisierung gasbefuerter Sinter- und Brennöfen	146
12.1 Einleitung	146
12.2 Gas als Energieträger	147
12.3 Produktion keramischer Rohstoffe und Feuerfestprodukte	148
12.3.1 Herstellung von Schamotterrohstoffen für die Feuerfestindustrie in einem gasbefeuerten Durchschubofen und ihre Flexibilitätspotenziale	148
12.3.2 Herstellung von Feuerfestprodukten (Bauxitsteine) in einem gasbefeuerten Durchschubofen und ihre Flexibilitätspotenziale	150
12.3.3 Erfassung jahreszeitlicher Einflüsse auf die Flexibilitätspotenziale der Durchschuböfen	152
12.4 Hybridisierungspotenzial und Elektrifizierung	152
12.4.1 Stoffliche Hybridisierung	152
12.4.2 Energetische Hybridisierung	153
12.5 Übertragbarkeit der Flexibilitätsoptionen auf andere Brennaggregate in der keramischen Industrie (Ziegelindustrie)	156
12.6 Fazit und Ausblick	157
12.7 Danksagung	157
12.8 Literatur	157
13 Fazit und Ausblick	158
Impressum	160

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abb. 1.1:	Methodik zur Potenzialermittlung	3
Abb. 1.2:	Prozessablaufschritte der Glasherstellung, Eigene Darstellung in Anlehnung an [4], [24], [25], [26], [27].	6
Abb. 1.3:	Technologien zur hybriden Prozesswärmebereitstellung in der Glasindustrie	7
Abb. 1.4:	Technisches Substitutionspotenzial nach Prozess und Erwärmungsverfahren in der deutschen Glasindustrie	8
Abb. 1.5:	Prozessablaufschritte zur Papierherstellung in der Papiermaschine (eigene Darstellung in Anlehnung an [37])	10
Abb. 1.6:	Technologien zur hybriden Prozesswärmebereitstellung in der Papierindustrie	11
Abb. 1.7:	Technisches Substitutionspotenzial nach Prozess und Erwärmungsverfahren in der deutschen Papierindustrie	12
Abb. 1.8:	Prozessablaufschritte zur Zementherstellung (eigene Darstellung in Anlehnung an [42], [43], [33], [49])	13
Abb. 1.9:	Technologien zur hybriden Prozesswärmebereitstellung in der Zementindustrie	14
Abb. 1.10:	Technisches Substitutionspotenzial nach Prozess und Erwärmungsverfahren in der deutschen Zementindustrie.	15
Abb. 2.1:	Energiebedarf für Prozesswärme nach Branchen und Temperaturniveau, basierend auf Daten aus [7] und [8].	22
Abb. 2.2:	Energiebedarf für Prozesswärme nach Branchen hinsichtlich Temperaturniveau und Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien, Strom und Fernwärme, abgeleitet aus [6], [7] und [8].	22
Abb. 2.3:	Energiebedarf für Heizzwecke, zentral bereitgestellt durch fossile Brennstoffe, potenziell bereitgestellt durch hybride industrielle Wärmenetze	24
Abb. 2.4:	Darstellung der flexiblen elektrischen Leistung, welche von hybriden Wärmenetzen in der Industrie bereitgestellt werden könnten.	25
Abb. 3.1:	Systematik Speichertechnologien	27
Abb. 3.2:	Wärmetechnische Verschaltung zwischen Gemengevorwärmer und thermischem Energiespeicher (TES) mit Bypass zur Erreichung der gewünschten Mischtemperatur T_{mix} am Vorwärmereintritt.	33
Abb. 3.3:	Prozessskizze der Erzeugungsstruktur für ein Dampfnetz. Farbig eingefügt sind prinzipielle Optionen für die Integration thermischer Speicher sowie die in Frage kommenden Speichertechnologien.	35
Abb. 3.4:	Beispielhafter Verlauf des Strompreises und der Be-/Entladeleistung des Speichers.	37
Abb. 3.5:	Links: Kostenersparnis pro Jahr durch thermischen Speicher in Abhängigkeit der Speicherkapazität. Mitte: Quotient aus Investition für Speicher und Kostenersparnis pro Jahr (keine Verzinsung und Betriebskosten berücksichtigt). Rechts: Amortisation mit Verzinsung ($p = 3\%$) und Betriebskosten (1% der Investkosten).	38
Abb. 3.6:	Integration eines thermischen Speichers in einen Sinter-/Brennprozess für keramische Erzeugnisse.	40
Abb. 4.1:	PtG in Deutschland im Jahr 2050 [1]	44
Abb. 4.2:	Die Gasversorgung der Zukunft	45
Abb. 4.3:	Wichtige Parameter der verschiedenen Anforderungsprofile im Vergleich	47
Abb. 5.1:	Schematische Abbildung der Prozesskette Wasserstofferzeugung über Wasser-Elektrolyse.	51
Abb. 5.2:	schematische Abbildung der Prozesskette EE-Methan.	52

Abb. 5.3:	Schematische Prozesskette Biomethan auf Basis nachwachsender Rohstoffe.	53
Abb. 6.1:	Analyserahmen	60
Abb. 7. 1:	Zusätzliche Beiträge zum Strombörsenpreis: Arbeits- und Leistungspreise.	79
Abb. 7.2:	Vergleich von effektiven Strom- und Gaspreisen (unter Berücksichtigung von Ineffizienzen und Steuern und Umlagen).	79
Abb. 7.3:	Durchschnittlicher Stromverbrauch in verschiedenen Szenarien	80
Abb. 7.4:	Flexibilitätsbereitstellung: Durchschnittliche Abweichung vom Jahresmittel des Stromverbrauchs	81
Abb. 7.5:	Relative Energiekosteneinsparungen	81
Abb. 7.6:	Exemplarische Struktur der Modellierung in Ficus	83
Abb. 7.7:	Schema des modellierten Prozesses, in schwarz ist der bisherige Prozess dargestellt, blau dargestellt ist die Erweiterung zur Verbrennung von Synthesegas	84
Abb. 7.8:	Einfluss der Fixkosten des Elektrolyseur	86
Abb. 7.9:	Kostenverteilung	86
Abb. 7.10:	Produktionsverlauf für zwei exemplarische Wochen Ende Februar	87
Abb. 7.11:	Schema des modellierten Prozesses, in schwarz ist der bisherige Prozess dargestellt, blau dargestellt ist die Erweiterung zur elektrischen Verbrennungsluftvorwärmung	88
Abb. 7.12:	Einsatz der elektrischen Verbrennungsluftvorwärmung bei Verwendung der Stromkosten des Jahres 2017 (links) und 2030 (rechts)	89
Abb. 7.13:	Kostenaufteilung hybride Verbrennungsluftvorwärmung	90
Abb. 8.1:	Elektrische Leistung (15-min) eines Elektrolichtbogenofens	94
Abb. 8.2:	Elektrische Leistung (in MVA) eines Elektrolichtbogenofens an 12 Betriebstagen. Links: 15 min-Werte, Rechts: 1 h-Werte, rot=0%, grün=100%	95
Abb. 8.3:	Relative Abweichung zwischen 1-Std.- und 15-min-Mittelwerten	96
Abb. 8.4:	Energieübertragung als Funktion der power-on-Betriebszeit	98
Abb. 8.5:	Streubreite des spezifischen elektrischen Energiebedarfs je Schmelze	98
Abb. 8.6:	Dauerlinien der elektr. Leistung eines Elektrolichtbogenofens (blau: 5sec, rot: 15 min, grün: 1h)	99
Abb. 8.7:	Fließbild einer Anlage zur O ₂ -Erzeugung [3]	100
Abb. 8.8:	Installierte Leistung von Pfanenöfen in der Sekundärmetallurgie (Quelle: Stahlinstitut VDEh, database PLANTFACTS)	101
Abb. 8.9:	Temperaturverlauf einer Flüssigstahl-Schmelze bei Aufheizung im Pfanenofen (Quelle: B. Kleimt, Stahlakademie des Stahlinstituts VDEh [5])	102
Abb. 8.10:	Energiefließbild eines Warmwalzwerks (Daten pro t WB) [15]	103
Abb. 8.11:	Hybrider Rekuperator als flexibler Verbraucher [12]	103
Abb. 8.12:	Vergleichmäßigung der Wärmezufuhr durch Induktion [13]	104
Abb. 8.13:	Wasserstoff als Reduktionsmittel am Hochofen [19]	105
Abb. 8.14:	Fließbild für die Herstellung von Rohstahl mit Wasserstoff [23]	106
Abb. 9.1:	Produktionskette der Behälterglasherstellung mit ihren wesentlichen Prozessschritten und der angeschlossenen Abgasreinigungsanlage	109
Abb. 9.2:	Produktionskette der Floatglasherstellung mit ihren wesentlichen Prozessschritten	109
Abb. 9.3:	Vollelektrische Glasschmelzwanne für Behälterglas mit einer Maximaltonnage von ca. 200 t/d	110
Abb. 10.1:	Vergleich der flexibel eingesetzten positiven Regelenergie für zwei unterschiedliche Referenzwerke und Referenzjahre für Anforderungsprofil 1	115

Abb. 10.2:	Korrelation zwischen Mühlenauslastung und verfügbarer Regelenergie bei einer normierten Mühlenantriebsleistung für zwei unterschiedliche Referenzwerke und Referenzjahre nach Anforderungsprofil 2	116
Abb. 10.3:	Häufigkeiten einer potentiellen positiven Lastflexibilisierung über 1-5 Tage gemäß Anforderungsprofil 3 bei Erhöhung der Silokapazität jeweils für alle Zementmühlen in Referenzwerk 2	117
Abb. 10.4:	Häufigkeiten einer positiven Lastflexibilisierung (Mühlenabschaltung) über 1-5 Tage gemäß Anforderungsprofil 3 bei Erhöhung der Mühlenkapazität für Referenzwerk 2	118
Abb. 10.5:	Häufigkeiten einer negativen Lastflexibilisierung (Mühleneinschaltung) über 1-5 Tage gemäß Anforderungsprofil 3 bei Erhöhung der Mühlenkapazität für Referenzwerk 2.	118
Abb. 10.6:	Statistische Auswertung der Jahresverläufe der genutzten Kostenindizes, von unten nach oben in Zeilen: 1 = Referenzjahr 1, 2 = Referenzjahr 2, 3 = Strompreisszenario 1 und 4 = Strompreisszenario 2. Kostenindizes für die beiden Referenzjahre 1 und 2 [4] sowie für die Strompreisszenarien 1 und 2 für 2030 [5,6]	119
Abb. 10.7:	In der Zementmahlung nach Anforderungsprofil 2 flexibel eingesetzte positive Regelenergie bei unterschiedlichen Kostenindizes und bei einer Mindestmühlenbetriebszeit von 4 Stunden in zwei Referenzwerken	119
Abb. 10.8:	Vereinfachtes Fließbild einer Fertigmahlanlage mit Gutbett-Walzenmühle	121
Abb. 10.9:	Horizontale Rührwerkskugelmühle der Fa. Netzsch.	122
Abb. 10.10:	Anlagenschaltung einer Rührwerkskugelmühle	123
Abb. 10.11:	Vergleich der verfügbaren positiven Regelenergie der Zementmühlen bei Einsatz von Rührwerkskugelmühlen gegenüber einer Mahlung in Kugelmühlen	124
Abb. 10.12:	Prozentuale Kostenreduktion des Modellmühlenbetriebs mit Kugelmühlen sowie mit Kugelmühlen und 2 Rührwerkskugelmühlen basierend auf den unterschiedlichen Kostenindizes	126
Abb. 11.1:	Konfiguration der Wärme- und Stromerzeugung des modellhaften Industrieparks.	130
Abb. 11.2:	Geordnete Leistungsdauerlinie (linke Skala) und Flexibilitätsbedarf (rechte Skala) abgeleitet vom Einsatz der Wasserpumpspeicherkraftwerke	132
Abb. 11.3:	Tägliche und stündliche Auflösung des Flexibilitätsbedarfs der MONA 2030 Standard Zeitreihe.	132
Abb. 11.4:	Strompreisverteilung entlang der geordneten Leistungsdauerlinie. Die waagerechten Linien geben jeweils die höchsten Kosten des entsprechenden Grenzkraftwerks an.	133
Abb. 11.5:	Tägliche und stündliche Auflösung der Strompreise der MONA 2030 „Standard“ Zeitreihe.	133
Abb. 11.6:	CO ₂ -Emissionen (grüne Punkte) des jeweiligen Grenzkraftwerks und durchschnittlichen Emissionen (blaue Punkte) sowie die Emissionskennlinien für das jeweilig in seiner Kategorie emissionsintensivste Grenzkraftwerk.	134
Abb. 11.7:	Tägliche und stündliche Auflösung der CO ₂ -Emissionen der jeweiligen Grenzkraftwerke in der MONA 2030 „Standard“ Zeitreihe [3].	135
Abb. 11.8:	Vergleich der Einsatzstrategien ohne Anwendung von Flexibilität.	137
Abb. 11.9:	Verschiedene Einsatzstrategien relativ zu einem vollflexiblen Betrieb.	139
Abb. 11.10:	Netto-Kennzahlen für die verschiedenen Einsatzstrategien und den vollflexiblen Betrieb.	139
Abb. 11.11:	Effekt der Berücksichtigung von weiteren Strompreisbestandteilen in der betriebswirtschaftlich-optimalen Einsatzstrategie (Wirtschaftlich).	140

Abb. 11.12:	Verlauf der durchschnittlichen Flexibilitätskosten als Funktion eines zusätzlichen Strompreisbestandteils in der betriebswirtschaftlich-optimalen Einsatzstrategie (Wirtschaftlich).	140
Abb. 11.13:	Effekt des Einsatzes eines thermischen Speichers auf die Nettokennzahlen in den Einsatzstrategien Wirtschaftlich und CO ₂ -Minimierung.	141
Abb. 11.14:	Kosten der Flexibilitätsbereitstellung (durchgezogene Linien, linke Achse) als Funktion der Größe des thermischen Speichers in der betriebswirtschaftlich optimalen Einsatzstrategie. Zusätzlich sind die differentiellen Kosten (gestrichelte Linien, rechte Achse) für die Flexibilitätsbereitstellung als Funktion der Speichergröße dargestellt. Die Abszisse ist logarithmisch skaliert.	142
Abb. 11.15:	Effekt des Einsatzes der Wasserelektrolyse zur negativen Flexibilitätsbereitstellung in den Nettokennzahlen für die Einsatzstrategien Wirtschaftlich und CO ₂ -Minimierung.	143
Abb. 12.1:	Tunnelofen zum Brand von Sanitärkeramik (links, Quelle: Eisenmann) und Herdwagenofen mit seitlicher Gasbefuerung (rechts, Quelle: Rath).	146
Abb. 12.2:	Gepresste Batzen zum Schamottebrand (Quelle: KTS).	148
Abb. 12.3:	Schematische Darstellung des Durchschubofens zum Brennen von Schamotterohstoffen (Massenstrom bezogen auf 100 t Edukt).	149
Abb. 12.4:	Hochwertige Feuerfestprodukte für die Unterguss-Gespannzustellung (Quelle: Steuler Refractory Linings).	150
Abb. 12.5:	Schematische Darstellung des Durchschubofens zum Brennen von Bauxitsteinen (Massenstrom bezogen auf 75 t Edukt)	151
Abb. 12.6:	Energieströme bei direkter Wärmenutzung für Trockner und Verbrennungsluft.	154
Abb. 12.7:	Teil- und vollelektrische Beheizung von Trockner, Vorwärmzone und der Verbrennungsluft.	154
Abb. 12.8:	Hybridisierung durch thermischen Speicher.	155
Abb. 12.9:	Integration eines Regenerators in den Energiefluss.	155
Abb. 12.10:	Getrocknete (links) und gebrannte Ziegel (rechts) am Ofenausgang (Quelle: Ziegelwerk Ott).	156
Abb. 12.11:	Schematische Darstellung des Durchschubofens zum Brennen von Ziegeln (Massenstrom bezogen auf 215 t Edukt).	156
Abb. 12.12:	Ziegelprodukte Klimatherm PL 9 (links) und ThermoPlan MZ80-G (Quelle: Ziegelwerk Ott).	156

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1.1:	Technologiecharakteristika elektrothermischer Erwärmungsverfahren [6] ^a , [7] ^b , [8] ^c , [9] ^d , [10] ^e , [11] ^f , [12] ^g , [13] ^h , [14] ⁱ , [15] ^j , [16] ^k , [17] ^l	4
Tabelle 1.2:	Prozessbezogene Wirkungsgrade elektrothermischer Erwärmungsverfahren [6] ^a , [18] ^b , [20] ^c , [19] ^d , [21] ^e	5
Tabelle 2.1:	Überblick über geeignete Wärmeerzeugungskonzepte nach Soll-Temperatur- niveau (Elektroden- und Elektrokessel werden als Elektrokessel zusammengefasst)	21
Tabelle 2.2:	Übersicht über den Anteil der zentralbasierten Wärmeversorgung bei ausreichenden Temperaturen im analysierten Datensatz	23
Tabelle 2.3:	Überblick über relevante Temperaturniveaus für die netzgebundene thermische Energieversorgung, geeignete Technologien und Flexibilitätspotenziale	24
Tabelle 3.1:	Techno-ökonomische Kenndaten unterschiedlicher Wärmespeichertechnologien (aus [2] und eigene Abschätzungen).	28
Tabelle 3.2:	Parameter zur überschlägigen Speicherauslegung entsprechend Abbildung 3.2.	33
Tabelle 3.3:	Ergebnis der Speicherauslegung entsprechend der Parameter in Tabelle 3.2.	34
Tabelle 3.4:	Abschätzung der Speichergröße zur Pufferung des Dampfbedarfs über 3 h bzw. 12 h.	39
Tabelle 3.5:	Parameter zur überschlägigen Speicherauslegung entsprechend Abbildung 3.6.	41
Tabelle 3.6:	Ergebnis der Speicherauslegung entsprechend der Parameter in Tabelle 3.5.	42
Tabelle 5.1:	Gasbeschaffenheitskennwerte für verschiedene Erdgase, Bio- und SNG Methan sowie Wasserstoff [1,2,3,4].	50
Tabelle 6.1:	In den Branchen bzgl. der jeweiligen Flexibilisierungsansätze untersuchte Prozesse	58
Tabelle 6.2:	Ergebnisse der Hemmnisanalyse im Überblick	60
Tabelle 7.1:	Variablen	77
Tabelle 7.2:	Input Parameter	77
Tabelle 7.3:	Modell Gleichungen	78
Tabelle 7.4:	Gleichungen der Zielfunktion	84
Tabelle 7.5:	Variablen	84
Tabelle 7.6:	Kosten für Import- / Exportgüter	85
Tabelle 7.7:	Technologiekosten	85
Tabelle 7.8:	Technologieeigenschaften	85
Tabelle 7.9:	Technologiekosten und -eigenschaften	89
Tabelle 8.1:	Technische Daten des untersuchten AMH-Elektrolichtbogenofens	93
Tabelle 8.2:	Varianz der Messdaten bei unterschiedlicher Aggregation	93
Tabelle 8.3:	Analyse der Stillstände (15-min-Mittel) nach Dauer und Häufigkeit	95
Tabelle 8.4:	Betriebskennzahlen des AMH-Elektrolichtbogenofens	97
Tabelle 8.5:	Vergleich der in [1] getroffenen Annahmen mit Messdaten	97
Tabelle 8.6:	Charakteristische Zeitabschnitte in Abbildung 86	99
Tabelle 10.1:	Modellierte jährliche Regelenergie der Zementmühlen aus zwei Referenzwerken nach Anforderungsprofil 2 (links: *Regelenergie mit Strompreislimit je Anforderungsprofil [2], rechts: Regelenergie bei verändertem monatlichem Strompreislimit).	116
Tabelle 10.2:	Änderung der jährlichen Kostenindizes durch flexiblen Betrieb der Zementmühlen nach Anforderungsprofil 2	120

Tabelle . 10.3: Kennzahlen der Gutbett-Walzenmühlen und Rührwerkskugelmühlen- produktion* Berechnungen zur Abschätzung der Anteile im Gesamtprodukt basieren auf den Korngrößenverteilungen. Trotz niedriger spezifischer Oberfläche reichen geringe Anteile dieser Korngrößenverteilung aus, um die Referenzprodukte nachzubilden.	123
Tabelle 10.4: Gegenüberstellung der Mahlanlagen	125
Tabelle 11.1: Annahmen des MONA-Szenarios Standard [3].	131
Tabelle 11.2: Kennzahlen für das Anbieten von positiver Flexibilität in den verschiedenen Einsatzstrategien.	138
Tabelle 11.3: Kennzahlen für das Anbieten von negativer Flexibilität in den verschiedenen Einsatzstrategien.	138
Tabelle 12.1: Flexibilitätspotenziale des Durchschubofens zur Herstellung von Schamotte- rohstoffen	149
Tabelle 12.2: Flexibilitätspotenziale des Durchschubofens zur Herstellung von Bauxitprodukten	151

VERWENDETE ABKÜRZUNGEN

Sprachliche Abkürzungen

Abb.: Abbildung	PC: Personal Computer
bzgl.: bezüglich	S.: Seite
ca.: zirka	s.o.: siehe oben
ct: (Euro-)Cent	T€: Tausend Euro
D. h.: Das heißt	u.a.: unter anderem
Ggf: gegebenenfalls	u.U.: unter Umständen
€: Euro	vgl.: vergleiche
etc.: uns so weiter (et cetera)	z.B.: zum Beispiel
i.d.R.: In der Regel	z.T.: zum Teil
IT: Informationstechnik	%: Prozent
Mio.: Millionen	

Abkürzungen für Gesetze und Regularien

EEG:	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2017); „Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706) geändert worden ist“
EnWG:	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung(Energiewirtschaftsgesetz – EnWG); „Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706) geändert worden ist“
KWKG:	Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau derKraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz - KWKG); „Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498), das zuletzt durch Artikel 6 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706) geändert worden ist“
StromNEV:	Verordnung über die Entgelte für den Zugang zuElektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung -StromNEV); „Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 10 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706) geändert worden ist“
TA-Luft:	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum BundesImmissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft – TA Luft) Vom 24. Juli 2002 Nach § 48 des Bundes–Immissionschutzgesetzes in der Fassung der Bekanntmachung vom 14. Mai 1990 (BGBl. I S. 880), der durch Artikel 2 des Gesetzes vom 27. Juli 2001 (BGBl. I S. 1950) geändert worden ist.

Technische Abkürzungen

AHDE:	Abhitzedampferzeuger
AMH:	ArcelorMittal Hamburg
BGA:	Biogasanlage
CAPEX:	Investitionsausgaben (capital expenditure)
CEM I:	Portland Zement
CFD:	Numerische Strömungsmechanik (computational fluid dynamics)
COP:	Arbeitszahl (coefficient of performance)
BG:	Behälterglas
D:	Dimension
DIN:	Deutsches Institut für Normung
DRI:	Direkt-reduziertes Eisen (direct reduced iron)
DVGW:	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.
ε :	Leistungsfaktor in der power-on-Zeit, bezogen auf die installierte Leistung
E-:	Elektro-
EAF:	Elektrolichtbogenofen (electric arc furnace)
EE:	Erneuerbare Energien
EWI:	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln
EZH:	Elektrische Zusatzheizung
FG:	Floatglas
FMEA:	Ermittlung von Fehlerursachen (failure mode and effects analysis)
GHD:	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
GK:	Gaskessel
GT:	Gasturbine
GuD:	Gas- und Dampf(kraftwerke)
H (Index):	Hoch
HBI:	Heiß brikettierter Eisenschwamm (hot-briquetted iron)
HD:	Hochdruck
I_{inst} (Index):	Installiert
KM:	Kugelmühlen
KWK:	Kraft-Wärme gekoppelte (Anlagen)
L (Index):	Luft
L_{HV} (Index):	Heizwert
LP:	Lineares Programm
LPG:	Flüssiggas (liquefied petroleum gas)
LSW:	Lech-Stahlwerke
M_{max} (Index):	Maximal
MILP:	gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsmodell (mixed-integer linear programming)
M_{min} (Index):	Minimal
MONA:	Merit Order Netz-Ausbau
ND:	Niederdruck
OPEX:	Betriebsaufwand (operational expenditure)
PCM:	Phasenwechselmaterial (phase change material)
PEM:	Protonen Austausch Membran (Proton Exchange Membran)
PGC:	Prozess-Gaschromatographen
PtG:	Power-to-Gas
PVSA:	Druckwechselabsorption (pressure vacuum swing adsorption)
QTES:	Wärmespeicherkapazität (thermischer Speicher)
RS:	Rohstahl
RWKM:	Rührwerkskugelmühlen
SNG:	Künstliches Erdgas (synthetic natural gas)
τ :	power-on-Faktor, entspricht dem Zeitanteil mit Lichtbogenbetrieb
TES:	Thermischer Energiespeicher
TRL:	Technologiereifegrad (technology readiness level)
ÜNB:	Übertragungsnetzbetreiber
VES:	Vollelektrische Schmelzeinheit
WB:	Warmband

Physikalische Einheiten und Größen

a:	Jahr (Einheit)	m ³ :	Kubikmeter (Einheit)
A:	Ampere (Einheit)	min:	Minuten (Einheit)
bar:	bar (Einheit)	p:	relative elektrische Leistung
°C:	Grad Celsius (Einheit)	p:	Druck
d:	Tag (Einheit)	P:	Elektrische Leistung
e _l (Index):	elektrisch	Std.:	Stunde(n)
g:	Gramm (Einheit)	τ:	Zeiträume
h:	Stunde (Einheit)	t:	Tonne (Einheit)
Hz:	Hertz (Einheit)	T:	Temperatur
J:	Joule (Einheit)	th(Index):	thermisch
K:	Kelvin (Einheit)	Vol.-:	Volumen
m:	Masse	V:	Volt (Einheit)
m:	Meter (Einheit)	W:	Watt (Einheit)

Präfixe

μ: Mikro (10 ⁻⁶)	M: Mega (10 ⁶)
m: Milli (10 ⁻³)	G: Giga (10 ⁹)
c: Zenti (10 ⁻²)	T: Tera (10 ¹²)
d: Dezi (10 ⁻¹)	P: Peta (10 ¹⁵)
k: Kilo (10 ³)	

Chemische Verbindungen und Mineralien

CaO:	gebrannter Kalk, Kalziumoxid
CaCO ₃ :	Kalkstein, Kalziumkarbonat
CH ₄ :	Methan
CO:	Kohlenmonoxid
CO ₂ :	Kohlenstoffdioxid
Fe ₂ O ₃ :	Eisenerz, Eisen(III)oxid
H ₂ :	Wasserstoff
H ₂ O:	Wasser
N ₂ :	Stickstoff
O ₂ :	Sauerstoff

1

POTENZIALANALYSE ZUR HYBRIDISIERUNG VON PROZESSEN IN DER GRUNDSTOFFINDUSTRIE

Verantwortliche Autoren

Frank Veitengruber fveitengruber@ffe.de
Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, Am Blütenanger 71, 80995 München
Christa Dufter cdufter@ffe.de
Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, Am Blütenanger 71, 80995 München
Anna Gruber agruber@ffe.de
Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, Am Blütenanger 71, 80995 München
Tobias Hübner thuebner@ffe.de
Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, Am Blütenanger 71, 80995 München
Andrej Guminski aguminski@ffe.de
Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, Am Blütenanger 71, 80995 München

1.1 Ausgangssituation und Zielsetzung

Infolge der fluktuierenden erneuerbaren Energieerzeugung wird es zunehmend wichtiger, Flexibilität auf Verbraucherseite zu schaffen. Eine Möglichkeit stellt die Hybridisierung der industriellen Prozesswärme dar [1]. Diese kann insbesondere für Bestandsanlagen als Zwischenlösung auf dem Weg zu einer dekarbonisierten, flexiblen und erneuerbaren Energieversorgung dienen [2]. Im Rahmen dieses Papers steht der Konversionspfad von einer derzeit brennstoffbasierten hin zu einer hybriden Wärmebereitstellung im Fokus. Unter dem Begriff der hybriden Wärmeerzeugung ist ein kombiniertes Wärmebereitstellungssystem zu verstehen, das entweder zwischen brennstoffbasierter und thermoelektrischer Wärmeerzeugung umschalten oder dessen Erzeugungsverhältnis flexibel verschieben kann [3]. Dadurch soll einerseits mehr Flexibilität bei der Stromnachfrage geschaffen werden, um auf die zunehmend fluktuierende, erneuerbar erzeugte Elektrizität im Stromnetz zu reagieren. Andererseits soll neben der potenziellen Netzentlastung und verbesserten Integration erneuerbarer Energien auch eine Reduktion der CO₂-Emissionen und Energiebezugskosten für die energieintensive Grundstoffindustrie erreicht werden [4], [5]. Das Ziel der Publikation ist es, sowohl Hybridisierungspotenziale als auch branchenübergreifende -hemmnisse von brennstoffbasierten Industrieprozessen aufzuzeigen. Darüber hinaus soll die entwickelte Methodik als exemplarischer Leitfaden verstanden werden, der auf weitere Branchen übertragen werden kann.

1.2 Methodik

Um das Hybridisierungspotenzial am Beispiel der Grundstoffindustrie zu evaluieren, ist eine Betrachtung mehrerer Analysepfade erforderlich (vgl. Abbildung 1.1). Durch eine vorgelagerte Technologieanalyse werden Kriterien für den Einsatz elektrothermischer Erwärmungsverfahren evaluiert. Anschließend wird unter Berücksichtigung der Erkenntnisse eine mehrstufige Branchen- bzw. Prozessanalyse angewandt. Letztere wird im Rahmen dieser Veröffentlichung am Beispiel der Branchen Glas, Papier und Zement durchgeführt.

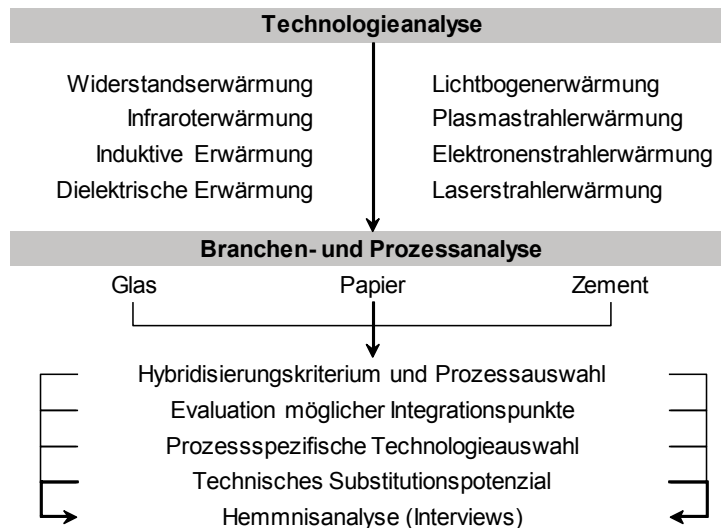


Abb. 1.1: Methodik zur Potenzialermittlung

- Zunächst ist für jeden Prozessschritt das Hybridisierungskriterium „Vorliegen einer brennstoffbasierten Beheizung“ zu prüfen. Die Erfüllung des Kriteriums ist eine Grundvoraussetzung, ob ein Prozessschritt einer weiterführenden Betrachtung unterzogen wird oder nicht. Dadurch wird sichergestellt, dass keine bereits elektrifizierten Prozesse, sondern ausschließlich mit Brennstoffen betriebene Prozesse für Hybridisierungsmaßnahmen betrachtet werden.
- In einem weiterführenden Schritt werden darauf aufbauend und unter Berücksichtigung der eingangs definierten Kriterien einer elektrothermischen Erwärmung entsprechende Integrationspunkte für ein hybrides Heizsystem identifiziert, die zur flexibel wechselnden Prozesswärmebereitstellung dienen können.
- Die prozessspezifische Technologieauswahl elektrothermischer Verfahren, die sich theoretisch für eine lokal hybride Prozesswärmebereitstellung eignen, ergibt sich anhand der Übereinstimmung und Verknüpfung der Prozesseigenschaften mit den Technologiekriterien. Anhand dessen wird das technische Substitutionspotenzial der hybriden Wärmeherzeugung ermittelt.
- Abschließend wird eine Hemmnisanalyse durchgeführt, bei der sowohl prozess- als auch anwendersensitive Gesichtspunkte evaluiert und diskutiert werden, die im Hinblick auf eine hybride Prozesswärmebereitstellung zu beachten sind.

1.3 Technologieanalyse thermoelektrischer Erwärmungsverfahren

Zu den thermoelektrischen Erwärmungsverfahren zählen grundsätzlich alle Technologien, bei denen Wärme in Form von Nutzenergie durch den Einsatz von elektrischer Energie erzeugt wird. Dies ist bei der Widerstands-, Infrarot-, induktiver und dielektrischer Erwärmung sowie der Lichtbogen-, Plasma-, Elektronen- und Laserstrahler Erwärmung der Fall. Nicht berücksichtigt werden Technologien wie zum Beispiel die elektrische Wärmepumpe, bei denen elektrische Energie zum mechanischen Antrieb eines Verdichters genutzt wird, um thermische Energie mittels eines thermodynamischen Kreisprozesses auf ein höherwertigeres Niveau anzuheben. In diesen Fällen ist in der Regel das erzielbare Temperaturniveau zur Bereitstellung der industriellen Prozesswärme für Prozesse in der Grundstoffindustrie nicht ausreichend. Tabelle 1.1 gibt einen Überblick zu den Technologiecharakteristika der elektrothermischen Erwärmungsverfahren.

Die Beheizungsart stellt ein wesentliches Unterscheidungsmerkmal dar. Hierbei kann einem Objekt direkt elektrische Energie zugeführt werden, sodass eine Erwärmung unmittelbar im Stoff selbst stattfindet. Im Fall einer indirekten Erwärmung wird elektrische Energie außerhalb des Erwärmungsgutes in Wärme umgewandelt und anschließend meist aus einer Kombination von Konvektion, Wärmestrahlung oder Wärmeleitung auf das zu erwärmende Objekt übertragen [6].

Für jede Technologie sind in Tabelle 1.1 mögliche Temperaturbereiche ausgewiesen, die als literarische Richtwerte zu verstehen sind. In der Praxis sind deutliche Abweichungen aufgrund vielfältiger Einflussfaktoren, wie zum Beispiel die elektrische Leitfähigkeit, Form, Beschaffenheit und Schüttdichte des Stoffes, möglich. Zusätzlich weisen technische Restriktionen auf potenzielle Einschränkungen zur Integration eines elektrothermischen Verfahrens hin. Im Folgenden wird die Funktionsweise der einzelnen Technologien beschrieben.

Tabelle 1.1: Technologiecharakteristika elektrothermischer Erwärmungsverfahren
[6]^a, [7]^b, [8]^c, [9]^d, [10]^e, [11]^f, [12]^g, [13]^h, [14]ⁱ, [15]^j, [16]^k, [17]^l

Technologie	Beheizungsart		Temperaturbereich	Technische Restriktionen
	direkt	indirekt		
Widerstandserwärmung ^a	x		bis ca. 3.000 °C	Nur für elektrisch leitfähige Materialien, anwendungsspezifische Verfahren
Infraroterwärmung ^a		x	bis ca. 2.000 °C	Universell einsetzbar
		x	bis ca. 2.100 °C	Hauptsächlich für Oberflächenerwärmung
Induktive Erwärmung ^{a,b,c}	x		abhängig von Frequenz	Nur für elektrisch leitfähige Materialien, möglichst gleichförmige Geometrie des Erwärmungsgutes
		x		Elektrisch leitendes Gefäß für konvektiven Wärmeübergang notwendig
Dielektrische Erwärmung ^{a,b,d,e,f}	x		bis ca. 1.800 °C	Nur für elektrisch nichtleitende Materialien mit polaren Eigenschaften (z. B. Wasser, Salze); Wärmeumwandlung material-, temperatur- und frequenzabhängig
Lichtbogenerwärmung ^{a,b,g,h}	x		ca. 1.000 - 2.500 °C	Nur für elektrisch leitfähige Materialien, i. d. R. für Schmelzvorgänge, diskontinuierliche Betriebsweise
		x		Anwendungsspezifische Verfahren
Plasmastrahlerwärmung ^{a,i,j}		x	ca. 1.000 - 5.000 °C	Arbeitsgas (Ar, H ₂ , N ₂ oder Luft) erforderlich, wird zusätzlich in Prozess eingebracht
Elektronenstrahlerwärmung ^a	x		ca. 2.300 - 2.700 °C	Hochvakuum erforderlich
Laserstrahlerwärmung ^{a,k,l}		x	k. A.	Nur zur punktuellen Erwärmung; Einflussgrößen: Strahleinfallswinkel, umgebende Atmosphäre und Materialeigenschaften

- Die Widerstandserwärmung basiert auf dem Prinzip der Umwandlung von elektrischer Energie in joulesche Wärme. Der Widerstand kann entweder das Erwärmungsgut selbst oder ein Heizleiter sein, der die Wärme indirekt auf das Erwärmungsgut überträgt [6], [18].
- Demzufolge ist auch die elektrische Infraroterwärmung eine Form der indirekten Widerstandserwärmung. In diesem Fall wird ein Heizleiter erhitzt, der Wärmestrahlung in einem definierten Wellenlängenspektrum emittiert und vom zu erwärmenden Objekt absorbiert wird [19].
- Bei der induktiven Erwärmung wird hauptsächlich die Erwärmungsmethode ohne Eisenkern angewandt. Um einen wechselstromdurchflossenen Leiter baut sich ein magnetisches Wechselfeld auf, das durch das Erwärmungsgut gerichtet wird und sich infolgedessen unmittelbar selbst erwärmt [7]. Die Eindringtiefe der Erwärmung ist in Abhängigkeit der Frequenz (50 Hz bis 3 MHz) regelbar und nimmt mit steigender Frequenz ab [8]. Bei einer indirekten Erwärmung erfolgt ein konvektiver Wärmeübergang vom elektrisch leitenden, induktiv erwärmten Behälter hin zum nichtleitenden Erwärmungsgut [6].
- Das Verfahren der dielektrischen Erwärmung ist auf elektrisch nichtleitende Stoffe mit polaren Eigenschaften beschränkt. Ein elektromagnetisches Wechselfeld bewirkt eine kontinuierliche Schwingung elektrisch polarisierter Moleküle. Die dadurch entstandene Molekülreibung bedingt eine gleichzeitige Wärmeentwicklung des gesamten Objektvolumens [7]. Durch das Angrenzen der Oberfläche an die kalte Umgebungsluft liegt im Fall der dielektrischen Erwärmung ein inverser Temperaturverlauf von innen nach außen vor [9].

- Die Lichtbogenerwärmung wird typischerweise für Schmelzvorgänge metallischer Materialien angewandt [7]. Durch das Anlegen einer ausreichend hohen Spannung wird ein Lichtbogen initiiert, wodurch sich ein Stromfluss im ionisierten Gas des Lichtbogens einstellt. Grundsätzlich kann die Erwärmung direkt oder indirekt erfolgen. Im Fall der direkten Erwärmung brennt der Lichtbogen zwischen einer Elektrode und dem Erwärmungsgut, sodass die Wärme durch Konvektion, Wärmeleitung und -strahlung übertragen wird. Bei der indirekten Lichtbogenerwärmung brennt der Lichtbogen zwischen mehreren Elektroden, ohne das Erwärmungsgut zu berühren. Die Erwärmung erfolgt durch Strahlung und Konvektion [13].
- Die Plasmastrahlerwärmung ist mit der Lichtbogenerwärmung verwandt, da prinzipiell alle Arten von Lichtbögen ein Plasma in Form eines ionisierten Gaskanals erzeugen [15]. Der wesentliche Unterschied besteht darin, dass in diesem Fall ein strömendes Arbeitsgas Verwendung findet, wodurch das Plasma gezielt für den Energietransport und die Wärmeübertragung auf das Erwärmungsgut genutzt wird [6].
- Bei der Elektronenstrahlerwärmung werden Elektronen an einer heißen Glühkathode der Elektronenstrahlkanone erzeugt und unter Hochspannung beschleunigt. Beim Auftreffen der Elektronen auf das Zielobjekt wird deren kinetische Energie durch elastische Zusammenstöße mit äußeren Hüllelektronen einzelner Stoffteilchen abgebaut und in Wärme umgewandelt [6].
- Bei der Laserstrahlerwärmung werden masselose Photonen in einem Laser erzeugt und mittels eines optischen Systems auf das zu erwärmende Objekt fokussiert. Abhängig vom Absorptionsgrad des Erwärmungsguts regt ein Teil der Photonenenergie im Zielobjekt Gitterschwingungen an, die in Wärme umgewandelt werden [17].

Zur Potenzialermittlung im Rahmen der nachfolgenden Branchenanalyse sind in Tabelle 32 entsprechende prozessbezogene Wirkungsgrade für die elektrothermischen Erwärmungsverfahren zusammengefasst. Neben dem Technologiewirkungsgrad werden die Verluste, die bei und bis zu der Erwärmung eines Objektes oder Stoffes auftreten, berücksichtigt.

Tabelle 1.2: Prozessbezogene Wirkungsgrade elektrothermischer Erwärmungsverfahren [6]^a, [18]^b, [20]^c, [19]^d, [21]^e

Technologie	Beheizungsart		Wirkungsgrad	Bemerkungen
	direkt	indirekt		
Widerstandserwärmung	x		70 % ^{a,b}	Wirkungsgrad eines Elektrodenkessels ca. 99 % ^c
		x	60 % ^b	Wirkungsgrad eines Elektrokessels ca. 95 % ^{ES}
Infrarot Erwärmung		x	78 % ^d	
Induktive Erwärmung	x		75 % ^{UES}	Frequenzabhängig, 50 % (3 MHz) - 99 % (50 Hz) ^a
		x	70 % ^b	
Dielektrische Erwärmung	x			Große Verluste durch Hochspannungstrafo, Magnetron und Rückstrahlung
- Hochfrequenz Erwärmung			49 % ^a	
- Mikrowellen Erwärmung				
Lichtbogenerwärmung	x		73 % ^a	
		x	68 % ^{OES}	
Plasmastrahlerwärmung		x	70 % ^a	
Elektronenstrahlerwärmung	x		70 % ^e	
Laserstrahlerwärmung		x	6 % ^a	Große optische Verluste und Zusatzverbraucher

^{ES} Expertenschätzung, ^{UES} Untere Expertenschätzung, ^{OES} Obere Expertenschätzung

Die industrielle Wärmeversorgung ist für die thematisierten Erwärmungsverfahren grundlegend in zwei Integrationsebenen zu unterteilen: die Versorgungsebene und die Prozessebene. Die Versorgungsebene dient als Wärmeversorgung für untergeordnete Prozessschritte und Anwendungen. Eine zentrale Einbindung in den vorhandenen Heizkreis ist möglich [22]. Für eine Hybridisierung von Wärmenetzen auf Versorgungsebene bietet sich beispielsweise auch eine Kaskadenschaltung mehrerer Wärmeerzeuger an, um Temperaturen auf höherem Niveau möglichst effizient bereitzustellen [23]. Im Gegensatz dazu besteht auf Prozessebene die Option einer dezentralen Einspeisung, wodurch einzelne Anwendungen direkt mit dem individuell benötigten Temperaturniveau versorgt werden [22].

1.4 Branchen- und Potenzialanalyse

In den Kapiteln 1.4.1 bis 1.4.3 wird die entwickelte Methodik zur Branchen- und Potenzialanalyse auf die Glas-, Papier- und Zementindustrie angewandt. Je Branche erfolgt zunächst eine Prozessbeschreibung. Auf dieser Basis werden relevante Prozesse identifiziert, eine Technologieauswahl vorgenommen und Hybridisierungsoptionen aufgezeigt. Anschließend folgen die Quantifizierung des Hybridisierungspotenzials sowie eine Hemmnisanalyse.

1.4.1 Glasindustrie

Die Glasproduktion untergliedert sich grundlegend für alle Glasprodukte zur Herstellung von Behälter-, Flach-, Faser- oder Spezialglas in sechs Prozessschritte, siehe Abbildung 1.2.

Abb. 1.2: Prozessablaufschritte der Glasherstellung, Eigene Darstellung in Anlehnung an [4], [24], [25], [26], [27].



In einem ersten Schritt werden mineralische und chemische Rohstoffe sowie Recycling- und Eigenscherten miteinander vermischt, um die benötigte chemische Zusammensetzung an Oxidverbindungen in der Schmelze einzustellen. Anschließend folgt das Einschmelzen des Gemenges zu einer blasenfreien und thermisch homogenen Schmelze. Je nach Produkt variiert die darauffolgende Formgebungsmethode. Das Abkühlen und Entspannen der geformten Glasprodukte findet in Kühlöfen statt, um mechanische Spannungen kontrolliert abzubauen. Abschließend erfolgt gegebenenfalls eine zusätzliche Veredelung sowie die Qualitätsprüfung und Verpackung der Produkte [4].

Relevante Prozesse

Nach dem Hybridisierungskriterium reduziert sich die Auswahl der Prozessschritte zur weiteren Betrachtung auf den fossil beheizten Schmelzprozess sowie auf das nachgelagerte Entspannen in den Kühlöfen.

Zum Einsatz für den energieintensiven Schmelzprozess kommen entweder gasbefeuerte Schmelzaggregate, gegebenenfalls mit Elektrozusatzheizung (EZH), für Produktionsmengen von bis zu 1.000 t/d oder vollelektrische Schmelzeinheiten (VES) für Tonnagen von bis zu 50 t/d. Hierbei weisen die derzeit weltgrößten vollelektrischen Wannenöfen eine tägliche Produktionsrate von ca. 200 t/d auf [4].

Der energieintensive Kernprozess beim Einschmelzen des Gemenges zu einer blasenfreien und thermisch homogenen Schmelze findet im Bereich von ca. 1.400 °C bis 1.700 °C statt. Der spezifische Energiebedarf liegt für Behälterglas (BG) in der Größenordnung von ca. 1,3 MWh/t verkaufsfähigem Glas und variiert je nach Gemengezusammensetzung. Bei der Flachglasproduktion (FG) nimmt der Schmelzprozess einen Anteil von ca. 65 % des gesamten Energiebedarfs ein und weist einen spezifischen Energiebedarf von ca. 1,6 MWh/t auf. Die Beheizung erfolgt vereinzelt vollelektrisch oder meist mit brennstoffbeheizten Feuerungsanlagen, die in der Regel in horizontaler Ebene angeordnet sind und oftmals Gas als Primärenergieträger verwenden. Um bei einer nicht ausreichenden Flammeneindringtiefe, hohen Durchsatzraten und je nach Glassorte die erforderlichen physikalischen Eigenschaften einzuhalten, kommt bei Bedarf eine elektrische Zusatzheizung zum Einsatz. Dies ist allerdings nicht als Hybridansatz im engeren Sinn zu verstehen, da technologisch bedingt zur homogenen Temperaturverteilung ein zeitgleicher Einsatz unterschiedlicher Energieträger – ca. 90 % Brennstoff, 10 % EZH – erforderlich ist [4].

In den Kühlöfen wird die Temperatur des Ofenguts von ca. 600 °C bis auf Umgebungstemperatur reduziert, um mechanische Spannungen kontrolliert abzubauen. Der Energieeinsatz zur Beheizung der Kühlöfen beträgt ca. 10 bis 15 kWh/t [4]. Heutige Kühlöfen sind üblicherweise auf eine Strecke von bis zu ca. 100 m eingehaust und in mehrere Temperaturzonen unterteilt. Die Beheizung erfolgt meist über seitlich installierte Gasbrenner, die das Glasprodukt zoniert temperieren [28].

Technologieauswahl und Hybridisierungsoptionen

Unter Beachtung der Technologiecharakteristika aus Tabelle 1.1 und Verknüpfung mit den zuvor beschriebenen prozessrelevanten Parametern ergibt sich die Technologieauswahl zur hybriden Prozesswärmebereitstellung (vgl. Abbildung 1.3).

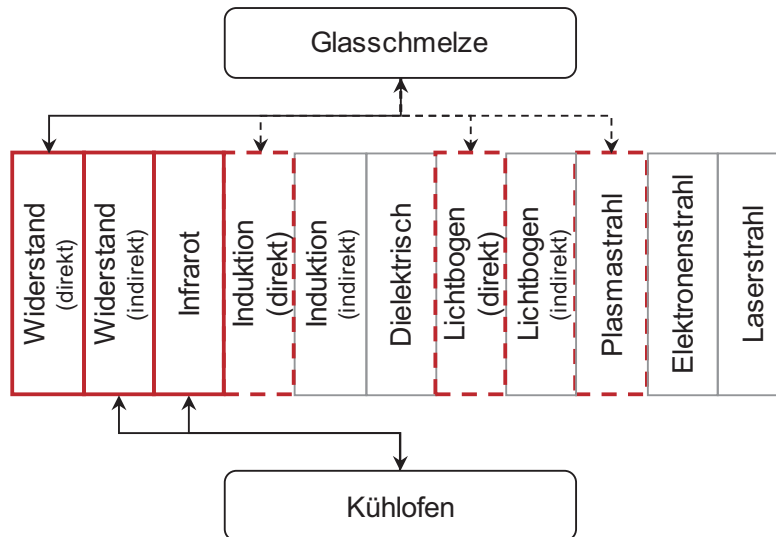


Abb. 1.3: Technologien zur hybriden Prozesswärmebereitstellung in der Glasindustrie

Für einen (teil-) elektrifizierten Schmelzprozess sind prinzipiell nur Glassorten geeignet, die einen möglichst hohen Anteil an frei beweglichen Ionen aufweisen, beispielsweise alle Natron-Kalk-Gläser [29]. Die Ionen reduzieren maßgeblich den elektrischen Widerstand und begünstigen bei hohen Temperaturen einen direkten Stromfluss im Erwärmungsgut. Sowohl bei der EZH als auch bei einer VES werden nach aktuellem Technikstand überwiegend Molybdänelektroden für eine direkte Widerstandserwärmung eingesetzt. [30] Für eine Teil- oder vollelektrische Schmelze bei brennstoffbeheizten Bestandsanlagen liegen Maßnahmen zur Hybridisierung entweder in einem Ausbau der EZH oder in einer Umrüstung auf eine vollelektrische Schmelzwanne. Beide Optionen weisen jedoch deutliche Umsetzungshemmnisse auf, die der nachfolgenden Hemmnisanalyse zu entnehmen sind.

Darüber hinaus ist eine Glasschmelze mittels direkter Induktion, beispielsweise an einem Induktortiegel [31], mittels direkter Lichtbogen- oder einer Plasmastrahlerwärmung denkbar. Dieser Ansatz befindet sich aber noch im Forschungsstadium und ist nach derzeitigem Kenntnisstand auch aufgrund des hohen spezifischen Energieverbrauchs nur für geringe Tonnagen von Spezialgläsern und -produkten geeignet [29]. Alle anderen elektrothermischen Verfahren liegen außerhalb der technischen Anforderungen für einen elektrifizierten Schmelzprozess oder erfüllen diese nicht.

Hybridisierungspotenzial

Als Hybridisierungspotenzial wird im Folgenden in Abbildung 1.4 das technische Substitutionspotenzial ausgewiesen, das unter der Bedingung einer gegebenen Integrationsmöglichkeit und eines zeitweise vollelektrischen Betriebes vorliegt. Im Fall der Glasherstellung wird die Potenzialbetrachtung für den Schmelzprozess auf die Behälter- und Flachglasherstellung eingeschränkt, die zusammen über 80 % der Jahres-Gesamtproduktionsmenge aller Glasarten verkörpern.

Im Fall der Spezialglasproduktion, die ca. 5 % der gesamten Jahres-Glasproduktionsmenge aller Glasarten darstellt, hängt die elektrische Leitfähigkeit von der zu ersmelzenden Glasart ab und damit von der jeweiligen Glaszusammensetzung. Bei der Vielzahl der Glasarten ist eine generelle Aussage der Eigenschaften zum Spezialglas nicht möglich [29]. Aufgrund eines zu hohen Spezialisierungsgrades eines jeden Prozessschrittes im Spezialglasbereich ist eine detailliertere Betrachtung nicht gegeben. Folgend wird auf diesen Produktionszweig und ebenso auf die Glasfaserherstellung nicht näher eingegangen.

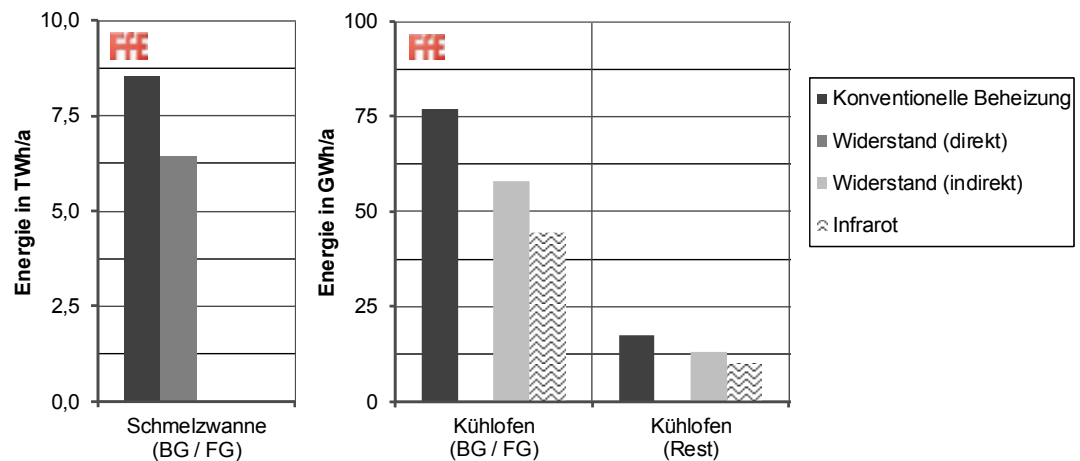


Abb. 1.4: Technisches Substitutionspotenzial nach Prozess und Erwärmungsverfahren in der deutschen Glasindustrie

Bei einer Jahrestonnage von ca. 2,1 Mio. t (FG) und ca. 4,1 Mio. t (BG) wird in Abbildung 1.4 ersichtlich, dass in Summe zur konventionellen Beheizung der Behälter- und Flachglasschmelze ein Energiebedarf in Deutschland von ca. 8,5 TWh/a vorliegt. Für eine VES der gleichen Produktionsmenge in Verbindung mit einer direkten Widerstandsheizung reduziert sich der elektrische Energieeinsatz um ca. 2 TWh/a. Berücksichtigung finden bereits bestehende EZH an 45 BG-Wannen und 4 FG-Wannen, die in Summe einen elektrischen Energieeintrag von ca. 570 GWh_{el}/a aufweisen und potenzialvermindernd wirken. Für die 60 BG-Wannen würde dies je BG-Schmelzwanne eine Steigerung des zusätzlichen elektrischen Leistungsbezugs um durchschnittlich ca. 7 MW_{el} und für die 11 FG-Wannen je Wanne ca. 29 MW_{el} bedeuten.

Für den konventionellen Energieeinsatz zum Entspannen in den Kuhlöfen ergibt sich in Summe für Behälter- und Flachglas sowie Spezial- und Faserglas (Rest) ein Energiebedarf von ca. 94 GWh/a. Ein Betrieb mit einer 100 % hybriden Infrarotheizung würde den Energiebedarf um insgesamt 40 GWh/a senken bei einem zusätzlichen elektrischen Leistungsbezug von ca. durchschnittlich 7 kW_{el} je vorhandener Schmelzwanne.

Hemmnisanalyse

Auf Basis der vorangegangenen Überlegungen und Ergebnisse wird ein Brancheninterview [32] durchgeführt, mit dem Ziel, technische, prozessbezogene Restriktionen sowie mögliche Umsetzungshemmnisse aufzuzeigen. Diese werden im Folgenden erläutert.

In der Glasindustrie gestaltet sich eine Hybridisierung des Schmelzprozesses als problematisch bis nicht durchführbar. Dies hat mehrere Gründe. Bei der Schmelze müssen die glasspezifischen Prozessparameter möglichst konstant eingehalten werden, um beispielsweise eine ideale Viskosität zur Weiterverarbeitung zu gewährleisten. Aus diesem Grund sind Temperaturschwankungen in der Schmelze auf ± 5 K begrenzt [4]. Jegliche Verzögerungen im Prozessablauf, die zu einem ungewollten, deutlichen Abkühlen der Glasschmelze führen, sind zu vermeiden, da dies die Zerstörung sämtlicher schmelzeführender Teile zur Folge hätte. In Abhängigkeit der Glasart kann bei brennstoffbeheizten Schmelzwannen eine EZH zum Einsatz kommen. Hierbei ist die EZH bei Bestandsanlagen nicht beliebig skalierbar, um einen erhöhten Hybridisierungsgrad zu erreichen. Dies hätte neben einer geringeren Temperaturverteilung über dem Schmelzbad auch verminderte Abgasvolumina zur Folge und würde eine gänzlich neue Wannengeometrie sowie neue Feuerfestmaterialien erfordern. Das veränderte Abgasverhalten hätte zudem Auswirkungen auf nachgeschaltete Abgasreinigungsanlagen sowie sämtliche Peripherieprozesse, die einer Anpassung bzw. Umrüstung benötigen würden. Bei Wannenlaufzeiten von 10 bis 15 Jahren ist es für Bestandsanlagen innerhalb der praxisüblichen Hauptreparatur von ca. 6 bis 12 Wochen nicht möglich, derartige Innovationsmaßnahmen umzusetzen.

- Um theoretisch dennoch eine Hybridisierung des Schmelzprozesses zu erreichen, wäre der Bau einer zweiten, vollelektrischen Produktionslinie notwendig. Dieser Ansatz scheitert aus heutiger Einschätzung jedoch aus mehreren Gründen:
- Die Produktionsstätten befinden sich historisch bedingt oftmals in denkmalgeschützten Bauwerken, die sowohl in ihrer Grundfläche als auch durch bauliche Restriktionen eingeschränkt sind. Dadurch liegt tendenziell ein grundsätzlicher Platzmangel für größere Zubauten vor.
- Die Schmelzwanne der brennstoffbasierten Produktionslinie dürfte aus prozessrelevanten Sicherheitsgründen nicht abkühlen, sodass eine parallele, vollelektrische Linie keinen flexiblen Energieträgereinsatz, sondern Zubau an Produktionskapazität bedeuten würde.
- Die gesamte Strominfrastruktur einer bestehenden Produktionsstätte müsste geändert werden, da mehrere Megawatt an zusätzlichem Strombezug anfallen würden.
- Das Risiko einer Produktionsstörung infolge einer Störung der Stromversorgung für vollelektrisch beheizte Prozesse wird tendenziell höher eingestuft als ein Ausfall des brennstoffbasierten Betriebes.
- Elektroden verschleiß und sind in regelmäßigen Abständen auszutauschen. Potenziell stellt ein Elektrodenwechsel ein höheres Sicherheitsrisiko dar, als ein brennstoffbasierter Betrieb ohne aktiven Komponententausch an der Schmelzwanne.
- Die Wirtschaftlichkeit für Hybridisierungsmaßnahmen des Glasschmelzprozesses in Bestandsanlagen ist in naher Zukunft nicht gegeben.

Im Fall der Floatglasherstellung wurden bereits erste Versuche für einen elektrischen Schmelzprozess unternommen, die eine maximale Tonnage von ca. 200 t/d erreichen konnten. Im Rahmen des Formgebungsprozesses ist in Deutschland jedoch eine Menge von 500-800 t/d erforderlich, sodass eine elektrifizierte bzw. hybride Fahrweise für den Flachglassektor zum aktuellen Zeitpunkt schwer vorstellbar ist. Des Weiteren weisen derzeit lediglich vier Flachglaswannen eine EZH auf, die im Normalfall für die reguläre Flachglasproduktion an anderen Wannen technologisch nicht benötigt wird. Infolge konstruktiver Maßnahmen des Schmelzaggregates wird das Glas bereits ohne EZH ausreichend und homogen erschmolzen. [29]

Eine Hybridisierung des Kühlrofens ist grundsätzlich möglich. Es gibt jedoch mehrere Aspekte, die auch bei diesem Prozessschritt als Hemmnis zu verstehen sind und infolgedessen gegen eine Hybridisierung sprechen.

Im Gegensatz zu einer Technologie- bzw. Verfahrensumstellung ist eine hybride Einbindung von Infrarotstrahlern in die bestehende Einhausung des auf den Brennstoffeinsatz optimierten Kühlprozesses aus platz- und prozesstechnischen Gründen nicht gegeben. Zudem werden inzwischen zur Beheizung der Kühlöfen im Sinne der Energieeinsparung auch Abwärmeströme aus dem Schmelzprozess verwendet oder die Kühlöfen bei geeigneten Glasprodukten rein mittels deren Eigenwärme betrieben [4]. Dadurch kann unter Umständen eine aktive Beheizung gänzlich entfallen [4].

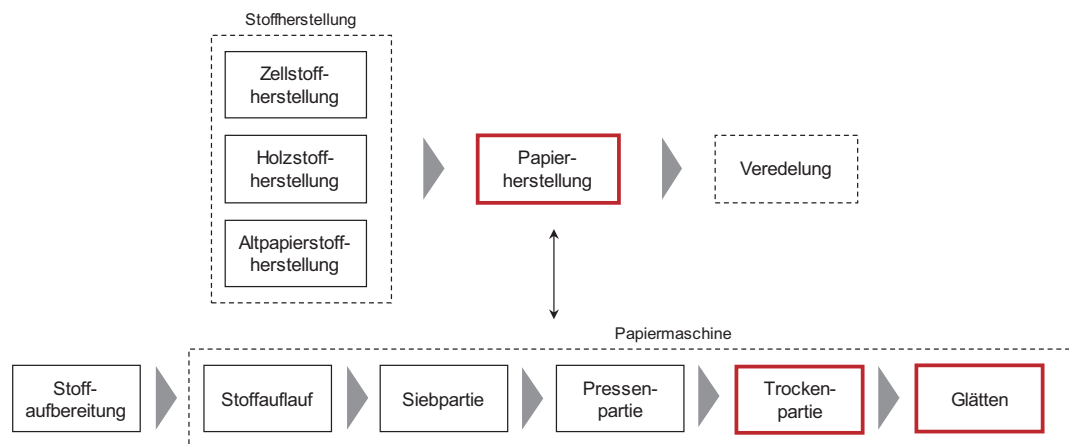
Weiterhin existiert für jedes Glasprodukt eine charakteristische Abkühlkurve, die innerhalb eines definierten Temperatur-Zeit-Regimes zu durchlaufen ist, um Spannungen in der Glasstruktur zu vermeiden. Die Einhaltung der Prozessparameter gilt als essentiell zur Gewährleistung der Produktqualität. Eine theoretisch hybride Fahrweise an einem bestehenden Kühlrofen würde aufgrund von Latenzzeiten beim Einstellen des bivalenten Energieträgerverhältnisses auf der einen Seite ein zusätzliches Risiko für Abweichungen von prozesskritischen Parametern bedeuten. Auf der anderen Seite wäre infolgedessen analog zum Schmelzprozess eine zweite, vollelektrische Kühllinie mitzudenken. Im Sinne von realitätsnahen Hybridisierungsmaßnahmen auf Prozessebene erscheinen beide Varianten als nicht praktikabel.

1.4.2 Papierindustrie

Die Papierproduktion gliedert sich unabhängig von der Papierart übergeordnet in drei Abschnitte, siehe Abbildung 1.5. Die Stoffherstellung dient eingangs zur Herstellung von Primär- oder Sekundärfasern. Während letztere durch das Recycling von Altpapier gewonnen werden, fallen Primärfasern im Zuge der Zell- oder Holzstoffherstellung an. Nachdem in Deutschland nahezu kein Zellstoff für die Papierherstellung erzeugt [33], sondern maßgeblich importiert wird, setzen deutsche Papierfabriken hauptsächlich Altpapier als Rohstoff für die Papiererzeugung ein [34]. Die Papierherstellung findet anschließend in der Papiermaschine statt. Dabei werden sechs Prozessschritte durchlaufen.

Sofern es sich nicht um eine integrierte Papierproduktion – einer gemeinsamen Stoff- und Papierherstellung am gleichen Standort [35] – handelt, erfolgt in einem ersten Schritt die Stoffaufbereitung des trocken angelieferten Faserstoffs, der unter Zugabe von Wasser zu einer Fasersuspension aufbereitet wird. Im nächsten Schritt erzeugt der Stoffauflauf einen homogenen Suspensionsstrahl in Maschinenrichtung und Papierbahnbreite. In der Siebpartie wird der Wassergehalt der Suspension erstmals reduziert und ein endloses, gleichförmiges Bahnprofil eingestellt. Anschließend erfolgt in der Pressenpartie eine Verdichtung und Entwässerung des Papiergefüges, wodurch die Festigkeit der Papierbahn erhöht wird. Diese durchläuft daraufhin eine Vielzahl an dampfbeheizten Trockenzylindern, sodass das verbliebene Restwasser aus dem Papier über Kontakttrocknung verdampft und ein gewünschter Endtrockengehalt von 2 bis 10 % erreicht wird. Im Anschluss an die Trockenpartie folgt oftmals ein Glättwerk mit temperierten Kalandervalzen, wodurch die Papierbahn eine glatte Oberfläche und gleichmäßige Blattdicke erhält, bevor sie final aufgerollt wird [36], [37], [38].

Abb. 1.5: Prozessablaufschritte zur Papierherstellung in der Papiermaschine (eigene Darstellung in Anlehnung an [37])



Relevante Prozesse

Dem Hybridisierungskriterium zufolge beschränkt sich bei der Papierherstellung der maßgebliche Einsatz an durch Brennstoffen bereitgestellter, thermischer Energie auf die Prozessschritte der Trockenpartie und dem konsekutiven Glättwerk – sofern vorhanden. Alle anderen Prozessschritte weisen entweder keinen direkten oder einen vergleichsweise verschwindend geringen Heizenergiebedarf auf.

Zur Trocknung der Papierbahn existieren mehrere praxisübliche Trocknungsverfahren. Davon stellt die Trocknung mittels dampfbeaufschlagten Trockenzylindern die gängigste Form dar. Je nach Maschinengröße werden ca. 50 und bis zu 100 Zylinder umlaufen. Die eingestellten Zylindertemperaturen liegen im Bereich von ca. 140 °C und sind maßgeblich abhängig von der Papiersorte und dem Fouling in den Trockenzylindern. Der brennstoffbasierte Energiebedarf für die Trockenpartie beträgt ca. 1.245 kWh pro Tonne Papier [38].

Zur Glättung der Papierbahn werden Kalandervalzen eingesetzt, die indirekt über ein gasbeheiztes Wärmeträgermedium oder Dampf temperiert werden. Die Temperaturen liegen üblicherweise zwischen 80 und 400 °C – je nach Anforderung und Papiersorte. Im Temperaturbereich bis 120 °C kommt Heißwasser oder Dampf zum Einsatz, bis 170 °C Dampf oder Thermoöl, bis 220 °C aus-

schließlich Thermoöl und bis 400 °C entweder Thermoöl mit induktiver Zusatzheizung oder eine direkt induktive Erwärmung der Kalandervalzen [37]. Der Energieeinsatz pro Tonne Papier liegt für diesen Veredelungsschritt schätzungsweise im Bereich von ca. 220 kWh/a bei einer Feuerungsleistung von ca. 10 kW. [38]

Technologieauswahl und Hybridisierungsoptionen

Unter Beachtung der Technologiecharakteristika aus Tabelle 1.1 und Verknüpfung mit den zuvor beschriebenen prozessrelevanten Parametern ergibt sich für die Papierherstellung eine mögliche Technologieauswahl zur hybriden Prozesswärmebereitstellung nach Abbildung 1.6.

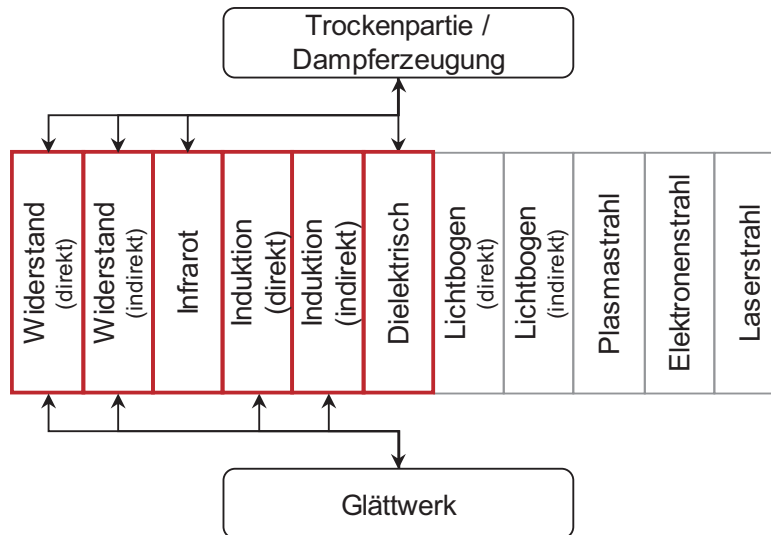


Abb. 1.6: Technologien zur hybriden Prozesswärmebereitstellung in der Papierindustrie

Nachdem der Trocknungsprozess in Bestandsanlagen bereits sehr effizient abläuft und Wärmerückgewinnungspotenziale weitgehend erschlossen sind, ist als primäre Hybridisierungsmöglichkeit eine übergeordnete Hybridisierung auf Versorgungsebene zu favorisieren [39], [40]. Neben einem hybriden Dampfkessel kann der Dampf entweder in einem weiteren Elektrokessel (indirekte Widerstandserwärmung mit Heizschwert) oder einem Elektrodenkessel (direkte Widerstandserwärmung des Wassers) erfolgen.

Eine weitere Möglichkeit zur Hybridisierung der Trockenpartie liegt darin, eine zusätzliche Infrarotheizung im Vorfeld der Trockenpartie zu integrieren: Für die der Trockenpartie vorgelagerten Prozessschritte gilt das Bestreben eines möglichst konstanten Temperaturniveaus um die 55 °C [40]. Die Integration einer elektrischen Infrarotheizung als zusätzliche Vortrocknung zur Trockenpartie würde sowohl eine Leistungssteigerung einer bestehenden Trockenpartie als auch eine flexible Reduktion der benötigten Dampfmenge in den Trockenzylindern bewirken [37]. Die Option einer dielektrischen Trocknung ist aufgrund der gleichmäßigen Papierbahngeometrie theoretisch ebenfalls möglich.

Die Thematik zur Umstellung auf eine hybride Dampfbereitstellung auf Versorgungsebene gilt analog für eine hybride Beheizung der Thermowalzen im Glättwerk: eine primärseitige Integration eines zusätzlichen elektrothermischen Erwärmungsverfahrens wie der zum Teil schon angewandten Induktionserwärmung des Thermoöls ist ohne Beeinflussung der Prozessparameter möglich. Gleiches gilt für die Erwärmung des Wärmeträgermediums mittels Widerstandsheizung. Eine weitere Option liegt im Einsatz von sogenannten vollelektrischen Tokuden-Walzen, bei denen sich die Walze direkt induktiv ohne ein zusätzliches Wärmeträgermedium erwärmt [37], [41].

Die weiteren Verfahren der Lichtbogen-, Plasma-, Elektronen- oder Laserstrahlerwärmung sind aufgrund ihrer technischen Restriktionen für keinen der beiden Prozessschritte möglich und finden prinzipiell nur für Hochtemperaturprozesse Verwendung.

Hybridisierungspotenzial

Als Hybridisierungspotenzial wird im Folgenden in Abbildung 1.7 das technische Substitutionspotenzial ausgewiesen, das unter der Bedingung einer gegebenen Integrationsmöglichkeit und eines zeitweise vollelektrischen Betriebes vorliegt.

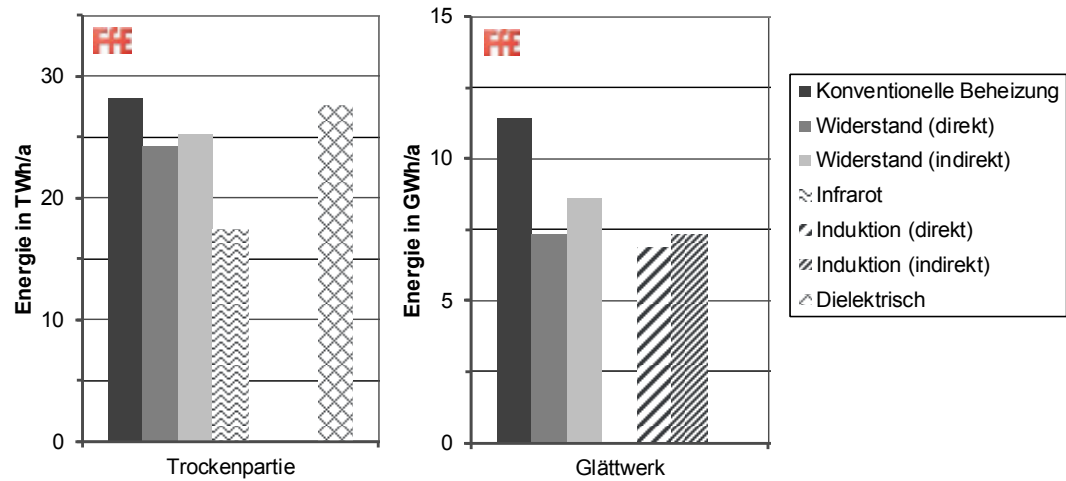


Abb. 1.7: Technisches Substitutionspotenzial nach Prozess und Erwärmungsverfahren in der deutschen Papierindustrie

Im Fall der Papierherstellung liegt für die konventionelle Dampfbereitstellung im Bereich der Trockenpartie ein Energiebedarf von über 28 TWh/a in Deutschland vor. Unter Einsatz eines Elektro- oder Elektrodenkessels resultiert für einen vollständig hybriden Einsatz des elektrischen Widerstandsverfahrens zur hybriden Dampferzeugung ein verminderter Energiebedarf von ca. 25 TWh/a. Je Werk in Deutschland entspricht dies einem zusätzlichen elektrischen Leistungsbezug von knapp 20 MW_{el} für eine hybride Dampfbereitstellung zur Versorgung der Trockenpartie. Im Vergleich dazu resultiert für eine zeitweise vollständige Infrarottrocknung ein um ca. 40 % verringerter Energiebedarf von ca. 17 GWh_{el}/a bei einem zusätzlichen elektrischen Leistungsbezug von ca. 14 MW_{el} je Werk. Eine temporär vollständig dielektrische Trocknung hätte aufgrund eines verhältnismäßig niedrigeren Wirkungsgrades nahezu den gleichen ursprünglichen Energiebedarf bei einem zusätzlichen elektrischen Leistungsbezug von knapp 22 MW_{el} je Werk.

Im Vergleich zur Trockenpartie ist der gesamte, konventionelle Energiebedarf für das Glätten mit ca. 11 GWh/a verschwindend gering. Sowohl ein Widerstands- als auch Induktionsverfahren zur Beheizung der Thermowalzen weist einen Energiebedarf von ca. 7 bis 9 GWh_{el}/a auf. Dies bedingt einen zusätzlichen elektrischen Leistungsbezug von ca. 6 bis 8 kW_{el} je Werk.

Hemmnisanalyse

Auf Basis der vorangegangenen Überlegungen und Ergebnisse wurde ein Brancheninterview [40] durchgeführt, mit dem Ziel, technische, prozessbezogene Restriktionen sowie mögliche Umsetzungshemmnisse aufzuzeigen. Diese werden im Folgenden erläutert.

In der Papierindustrie gibt es derzeit bereits konkrete Überlegungen und das Bestreben, die Dampferzeugung auf Versorgungsebene bivalent zu gestalten. Die Umbaumaßnahmen hierfür beschränken sich hauptsächlich auf den Tausch eines konventionellen mit einem hybriden Dampfkessel oder auf die Installation eines zusätzlichen vollelektrischen Dampfkessels. Dadurch ist die Option einer sowohl mono- als auch bivalenten Betriebsweise gegeben, sodass in Abhängigkeit der Energiepreise ein flexibler Betrieb im wirtschaftlichen Optimum ermöglicht wird. Beim Einstellen des Energieträgerverhältnisses ist darauf zu achten, mögliche Schwankungen in der Dampfbereitstellung zu vermeiden. Obwohl dies für die Prozessparameter der Trockenpartie als tendenziell unkritisch anzusehen ist, besteht bei Dampfschwankungen die Möglichkeit eines Bahnabrisse an vorgelagerten Prozessschritten, wie beispielsweise der Pressenpartie, was zu einem Produktionsausfall führen würde.

Die Anlagen laufen üblicherweise ca. 8.100 h/a und erreichen eine Lebensdauer von ca. 50 Jahren und mehr. Neben einem Sommer- und Weihnachtsstillstand von maximal 10 Tagen finden alle zwei bis drei Wochen für je vier bis acht Stunden reguläre Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten statt. Längere Stillstandzeiten werden in der Regel aufgrund von Profitabilitätsverlusten nicht toleriert. Folglich ist wenig Toleranz für potenzielle Umbaumaßnahmen auf Prozessebene vorhanden. Darüber hinaus sind Amortisationszeiten für Investitionen von ca. einem Jahr gängige Praxis.

Eine allgemeine Umstellung des Trocknungsverfahrens auf beispielsweise reine Infrarot- oder dielektrischer Trocknung ist prinzipiell möglich [39], findet aber bisher keine Anwendung. Für Bestandsanlagen liegt das Hemmnis maßgeblich in der Unwirtschaftlichkeit bei dem aktuellen Energiepreinsniveau. Erst mit deutlich veränderten Rahmenbedingungen im Energiesystem ist davon auszugehen, dass auch auf Prozessebene eine Wirtschaftlichkeit für Hybridisierungs- bzw. Elektrifizierungsmaßnahmen vorliegt und ein Anreiz für eine systemdienliche Produktionsfahrweise geschaffen wird. Ein weiteres Hemmnis liegt in der Gewährleistung der Produktqualität in Verbindung mit neuen und bivalenten Technologien auf Prozessebene. Ein noch geringer Forschungs- und Wissensstand zur praxisnahen Umsetzung begünstigen weiterhin den Einsatz bewährter, konventioneller Technologien.

1.4.3 Zementindustrie

Die Zementherstellung erfolgt primär in drei Abschnitten – der Rohstoffgewinnung inklusive aufbereitung, dem Ofenprozess und der Fertigstellung, siehe Abbildung 1.8.

Die abgebauten Rohstoffe Kalkstein, Ton und Quarz werden in einem ersten Schritt zerkleinert und für eine vordefinierte Zusammensetzung homogenisiert. Nach einem weiteren Zerkleinerungsschritt des Rohmaterials zu Rohmehl folgt der Ofenprozess bzw. das Brennen des Zementklinkers. Hierzu wird das Rohmehl über mehrere Zyklonstufen mit heißem Ofenabgas vorgewärmt, im Calcinator vorentsäuert und anschließend im Drehrohrofen zu sogenanntem Klinker gebrannt. Im Anschluss folgt die Klinkerkühlung auf einem Transportrost mittels konvektiver Luftkühlung. In einem letzten Schritt wird der gebrannte Klinker in einem abschließenden Mahl- und Mischprozess zu Zement fertiggestellt [33].

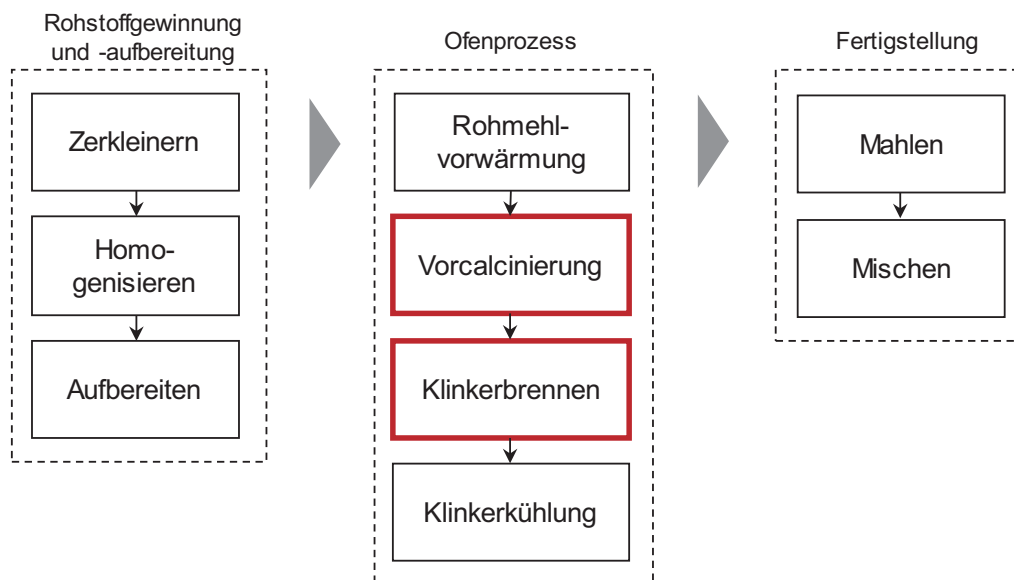


Abb. 1.8: Prozessablaufschritte zur Zementherstellung (eigene Darstellung in Anlehnung an [42], [43], [33], [49])

Relevante Prozesse

Infolge des Hybridisierungskriteriums ist die Betrachtung von Hybridisierungsmöglichkeiten für die Zementproduktion auf die zwei brennstoffbasierten Prozessschritte des Ofenprozesses – die Entsäuerung im Calcinator sowie dem Brennen im Drehrohrofen – limitiert.

Bei der Vorcalcinierung, d. h. Entsäuerung, wird Heißmehl aus der zweituntersten Zyklonstufe von der Ofen- oder Tertiärluft des Drehrohrofens mitgerissen und in den schachtförmigen Calcinator eingebracht. Dort reagieren die beiden Komponenten intensiv miteinander, sodass sich die Heißgastemperatur abrupt von ca. 1.200 °C auf das Niveau der Entsäuerungstemperatur bei ca. 830 °C abkühlt. Zur Aufrechterhaltung der endothermen Entsäuerungsreaktion werden an dieser Stelle oftmals Brennstoffe mit niedrigeren Heizwerten, wie zum Beispiel Altreifen, Tiermehle, Siedlungsabfälle und Klärschlamm [44], zugegeben. Je nach Ofenanlage kann der spezifische Wärmeeintrag bei Temperaturen zwischen 830 °C und 950 °C bis zu ca. 480 kWh je Tonne Zement bzw. 60 % des gesamten Brennstoffenergiebedarfs betragen [38], [45].

Das Brennen des vorgetrockneten und -entsäuerten Rohmehls im Drehrohrförmigen findet bei Temperaturen von ca. 1.450 °C statt. Der Durchmesser des feuerfest ausgekleideten Drehrohrs beträgt bis zu 6 m bei einem Länge-Durchmesser-Verhältnis von 10-17. Durch die kontinuierliche Drehbewegung und einer Neigung von 3° bis 4° findet ein stationärer Massentransport vom Ofeneinlauf in Richtung des am Ofenauslauf installierten Brenners statt. Der spezifische Brennstoffenergieeinsatz für das Klinkerbrennen im Drehrohrförmigen beträgt ca. 180 kWh pro Tonne Zement, wenn, wie zuvor beschrieben, eine Vorcalcinierung stattfindet. Ohne den vorgelagerten Prozessschritt beträgt der spezifische Brennstoffeinsatz ca. 660 kWh/t [38] aufgrund der energieintensiven Trocknung, Aufheizung und Calcinierung des Rohmaterials im Drehrohr. [45]

Technologieauswahl und Hybridisierungsoptionen

Unter Beachtung der Technologiecharakteristika aus Tabelle 1.1 und Verknüpfung mit den zuvor beschriebenen prozessrelevanten Parametern ergibt sich für die Zementherstellung eine mögliche Technologieauswahl zur hybriden Prozesswärmebereitstellung nach Abbildung 1.9.

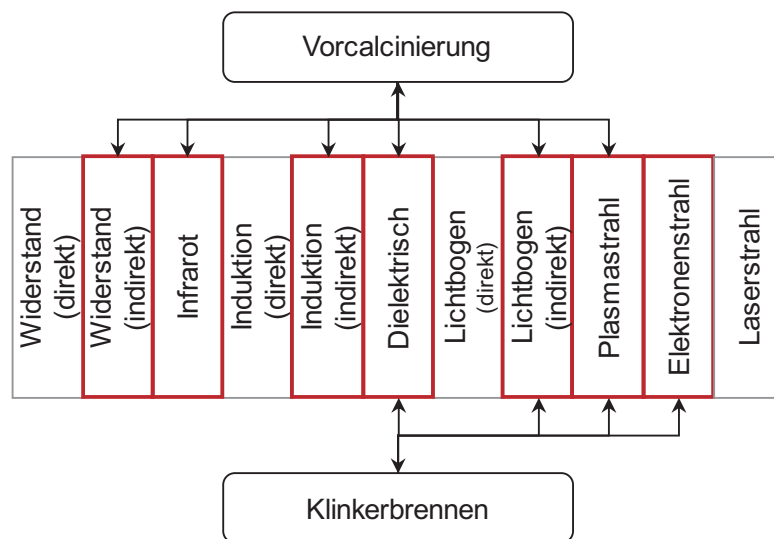


Abb. 1.9: Technologien zur hybriden Prozesswärmebereitstellung in der Zementindustrie

Da es sich bei der Zementproduktion maßgeblich um ein elektrisch nichtleitendes Erwärmungsgut im kontinuierlichen Transportprozess handelt, finden die direkte Widerstands-, Induktions- und Lichtbogenerwärmung zur Vorcalcinierung keine Anwendung. Ebenso auszuschließen ist eine Laserstrahlerwärmung, die nur zur punktuellen Erwärmung einsetzbar ist und sich zusätzlich nicht für grobkörniges Schüttgut eignet. Neben den indirekten Verfahren, der Infrarot- und der dielektrischen Erwärmung kann ebenso eine Plasmastrahlerwärmung zum Einsatz kommen.

Als Hybridisierungsmöglichkeit für das Klinkerbrennen besteht die Option einer dielektrischen Erwärmung sowie einer indirekten Lichtbogen-, Plasma- oder Elektronenstrahlerwärmung. Der Einsatz weiterer Verfahren ist aufgrund ihrer technischen Restriktionen für den Prozessschritt des Klinkerbrennens nicht gegeben.

Zum aktuellen Zeitpunkt sind die genannten Verfahren Gegenstand von Prototypentests zur strombasierten Zementproduktion. Sie finden bisher aber noch keine Anwendung in produzierenden Betrieben. [46]

Hybridisierungspotenzial

Als Hybridisierungspotenzial wird im Folgenden in Abbildung 1.10 das technische Substitutionspotenzial ausgewiesen, das unter der Bedingung einer gegebenen Integrationsmöglichkeit und eines zeitweise vollelektrischen Betriebes vorliegt.

Für die Potenzialermittlung ist die Struktur der deutschen Zementwerke nicht unerheblich: In Deutschland gibt es 53 Zementwerke, von denen 34 eine Klinkerproduktion im Drehrohrföfen betreiben. Dementsprechend ist der thermische Energieeinsatz zur Zementproduktion maßgeblich auf diese 34 Werke zurückzuführen. Davon wiederum betreiben 20 Werke bzw. knapp 60 % eine dem Drehrohrföfen vorgeschaltete Vorcalcinierung, die den Energieeinsatz im Drehrohrföfen deutlich reduziert [47].

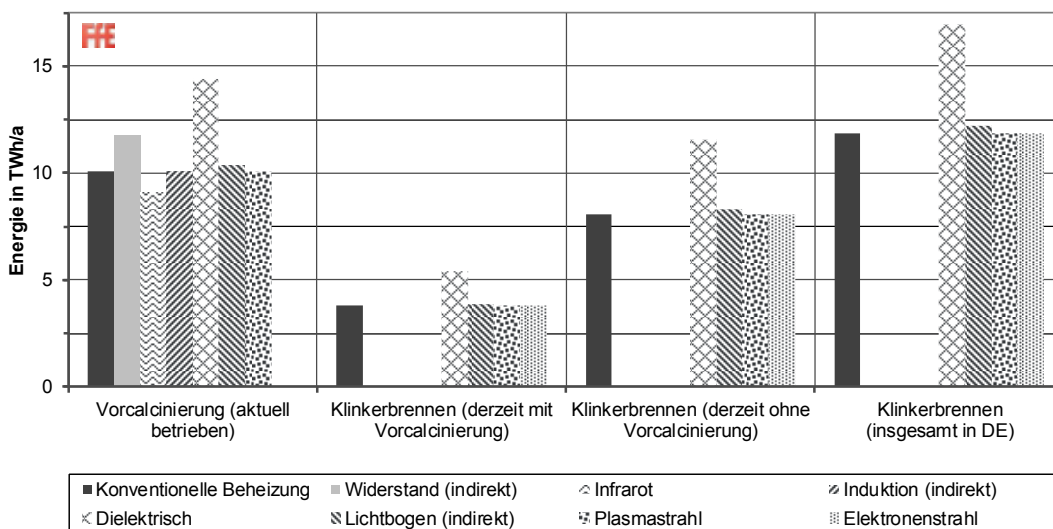


Abb. 1.10: Technisches Substitutionspotenzial nach Prozess und Erwärmungsverfahren in der deutschen Zementindustrie.

Demzufolge zeigt sich in Abbildung 1.10 für die konventionelle Beheizung der Vorcalcinierung ein thermischer Energiebedarf in Deutschland von ca. 10 TWh/a. Eine hybride Substitution des fossilen Energieträgers würde nur im Fall einer Infraroterwärmung aufgrund eines verbesserten Wirkungsgrades zu einem theoretisch verminderten Energiebedarf von ca. 9 TWh_{el}/a führen. Ein konträres Verhalten zeigt sich für die Anwendung einer indirekten Widerstandsheizung, die einen um ca. 2 TWh/a erhöhten Energiebedarf aufweist.

Prozessübergreifend ist folgender Sachverhalt ersichtlich: Sowohl für eine indirekte Induktions- oder Lichtbogen- als auch für eine Plasma- und gegebenenfalls Elektronenstrahlerwärmung liegt jeweils ein ähnlicher Energiebedarf im Vergleich zur konventionellen Beheizung vor. Zusätzlich weist insbesondere ein dielektrisches Erwärmungsverfahren für die Vorcalcinierung und das Klinkerbrennen einen um ca. 43 % erhöhten thermischen Energiebedarf auf. Dies ist maßgeblich auf signifikante Umwandlungsverluste (ca. 37 %) der elektrisch bezogenen Energie zur Erzeugung der elektromagnetischen Wellen zurückzuführen [6].

Unter der Annahme, beide Prozessschritte beispielsweise auf eine hybride Plasmastrahlerwärmung umzurüsten, ergibt sich für Werke mit aktuell betriebener Vorcalcinierung und Klinkerbrennen in Summe ein zusätzlicher elektrischer Leistungsbedarf von durchschnittlich über 90 MW_{el} je Werk in Deutschland. Für die verbleibenden Werke mit alleinigem Klinkerbrennen, die keine Vorcalcinierung betreiben, resultiert ein zusätzlicher elektrischer Leistungsbedarf von über 75 MW_{el} je Werk.

Hemmnisanalyse

Auf Basis der vorangegangenen Überlegungen und Ergebnisse wurde ein Brancheninterview [46] durchgeführt, mit dem Ziel, technische, prozessbezogene Restriktionen sowie mögliche Umsetzungshemmnisse aufzuzeigen. Diese werden im Folgenden erläutert.

In der Zementindustrie stellt eine anteilige Hybridisierung in Kombination mit dem brennstoffbasierten Erwärmungsverfahren eine Übergangslösung auf dem Weg zu einer vollständig strombasierten Zementproduktion dar. Auf diese Weise könnten theoretisch Zementwerke vor dem Hintergrund ihres erheblichen Leistungsbedarfes zur Stabilität des Stromnetzes beitragen. In diesem Zusammenhang ist es denkbar, insbesondere Plasmabrenner gegebenenfalls modular in bestehende Drehrohröfen zu integrieren, die aufgrund derzeitiger Leistungsklassen maximal 5 bis 20 % zur benötigten thermischen Leistung bereitstellen können. Im Fall einer hybriden Integration mit einem Plasmabrenner sind keine Auswirkungen auf die Produktqualität zu erwarten. Dennoch müsste die Calcinatorgeometrie aufgrund veränderter Abgasströme angepasst sowie eine zusätzliche Kühlung des Plasmabrenners realisiert werden.

Für eine hybride bzw. elektrifizierte Zementproduktion liegen darüber hinaus weitere potenzielle Hemmnisse vor, die auf Analysen und Einschätzungen des VDZ beruhen [48]:

- Unter der theoretischen Annahme eines CO₂-freien, strombasierten Klinkerbrennprozesses könnten brennstoffbedingte CO₂-Emissionen vermieden werden, die ca. ein Drittel der anfallenden CO₂-Emissionen darstellen. Die restlichen Emissionen stammen aus der Entsäuerung des Rohmaterials und sind prozessbedingt unvermeidbar. Dieser Sachverhalt entkräftet somit den Hebel zur Umsetzungsbereitschaft einer bivalenten oder rein strombasierten Fahrweise, da kein vollständig emissionsfreier Prozess möglich ist. Im Drehrohröfen könnten zudem alternative Brennstoffe eingesetzt werden. Die vollständige stoffliche und energetische Nutzung von Abfällen entspricht dem Ziel der Schonung von primären Ressourcen, Brennstoffen und Rohstoffen. In Deutschland wird ca. 65 % der benötigten Brennstoffenergie aus alternativen Brennstoffen bereitgestellt [44]. Der dadurch bereits erzielte positive Effekt zur Ressourcenschonung stellt ein Hemmnis für die Nutzung elektrischer Energie dar.
- Gegen den Einsatz von Elektrolichtbogenöfen beim Klinkerbrennprozess sprechen nach derzeitigem Kenntnisstand, dass nur verhältnismäßig geringe Mengen verarbeitet werden könnten. Zudem würde eine veränderte Ofenatmosphäre vorliegen, die Einfluss auf die Produktqualität haben kann. Eine für den Klinkerbrennprozess notwendige Ofengröße ist in absehbarer Zeit nicht gegeben.
- Ein allgemein technologisches Hemmnis liegt darin, dass das Rohmehl bzw. der Klinker nicht elektrisch leitend ist. Dadurch eignen sich prinzipiell nur indirekte elektrothermische Erwärmungsverfahren, die vor allem auf dem Prinzip der Wärmestrahlung basieren. Unter Einsatz der Elektrodenstrahltechnik ist beispielsweise keine homogene Erwärmung des Materials zu erreichen. Ebenso resultieren für eine dielektrische Materialerwärmung in einem Mikrowellenofen hohe Energieverluste und Investitionskosten.
- Für einen strombasierten Klinkerbrennprozess wären drastische Steigerungen der bisher eingesetzten Strommengen erforderlich, die über die lokale, bestehende Strominfrastruktur nicht zu Verfügung gestellt werden können. Demzufolge bedarf es für Hybridisierungsmaßnahmen einer weitreichenden Erneuerung der Strominfrastruktur auf Betriebsebene und dem lokalen Stromnetz.
- Eine vollständig hybride bzw. elektrische Zementproduktion würde im weitesten Sinne eine technologische Neuentwicklung des Klinkerbrennprozesses bedeuten. Beispielsweise ist nach derzeitigem Kenntnisstand davon auszugehen, dass ein rein strombasierter Prozess, nicht im bisher kontinuierlichen Betrieb, möglich ist.

1.5 Schlussfolgerungen und Ausblick

Die Recherche der zur Verfügung stehenden elektrothermischen Erwärmungstechnologien zeigt, dass je nach eingesetzter Technologie theoretisch alle in der Glas-, Papier- oder Zementindustrie benötigten Temperaturniveaus erreicht werden können. Welche elektrische Erwärmungsmethode sich für die Hybridisierung bestimmter Prozesse eignet, ist von den individuellen Prozess- und Umgebungsbedingungen abhängig. Dabei spielt die Integrierbarkeit in die bestehende Prozessführung sowie die Regelbarkeit der konventionellen Erwärmung eine große Rolle. Für die Industrie ist dabei wichtig, dass durch die hybride Wärmebereitstellung keine Produktionsprobleme, wie zum Beispiel Qualitätsverluste oder Verzögerungen, auftreten. Im Vergleich der drei durchgeführten Branchenanalysen wird Folgendes deutlich:

Eine „echte“ Hybridisierung an Bestandsanlagen des energieintensiven Schmelzprozesses für die Glasherstellung gestaltet sich problematisch bis nicht durchführbar. Eine deutliche Steigerung des elektrischen Energieeintrages über das Maß einer elektrischen Zusatzheizung hinaus würde eine neue Wannengeometrie, andere Feuerfestmaterialien sowie einen vollumfänglichen Umbau eines Glaswerkes bedeuten. Bei Wannenlaufzeiten von ca. 15 Jahren ist im laufenden Betrieb kein derartiger Eingriff in den laufenden Prozess gegeben. Vor diesem Hintergrund ist es wahrscheinlicher, dass in Bestandsanlagen bevorzugt synthetische, erneuerbar erzeugte Brennstoffe zum Einsatz kommen werden.

Die Branchenanalyse der Papierindustrie zeigt, dass Hybridisierungsmaßnahmen im Bereich der Wärmeerzeugung auf Versorgungsebene schon heute verhältnismäßig einfach umsetzbar sind. Beispielsweise kann für die Dampferzeugung ein hybrider Kesseltausch vorgenommen oder ein paralleler, elektrischer Kessel installiert werden. Dies hat zum Vorteil, dass eine Beeinflussung von Prozessparametern oder der Produktqualität auszuschließen ist. Eine Umsetzung von netzdienlichen Investitionen für Hybridisierungsmaßnahmen auf Prozessebene steht zum heutigen Zeitpunkt noch in starker Konkurrenz mit dem derzeitigen Energiepreinsniveau bei üblichen Amortisationszeiten von ca. einem Jahr.

Für die Zementherstellung ist eine Hybridisierung des energieintensiven Ofenprozesses, beispielsweise mittels Plasmabrenner, möglich. Heute verfügbare Leistungsgrößen schränken allerdings bis auf Weiteres den Hybridisierungsgrad an elektrisch bereitgestellter Prozesswärme auf 5 bis 20 % ein, sofern keine modulare Integration möglich ist. Ein zusätzlicher elektrischer Leistungsbezug von ca. 75 bis 90 MW_{el} je Werk bedingt zudem bei Bestandsanlagen eine ganzheitliche Erneuerung der elektrischen Infrastruktur.

Branchenübergreifend wird ersichtlich, dass zum heutigen Zeitpunkt, der technische wie wirtschaftliche Aspekt ein Haupthemmnis darstellt, gefolgt von dem Risiko einer Beeinflussung der Produktqualität für Hybridisierungsmaßnahmen auf Prozessebene. Sowohl unzureichender Kenntnis-, Forschungs- als auch Entwicklungsstand für den Einsatz elektrothermischer Verfahren im Industriemaßstab begünstigen weiterhin den Einsatz konventioneller Technologien zur Prozesswärmebereitstellung. Ein drittes Hemmnis ist im Bereich der derzeit unzureichenden elektrischen Infrastruktur für Bestandsanlagen zu sehen, die für eine deutliche Steigerung des elektrischen Leistungsbezugs bei einer hybriden Fahrweise nicht ausgelegt ist.

1.6 Literatur

- [1] Dufter, Christa; Guminski, Andrej; Orthofer, Clara; von Roon, Serafin; Gruber, Anna: Lastflexibilisierung in der Industrie – Metastudienanalyse zur Identifikation relevanter Aspekte bei der Potenzialermittlung in: Paper und Vortrag bei der IEWT 2017 in Wien. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2017
- [2] Schüwer, Dietmar et al.: Electrification of industrial process heat: long-term applications, potentials and impacts. Wuppertal: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH, 2018.
- [3] Technology Assessments - Chapter 6: Innovating Clean Energy Technologies in Advanced Manufacturing - Process Heating. Washington DC, USA: U. S. Department of Energy, 2015.
- [4] Ausfelder, Florian et al.: Flexibilitätsoptionen in der Grundstoffindustrie - Methodik | Potenziale | Hemmnisse. München, Frankfurt/Main, Stuttgart: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), 2018.
- [5] Gruber, Anna; Biedermann, Franziska; von Roon, Serafin: Industrielles Power-to-Heat Potenzial in: Vortrag bei der IEWT 2015 in Wien. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2015
- [6] Rudolph, M.; Schaefer, H.: Elektrothermische Verfahren - Grundlagen, Technologien, Anwendungen. Berlin: Springer-Verlag Berlin Heidelberg GmbH, 1989
- [7] De Wachter, Bruno: Introduction to Industrial Electrical Process Heating. Brüssel: European Copper Institute, 2015.
- [8] Was ist Induktionserwärmung?. Reichenbach: Inductoheat Europe GmbH, 2015.
- [9] Imenokhoyev, Ivan et al.: Mikrowellenerwärmungstechnik: Potentiale und Grenzen. In: DKG Vol. 89, No 11-12. Eschenfelden: Linn High Therm GmbH, 2012.
- [10] Imenokhoyev, Ivan et al.: Microwave Heating Technology: Potentials and Limits. Eschenfelden: LINN HIGH THERM GmbH, 2013.
- [11] Industrial microwave technology - High-performance solutions for your industrial processes. Marseille: IDCO, 2014.
- [12] Understanding the Benefits of Electric Arc Furnace Technology. Manchester: Washington Mills Electro Minerals Limited, 2015.
- [13] Handbuch Elektrische Energietechnik. Braunschweig/Wiesbaden: Liviu Constantinescu-Simon, 1996.
- [14] Pragnesh, Dave et al.: Plasma pyrolysis and gasification of plastics waste – a review. In: Journal of Scientific & Industrial Research Vol. 69. Neu Delhi: National Institute of Science Communication and Information Resources, 2010.
- [15] Center for Materials Production: Plasma Arc Technology. Pittsburgh: EPRI Center for Materials Production (CMP), 1991.
- [16] Wie heiß ist eigentlich der Laserstrahl?. In: <https://www.eurolaser.com/de/kunden-service/faq/wie-heiss-ist-eigentlich-der-laserstrahl/>. (Abruf am 2019-01-30); Lüneburg: eurolaser GmbH, 2019.
- [17] Lexikon Produktionstechnik Verfahrenstechnik. Düsseldorf: Heinz Hiersig, 1995.
- [18] Center for Materials Fabrication: Indirect Resistance Heating. In: Techapplication Vol.3, Nr.7. Columbus, Ohio: EPRI Center for Materials Fabrication (CMF), 1994.
- [19] 2012 ASHRAE Handbook - Heating, Ventilating, and Air-Conditioning Systems and Equipment. Tullie Circle, Atlanta: ASHRAE, 2012.
- [20] Gerhardt, Norman et al.: Potenziale für Strom im Wärmemarkt bis 2050 - Wärmeversorgung in flexiblen Energieversorgungssystemen mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien. Frankfurt am Main: VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V., 2015
- [21] Schmidt, Peter: Der Elektronenstrahl, ein faszinierendes Instrument für neue Perspektiven in der Schweißtechnik. Rudolfstetten: SwissBeam AG, 2015.
- [22] Schmitt, Bastian et al.: SolFood - Leitfaden zur Nutzung solarer Prozesswärme in der Ernährungsindustrie. Kassel: Universität Kassel, 2015.
- [23] Kleinertz, Britta et al.: Heat Dispatch Centre – Symbiosis of heat generation units to reach cost efficient low emission heat supply. In: Energy Procedia (2019). Munich: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH
- [24] Langfeld, Roland; Schaeffer, Helmut A.: Werkstoff Glas - Alter Werkstoff mit großer Zukunft in: Technik im Fokus. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2014
- [25] Glas - Ein Werkstoff mit vielen Talenten. Düsseldorf: Bundesverband Glasindustrie e.V., 2014
- [26] Scalet, Bianca et al.: Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Manufacture of Glass. Sevilla: Joint Research Centre of the European Commission (JRC), 2013
- [27] Worrell, Ernst; Galitsky, Christina; Masanet, Eric; Graus, Wina: Energy Efficiency Improvement and Cost Saving Opportunities for the Glass Industry - An ENERGY STAR Guide for Energy and Plant Managers. Berkeley, Kalifornien: Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Lab, 2008
- [28] Herstellung von Floatglas. In: <https://www.glastroesch.ch/services/glaswissen/herstellung-und-physikalische-begriffe/herstellung-von-floatglas.html>. (Abruf am 2019-01-31); Bützberg, Schweiz: Glas Trösch Holding AG, 2019.

- [29] Fleischmann, Bernhard: Interview - Technische Aspekte zu Hybridisierungsmaßnahmen in der Glasindustrie; Interview, geführt von Gruber, Anna, Veitengruber, Frank; FfE GmbH, München: Hüttentechnische Vereinigung der Deutschen Glasindustrie e. V., 2019
- [30] Teschner, Roman: Glasfasern. Würzburg: Springer Vieweg, 2013.
- [31] Nacke, B.: Glasschmelzen ohne Tiegel am ETP - Induktives Skull-Melting von Glas im Induktortiegel. In: Strom & Wärme 02/2004. Hannover: Institut für Elektrothermische Prozesstechnik und Vereinigung zur Förderung des Instituts für Elektrowärme der Universität Hannover e.V., 2004.
- [32] Anonym: Interview - Hybridisierungsmaßnahmen und -hemmnisse in der Glasindustrie; Interview, geführt von Veitengruber, Frank, Gruber, Anna; FfE GmbH, München: Anonym, 2019
- [33] Blesl, Markus; Kessler, Alois: Energieeffizienz in der Industrie in: Springer Verlag. Berlin Heidelberg: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart, EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Forschung und Innovation, Karlsruhe, 2013.
- [34] Vassiliadis, Michael; Wolf, Iris; Nieber, Tomas: Papiererzeugung in Deutschland – Eine Branchenanalyse. Hannover: Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie, Energie, 2014
- [34] Glasindustrie in Deutschland - Eine Branchenanalyse. Hannover: Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie, Energie (IGBCE), 2014.
- [35] Zellstoff- und Papierindustrie in: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/wirtschaft-konsum/industrie-branchen/holz-zellstoff-papierindustrie/zellstoff-papierindustrie> (Abruf: 24.09.2017) (Archived by WebCite® at <http://www.webcitation.org/6tmxnpEcR>). Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2014
- [36] Papier machen - Industrielle Papierproduktion. Bonn: Verband Deutscher Papierfabriken e.V., 2015
- [37] Blechschmidt, Jürgen: Taschenbuch der Papiertechnik. München: Carl Hanser Verlag München, 2013
- [38] Laufendes, Projekt: Energiewende in der Industrie: Potenziale, Kosten und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor (2018 - 2021). München: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2019.
- [39] The Annual Report of the Austrian Paper Industry - Jahresbericht der Papierindustrie 2013. Wien: Austropapier - Vereinigung der Österreichischen Papierindustrie, 2013.
- [40] Carda, Stephan: Interview - Hybridisierungsmaßnahmen und -hemmnisse in der Papierindustrie; Interview, geführt von Veitengruber, Frank, Gruber, Anna, Dufter, Christa; FfE GmbH, München: UPM GmbH, 2019
- [41] Heizen Sie schon induktiv?. Malente: Kendrion Kuhnke Automation GmbH, 2016.
- [42] Zement-Taschenbuch 51. Ausgabe. Düsseldorf: Verein Deutscher Zementwerke e.V., 2008
- [43] Schneider, Martin: Zementindustrie im Überblick 2016/2017. Düsseldorf: Verein Deutscher Zementwerke e.V., 2016
- [44] Umweltdaten der deutschen Zementindustrie. Düsseldorf: Verein Deutscher Zementwerke e.V., 2015
- [45] Schneider, M.: Zement - Taschenbuch 2002. Düsseldorf: Verein Deutscher Zementwerke e.V., 2002
- [46] Anonym: Interview - Hybridisierungsmaßnahmen und -hemmnisse in der Zementindustrie; Interview, geführt von Veitengruber, Frank, Gruber, Anna; FfE GmbH, München: Verein Deutscher Zementwerke e.V., 2019
- [47] Brunke, Jean-Christian; Blesl, Markus: Energy conservation measures for the German cement industry and their ability to compensate for rising energy-related production costs in: Journal of Cleaner Production. Amsterdam: Elsevier, 2014
- [48] Ruppert, Johannes et al.: Prozesskettenorientierte Ermittlung der Material- und Energieeffizienzpotentiale in der Zementindustrie: Entwurf Endbericht. Düsseldorf: VDZ gGmbH, 2018.
- [49] Hübner, Tobias: Simulation von Referenzprozessen zur Bestimmung von Flexibilitätspotenzialen und der Auswirkungen von Effizienzmaßnahmen in der Grundstoffindustrie. Masterarbeit. Herausgegeben durch Technische Universität München, betreut durch die Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH: München, 2017.
- [50] Treppe, Konrad et al.: Energetische Optimierung der Trockenpartie - Wärmetechnische Bewertung zur Steigerung der Energieeffizienz. Dresden: Technische Universität Dresden, 2012.

2

FLEXIBILITÄTSPOTENZIAL INDUSTRIELLER HYBRIDER WÄRMENETZE IN DEUTSCHLAND

Verantwortliche Autoren

Britta Kleinertz	bkleinertz@ffe.de
Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, Am Blütenanger 71, 80995 München	
Anna Gruber	agruber@ffe.de
Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, Am Blütenanger 71, 80995 München	
Frank Veitengruber	fveitengruber@ffe.de
Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, Am Blütenanger 71, 80995 München	
Michael Kolb	mkolb@ffe.de
Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, Am Blütenanger 71, 80995 München	
Serafin von Roon	sroon@ffe.de
Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, Am Blütenanger 71, 80995 München	

2.1 Einleitung

Mehrere Studien zeigen, dass für die zukünftige Wärmeversorgung auf Basis erneuerbarer Energien die Bedeutung von Wärmenetzen zunehmen wird [1], [2]. So wird in [3] angenommen, dass im Jahr 2050 etwa 38 % der gesamten thermischen Energieversorgung über thermische Netze erfolgen wird, was eine Flexibilisierung dieser Netze zu einem hochinteressanten Forschungsgebiet macht.

Ziel dieser Analyse ist es, das aktuelle technische Flexibilitätspotenzial abzuschätzen, welches industrielle Wärmenetze dem Stromversorgungssystem durch eine Verbindung von brennstoffbasierten mit strombasierten Wärmeversorgungstechnologien bereitstellen können (Hybridisierung). Diese Hybridisierung ermöglicht es, dass die brennstoffbasierte Technologie bei fehlendem Strom im Versorgungssystem Wärme liefert, während dies bei hoher Stromerzeugung die strombasierten Technologien übernimmt. In einem vollständig CO₂-neutralen Energieversorgungssystem könnten dann brennstoffbasierte Technologien grüne Brennstoffe verwenden, wodurch die gesamte Energieversorgung erneuerbar wird.

Hier werden zunächst mögliche Verknüpfungen von Wärmeversorgungstechnologien zur Flexibilisierung aufgezeigt. Anschließend wird eine Top-down-Analyse des deutschen industriellen Wärmeenergiebedarfs vorgestellt, womit relevante Daten für die netzbasierte Wärmeversorgung gewonnen werden. Mit Hilfe weiterer Datensätze wird die jährlich über fossil beheizte industrielle Wärmenetze bereitgestellte Wärmemenge ermittelt sowie die potenzielle flexible Last abgeschätzt.

Eine detailliertere Darstellung der relevanten Randbedingungen für die Flexibilisierung industrieller Wärmenetze, der möglichen technologischen Verknüpfungen und eine Abschätzung des Flexibilitätspotenzials durch Netzüberhitzung ist in [4] dargestellt.

2.2 Geeignete Verknüpfung von Wärmeerzeugern für die hybride Wärmeversorgung

Fallstudien zeigen, dass zur Erreichung einer effizienten thermischen Energieversorgung eine Vernetzung mehrerer Wärmequellen in multivalenten (gleichzeitig arbeitenden) und multienergetischen (auf mehreren Energiequellen basierende) Verknüpfung erstrebenswert ist [5]. Beim Betrieb der vernetzten Anlagen besteht die Priorität, dass die zugeführte Energiequelle (auch Strom) zu jeder Zeit so effizient wie möglich genutzt wird.

Im Allgemeinen werden Wärmeerzeuger parallel oder in Reihe geschaltet. Während in der Reihenschaltung der gewünschte Temperaturhub auf die Erzeuger verteilt wird, wird im Parallelbetrieb der Volumenstrom aufgeteilt.

Wärmepumpen sind bei niedrigen Temperaturen deutlich effizienter als Elektro- und Elektrodenkessel, können aber voraussichtlich auch in Zukunft keine Temperaturen über 120 °C erreichen. Daher erscheint eine temperaturbedingte Kopplung der Niedertemperatur-Wärmequelle Wärmepumpe mit Hochtemperatur-Wärmequellen wie Elektrodenkesseln, Brennstoffkesseln oder Blockheizkraftwerken sinnvoll. Ein Überblick über sinnvolle hybride Wärmeerzeugungskonzepte in Abhängigkeit von der Vor- und Rücklauftemperatur ist in Tabelle 2.1 enthalten.

Tabelle 2.1: Überblick über geeignete Wärmeerzeugungskonzepte nach Soll-Temperaturniveau (Elektroden- und Elektrokessel werden als Elektrokessel zusammengefasst)

Zieltemperatur	Hybride Wärmeerzeugungskonzepte
Vorlauf < 120 °C	Wärmepumpe, fossil befeuerter Brenner KWK, fossil befeuerter Brenner
Vorlauf > 120 °C	Wärmepumpe, Elektrokessel, Dampfkessel Wärmepumpe, KWK, Elektro- und oder Dampfkessel KWK, Elektro- und oder Dampfkessel
Vorlauf > 120 °C und Rücklauf > 120 °C	KWK, Elektro- und oder Dampfkessel Dampfkessel, Elektrokessel

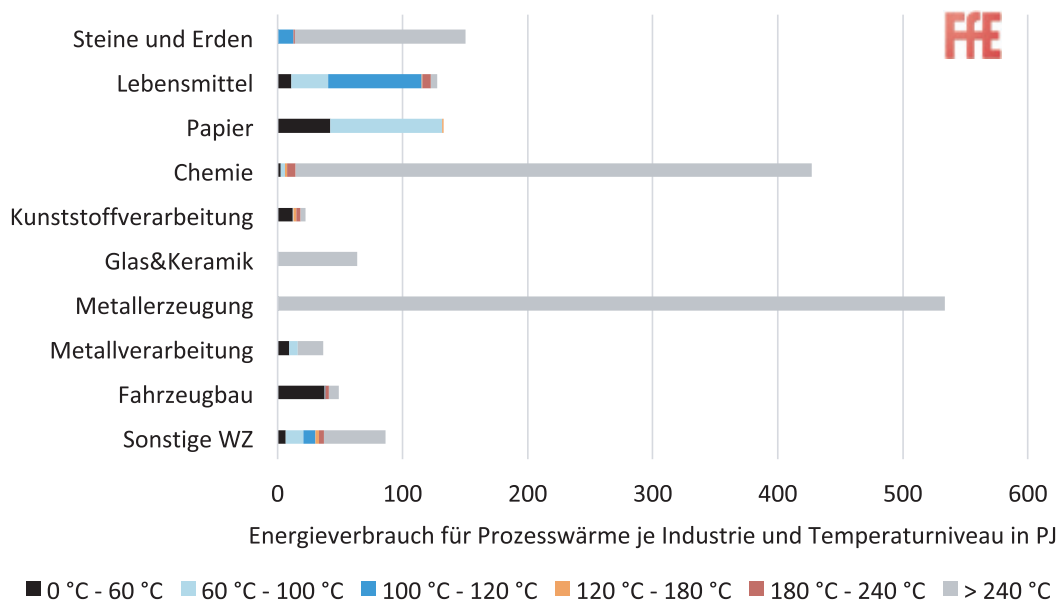
Der kostengünstigste Betrieb dieser hybriden Konzepte hängt vom Verhältnis der Wärmeerzeugungskosten aus Strom und Brennstoffen ab. Aus systemischer Sicht ist darüber hinaus zwischen Zeiten mit sehr hoher Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und Zeiten mit hoher Last und geringer Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien zu unterscheiden. Einzelheiten zum Systembetrieb sind in [4] erläutert.

2.3 Industrieller Wärmeenergiebedarf und relevante Energiequellen

Im Jahr 2017 verbrauchte die deutsche Industrie 2.700 PJ Endenergie, von denen 2.040 PJ zur Bereitstellung von Wärmeenergie (22 % des deutschen Endenergiebedarfs) verwendet wurden [6]. Der Wärmeenergiebedarf teilt sich in Prozesswärme (89 %), Raumwärme (7 %), Warmwasser (1 %), Klimatisierung (1 %) und Prozesskühlung (2 %) [7]. Zur Bestimmung des Potenzials hybrider Wärmenetze, muss der Endenergieverbrauch in Nutzenergie umgewandelt werden. Setzt man vereinfacht je Endenergie (Aufschlüsselung siehe [7] bzw. [4]) einen durchschnittlichen Wirkungsgrad der energetischen Wandlung an, ergibt sich ein Nutzwärmebedarf von 1.780 PJ.

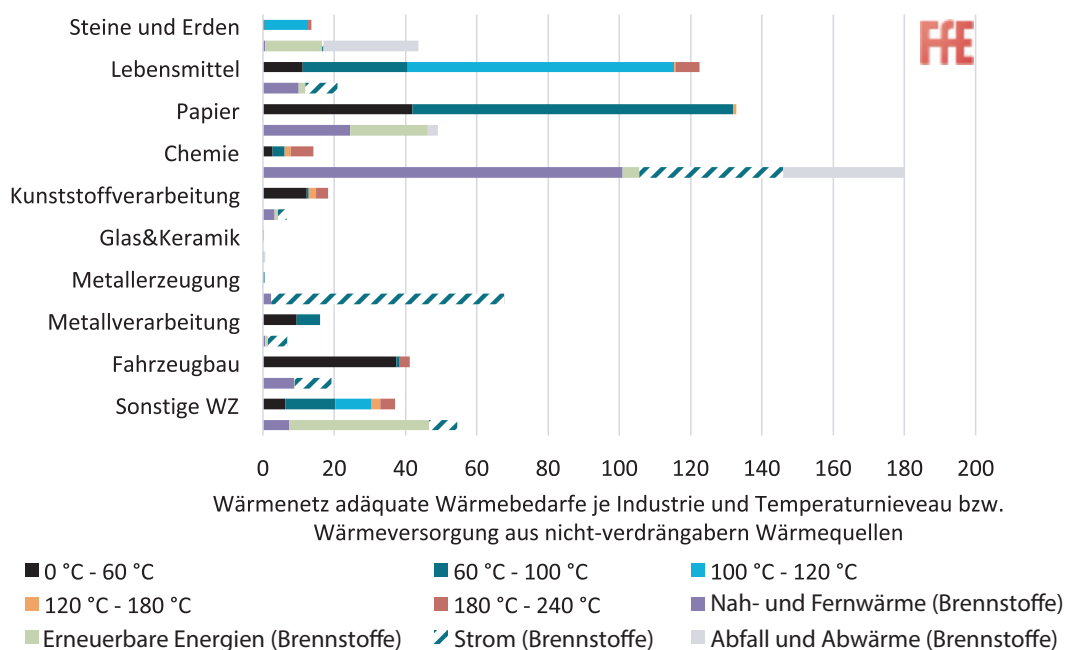
Für eine Analyse des Potenzials der netzbasierten thermischen Energieversorgung ist das Temperaturniveau des Prozesswärmebedarfs essenziell. Somit wird der Bedarf aus [7] mit der Aufschlüsselung des Prozesswärmebedarfs nach Temperaturniveau gemäß [8] verknüpft. Das Ergebnis ist in Abbildung 2.1 dargestellt.

Der thermische Energiebedarf bei Temperaturen über 240 °C ist für die netzbasierte thermische Energieversorgung nicht relevant. Somit sind etwa 24 % oder 396 PJ aus der gesamten Prozesswärmeversorgung das theoretische Potenzial für eine netzbasierte thermische Energieversorgung. Dieses Potenzial kann durch die Einbeziehung von Raumwärme (136 PJ) und Trinkwarmwasser (15 PJ) deutlich erhöht werden und erreicht ein Gesamtpotenzial von 547 PJ oder 31 % des gesamten Wärmeenergiebedarfs in der Industrie.



2.4 Hybridisierungs- und Flexibilitätspotenzial industrieller Wärmenetze

Die Berechnung des Hybridisierungspotenzial basiert auf der folgenden Idee: Alle derzeit installierten fossilen Wärmeerzeuger, die an ein industrielles Wärmenetz angeschlossen sind, werden mit einem strombetriebenen System verknüpft. Die elektrische Last dieser Einheiten ist das theoretische Potenzial für die Lastflexibilität. Daher muss vom bereits bestimmten Wärmebedarf 547 PJ, der sich



für die geeigneten Temperaturen ergibt, die durch Strom, Fernwärme, erneuerbare Wärmeerzeugung oder Abfall- und Abwärmeanlagen bereitgestellte Wärme abgezogen werden.

In Abbildung 2.2 ist der Prozesswärmebedarf nach Industriebranche und Temperaturniveau bis zu einer Temperatur von 240 °C dargestellt sowie die Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien, Strom und Fernwärme [6]. Die Grafik zeigt, dass nach den vorliegenden Daten in mehreren Branchen die Energiebereitstellung aus den vier „nicht verdrängbaren Energiequellen“ höher ist als der tatsächliche Wärmebedarf bei Wärmenetz-geeigneten Temperaturniveaus. Diese Zweige werden von der weiteren Analyse ausgeschlossen.

Für die übrigen Branchen deckt die Energie aus erneuerbaren Energien und Fernwärme einen Energiebedarf bei Temperaturen unter 240 °C, die Wärmeversorgung aus elektrischer Energie und Abfall wird jedoch von allen Temperaturniveaus abgezogen.

Das verbleibende Potenzial für eine hybride industrielle Wärmeversorgung, erweitert um den Wärmebedarf für Raumwärme und Trinkwarmwasser, liegt bei 282 PJ und damit bei 16 % des gesamten Wärmeenergiebedarfs der Branche.

2.4.1 Ausschluss der dezentralen Wärmeversorgung – Analyse der thermischen Wärmeversorgung in realen Betrieben

Theoretisch könnte der gesamte Wärmebedarf auf Temperaturen bis 240 °C durch thermische Netze gedeckt werden. In vielen industriellen Anwendungen sind jedoch dezentrale Wärmeversorgungseinheiten bei diesen Temperaturen vorhanden und müssen daher vom Potenzial abgezogen werden.

An der FfE existiert ein umfangreicher Datensatz über die Eigenschaften der Energieversorgung in Industriebetrieben. Der für diese Studie analysierte Datensatz enthält Details zur verbrauchten Endenergie, installierten Energieerzeugungs- und verbrauchseinheiten sowie dem Versorgungssystem für Heizung und Kühlung. Tabelle 2.2 gibt einen Überblick über den Anteil der netzgebundenen Wärmeversorgung an der gesamten Versorgung in den untersuchten Unternehmen.

Tabelle 2.2: Übersicht über den Anteil der zentralbasierten Wärmeversorgung bei ausreichenden Temperaturen im analysierten Datensatz

Industriezweig	Anzahl Unternehmen	Unternehmen mit Wärmebedarf < 240 °C	Anteil über Wärmenetze bereitgestellter Prozesswärme	Anteil zentral bereitgestellter Raumwärme
Gummi- und Kunststoffwaren	3	3	65 %	90 %
Glas und Keramik bzw. Steine und Erden	3	2	90 %	0 %
Papier	4	4	69 %	100 %
Metallerzeugung und -bearbeitung	8	5	38 %	83 %
Chemische Industrie	5	5	98 %	98 %
Maschinen- und Fahrzeugbau	13	8	62 %	95 %
Lebensmittel	11	11	99 %	96 %

Insgesamt verbleibt ein Potenzial von 202 PJ oder ein Anteil von 11 % des industriellen thermischen Energieverbrauchs als geeignet für die hybridisierte thermische Wärmeversorgung (Abbildung 2.3).

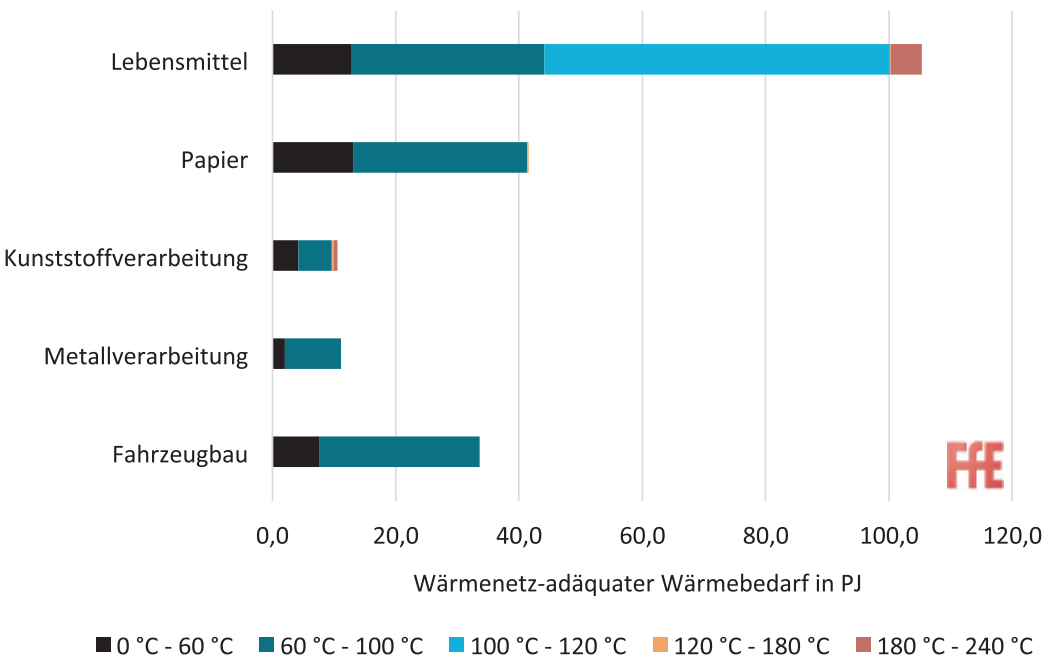


Abb. 2.3: Energiebedarf für Heizzwecke, zentral bereitgestellt durch fossile Brennstoffe, potenziell bereitgestellt durch hybride industrielle Wärmenetze

2.4.2 Installierte netzgekoppelte Wärmelast

In Tabelle 2.3 werden die berechneten Potenziale zu geeigneten Netztemperaturen aggregiert und mit dem elektrischen Wärmeerzeuger für das Basisszenario kombiniert. Im Basisszenario werden Wärmepumpen für einen Temperaturanstieg auf bis zu 120 °C eingesetzt und die weitere Temperaturerhöhung erfolgt über den Elektrokessel. Im Szenario der maximalen Flexibilität wird von einer Maximierung des installierten Stromverbrauchs ausgegangen, daher wird die gesamte Wärme von Elektrokesseln bereitgestellt.

Tabelle 2.3: Überblick über relevante Temperaturniveaus für die netzgebundene thermische Energieversorgung, geeignete Technologien und Flexibilitätspotenziale

Netztemperatur	Theoretisches Potenzial für netzbasierte Wärmeerzeugung in PJ	Angewendete Technologien im Basis Szenario
240 °C	7	Elektrokessel
180 °C	1	Wärmepumpe (COP = 3) + Elektrokessel
120 °C	180	Wärmepumpe (COP = 3)
60 °C	48	Wärmepumpe (COP = 4)

Aus den vorliegenden Daten kann die installierte Leistung der Wärmeerzeuger pro Wärmenetz abgeleitet werden. Ein erheblicher Teil der installierten Leistung dient jedoch nur als Reserveeinheit. Daher ist die maximale thermische Leistungsaufnahme des Netzes geringer als die Leistung der installierten Wärmeerzeuger. Da aus den vorliegenden Daten keine realistische Annahme über die Volllaststunden von Wärmenetzen abgeleitet werden kann, ist die flexible Leistung für beide Szenarien in Abbildung 2.4 für eine Variation der Volllaststunden dargestellt.

Bei 4.000 Volllaststunden ergibt sich somit im Basisszenario eine flexible Leistung von 4,7 GW und sogar 14,5 GW im Szenario mit maximaler Flexibilität. Dies entspricht einem Anteil an der mittleren Stromnachfrage in Deutschland von 59 GW von knapp 8 % (Basisszenario) bzw. fast 25 % (Szenario Maximale Flexibilität).

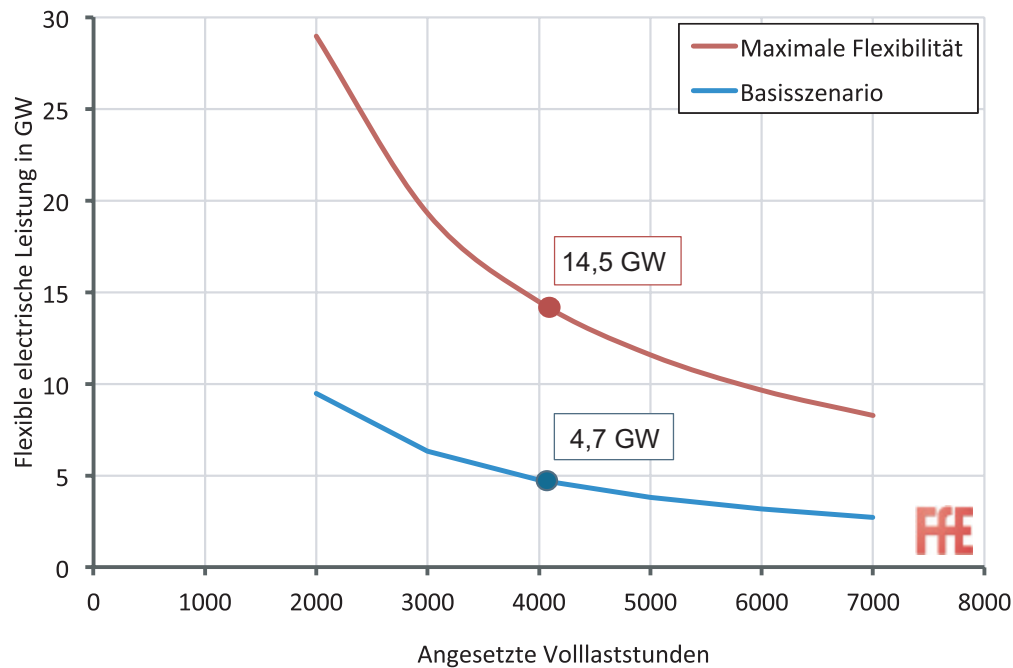


Abb. 2.4: Darstellung der flexiblen elektrischen Leistung, welche von hybriden Wärmenetzen in der Industrie bereitgestellt werden könnten.

2.5 Limitationen der Ergebnisse, Schlussfolgerung und Ausblick

Die wichtigste Einschränkung der Aussagekräftigkeit der Ergebnisse basiert auf der limitierten Datenverfügbarkeit. Zukünftige Untersuchungen zum Flexibilitätspotenzial sollten sich auf eine Validierung der Eingangsdaten, insbesondere den Wärmebedarf nach Temperaturniveau, konzentrieren.

In dieser Untersuchung wurde das Flexibilitätspotenzial nur für den Status quo berechnet. In Zukunft wird der thermische Bedarf in der Industrie jedoch sinken. Das hier genannte Potenzial könnte durch den Anschluss von weiteren Wärmeverbrauchern an das Wärmenetz erweitert werden. Dazu gehören Wärmeverbraucher auf dem Temperaturniveau des Wärmenetzes, aber auch darunter (ermöglicht durch Wärmetauscher) und darüber (ermöglicht durch dezentrale Wärmeverstärker).

Insgesamt ist das große Potenzial dieses branchenübergreifenden und landesweit vorhandenen Potenzials dieser Flexibilitätsoption weitere theoretische und praktische Untersuchungen wert.

2.6 Literatur

- [1] Connolly, David et al.: Heat Roadmap Europe: Combining district heating with heat savings to decarbonise the EU energy system. In: Energy Policy 65 (2014) 475-489. Amsterdam: Elsevier Ltd., 2014.
- [2] District energy in cities - Unlocking the Potential of Energy Efficiency and Renewable Energy. Paris, Frankreich: United nations Environmental Programm - Division of Technology, Industry and Economics, 2015
- [3] Nitsch, Joachim; et al.: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global - Leitstudie 2011. Bonn: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Institut für Technische Thermodynamik, Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung, 2012
- [4] Kleinertz, Britta et al.: Flexibility potential of industrial thermal networks through hybridization. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft, 2019.
- [5] Kleinertz, Britta et al.: Heat Dispatch Centre – Symbiosis of heat generation units to reach cost efficient low emission heat supply. In: Energy Procedia (2019). Munich: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH
- [6] Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland - 1990 bis 2017. Berlin: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB), 2018.
- [7] Fraunhofer ISI: Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2013 bis 2017 - Studie für die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB). Karlsruhe: Fraunhofer ISI, 2018.
- [8] Blesl, Markus; Kessler, Alois: Energieeffizienz in der Industrie in: Springer Verlag. Berlin Heidelberg: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart, EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Forschung und Innovation, Karlsruhe, 2013.

3 THERMISCHE ENERGIESPEICHER

Verantwortliche Autoren

Philipp Bartsch philipp.bartsch@dlr.de
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR) Institut für Technische Thermodynamik,
Pfaffenwaldring 38-40, 70569 Stuttgart

Stefan Zunft stefan.zunft@dlr.de
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR) Institut für Technische Thermodynamik,
Pfaffenwaldring 38-40, 70569 Stuttgart

3.1 Einleitung

Thermische Energiespeicher kommen als Querschnittstechnologie in einem sehr breiten Anwendungsfeld zum Einsatz. Im Niedertemperaturbereich dient Wasser als kostengünstiges und effektives Speichermedium zur Pufferspeicherung im Gebäudebereich und in Fernwärmenetzen.

Für Hochtemperatur-Wärmespeicher gibt es einige seit langem etablierte Industrieanwendungen, etwa zur Effizienzsteigerung in Prozessen der Glas- oder Stahlindustrie. In den vergangenen Jahren haben sich außerdem Flüssigsalzspeicher für solarthermische Kraftwerke kommerziell durchgesetzt.

Weiterer Bedarf ergibt sich im Hochtemperaturbereich zur Nutzung von Abwärmepotenzialen in den Prozessen energieintensiver Industriebranchen. Fällt die Abwärme mit zeitlichem Versatz oder fluktuierend an, so ist eine Vergleichmäßigung mittels Wärmespeichern die Voraussetzung für Effizienzsteigerungen und Kostensenkung durch Reintegration oder Verstromung der Wärme.

Weitergehende Beiträge zur CO₂-Einsparung werden in diesem Umfeld nur durch eine Dekarbonisierung von Industriewärme leistbar sein. Entsprechende Power-to-Heat-Technologien erfordern speichergestützte Lösungen beim zeitlichen Ausgleich von Prozesswärmebedarfen und fluktuierend anfallendem Strom.

Auch Lösungen zur Flexibilisierung der Strom- und Wärmeerzeugung hängen häufig von Speichertechnologien für Hochtemperaturwärme ab, so etwa die Betriebsflexibilisierung von GuD- und Kohlekraftwerken, oder die Kraft-Wärmekopplung.

Schließlich können thermische Energiespeicher auch als Multi-Funktionsspeicher in bestimmten Prozessen einen Mehrfachnutzen – z.B. zur Effizienzsteigerung und Netzstabilisierung – erfüllen. Daraus lassen sich mehrfache Erlöse generieren, die sich kostenseitig positiv auswirken

Im Vergleich zu anderen Energiespeichertechnologien (Stromspeichern) profitieren thermische Energiespeicher generell von niedrigen, kapazitätsbezogenen Investitionskosten. Grund dafür ist unter anderem die Verwendung kostengünstiger Speichermaterialien.

Prinzipiell sind beim Einsatz von Speichern kostenseitig einerseits die Investitions- und Betriebskosten der Speicher anzusetzen. Diesen Kosten müssen andererseits die jeweiligen Erlöse im Nutzerprozess gegenübergestellt werden. Die Kosteneffizienz gegenüber einer Referenztechnologie oder einem Betrieb der Prozesse ohne Speicher lässt sich demnach nur unter Berücksichtigung beider Seiten beziffern.

Mit Blick auf die Wirtschaftlichkeit spielt vor allem die erreichbare Zyklenzahl des Speichers eine große Rolle. Da der Speicher nur während der Be- und Entladephasen Erlöse erzielen kann, wirken sich niedrige Zyklenzahlen bzw. lange Speicherdauern grundsätzlich negativ auf die Wirtschaftlichkeit aus. Um rentabel zu sein, müssen Speicher mit niedrigen Zyklenzahlen (z.B. saisonale Speicher) somit entsprechend niedrigere spezifische Investitionskosten aufweisen.

Die erlösoptimierte Auslegung des Speichers muss entsprechend den prozessgegebenen Zielgrößen und Randbedingungen erfolgen. Hier sind zum einen leistungs- und kapazitätsbezogenen Zielgrößen zu nennen, zum anderen Randbedingungen wie die erforderliche Entladetemperatur oder die Reaktionszeit des Speichers. Somit ist die letztendliche Speicherlösung immer stark vom betrachteten Fall abhängig.

Für weiterführende Informationen zu thermischen Energiespeichern wird hier auf einschlägige Literatur verwiesen [1, 2].

3.2 Speichertechnologien

Im Vergleich zu Strom lässt sich Wärme verhältnismäßig einfach speichern. Gegenüber anderen Speichertechnologien sind vergleichsweise niedrige Kosten, eine große Robustheit, lange Lebensdauern und geringe Ressourcenansprüche zu verzeichnen. Prinzipiell lassen sich drei Prinzipien zur Speicherung von thermischer Energie unterscheiden: sensible, latente und thermochemische Speicher.

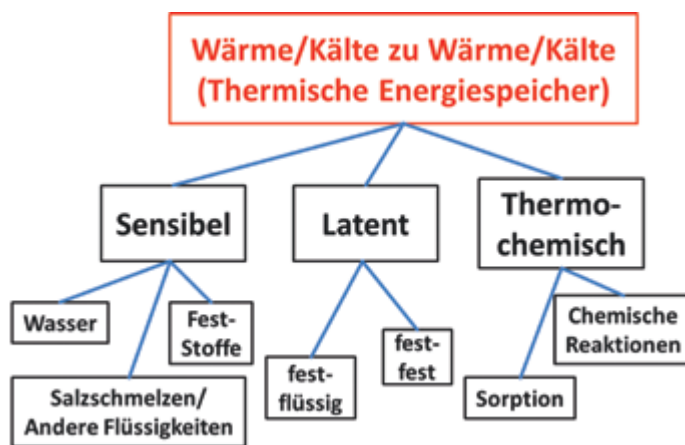


Abb. 3.1: Systematik Speichertechnologien

Im Fall **sensibler Speicherung** wird das Speichermedium erhitzt oder abgekühlt. Die gespeicherte Energiemenge hängt damit von der spezifischen Wärmekapazität des Speichermaterials, dessen Masse und der nutzbaren Temperaturänderung ab.

Als Speichermedien kommen Flüssigkeiten oder Feststoffe in Frage. Die Anwendungsbreite ist groß und reicht, abhängig vom benötigten Temperaturbereich, von der Brauchwasser- und Gebäudeheizung bis zur Kraftwerksanwendung mittels hochtemperatur-beständiger Flüssigkeiten oder Feststoffen im Gigawattstunden Maßstab.

Latentwärmespeicher nutzen den Enthalpieumsatz der Phasenänderung eines Speichermaterials. Meist handelt es sich dabei um den Übergang zwischen fester und flüssiger Phase. Damit kann eine große Energiemenge auf dem Temperaturniveau des Phasenwechsels zur Verfügung gestellt werden. Es werden verschiedene organische und anorganische Medien wie Paraffine, Salze oder

Metalle eingesetzt, die den Temperaturbereich von etwa -50 bis über 600 °C abdecken. Anwendung sind Kühl- und Pufferspeicher in Gebäudeanwendungen sowie Prozesswärme- und Kraftwerksanwendungen mit Dampf.

Thermochemische Speicher nutzen die Enthalpieänderung einer physikalischen Umwandlung (Sorption) oder einer reversiblen chemischen Reaktion zur Speicherung. Da die thermische Energie in chemischer Form gespeichert ist, bleibt diese verlustfrei über beliebige Zeiträume hinweg speicherbar. Gleichzeitig lassen sich mit diesem Speicherprinzip hohe Speicherdichten erreichen. Neben den teilweise noch komplexen Reaktoren stellt insbesondere die Bereitstellung des gasförmigen Reaktionspartners eine Herausforderung dar. Die Vorteile thermochemischer Speicher lassen sich insbesondere bei der Langzeitspeicherung unter Verwendung kostengünstiger Speichermaterialien und durch die Integration vorhandener Prozessgasströme schöpfen. Beispiele hierfür sind Trocknungsprozesse oder die saisonale Speicherung im Gebäudebereich. Darüber hinaus kann das Temperaturniveau bei der Umwandlung gezielt angehoben werden (Wärmetransformation), sodass eine Aufwertung von Niedertemperatur-Abwärme möglich wird. Daraus ergibt sich ein weiteres attraktives Anwendungsfeld für thermochemische Systeme.

Auf Grund der gekoppelten Vorgänge sind erreichbare Leistungs- bzw. Energiedichten von thermochemischen Speichern grundsätzlich stark von den gewählten Prozessbedingungen abhängig. Diese sollten daher mit angegeben werden. Insgesamt befinden sich die thermochemischen Technologien bis auf einzelne Ausnahmen noch in einem frühen, vorkommerziellen Entwicklungsstadium.

Ein Überblick der techno-ökonomischen Kenndaten der unterschiedlichen Wärmespeichertechnologien ist in Tabelle 3.1 dargestellt.

Tabelle 3.1: Techno-ökonomische Kenndaten unterschiedlicher Wärmespeichertechnologien (aus [2] und eigene Abschätzungen).

	Einheit	Feststoff-speicher	Flüssig-speicher	Latent-wärmespeicher	Thermochemischer Speicher
Betriebstemperatur	°C	300-1600	150-560	150-330	abh. vom Reaktionssystem
Spez. Energiedichte (abh. vom Anwenderprozess)	kWh _{th} /t	50-100	40-100	~ 50	100-400
	kWh _{th} /m ³	70-150	75-200	~ 100	100-400
Spez. Leistungsdichte	kW/m ³	20-400	Abh. vom Wärmeübertrager	15-80	abh. vom Reaktionssystem
Typ. realisierbare Speichergröße	MWh _{th}	1-1000	500-5000	0.1-500	abh. vom Reaktionssystem
Speicherwirkungsgrad	%	98	50-90	98	60-95
Verluste (% der Kapazität pro Tag)	%/d	2-4	1-5	0,5-2,5	0
Speicherdauer	Stunden bis Tage	Stunden bis Tage	Stunden bis Tage	Stunden bis Monate	unbegrenzt
Reaktionszeit	Minuten	Minuten	Minuten	Minuten	Minuten
Lebensdauer	Zyklen	>10000	100-10000	>10000	abh. vom Reaktionssystem
Lebensdauer	a	> 20	> 20	> 20	-
Investition	€/kWh	15-40	25-75	40-80	-

3.3 Elektrisch beheizte Speicher

Eine grundlegende Möglichkeit, um mit thermischen Speichern elektrische Flexibilität bereitzustellen zu können besteht darin, den Speicher elektrisch zu beladen. Der Speicher kann dann zeitlich flexibel beladen werden und bildet somit eine schaltbare Last für das Stromnetz. Die gespeicherte Wärme kann anschließend an einen Prozess abgegeben werden. Voraussetzung dafür ist, dass im Prozess eine entsprechende Wärmesenke existiert, die durch den Speicher bedient werden kann.

Zu elektrischen Beheizung des Speichers stehen unterschiedliche elektrothermische Verfahren zur Verfügung [3]. Zur Beheizung thermischer Speicher bieten sich vor allem zwei technologische Ansät-

ze an: Induktive und konduktive Verfahren, wobei letztere noch in indirekte und direkte Verfahren unterschieden werden können [4, 5, 6].

Induktive Verfahren erfordern ein elektrisch leitfähiges und idealerweise magnetisierbares Speichermaterial. Durch Erzeugung eines oszillierenden Magnetfeldes werden im Speichermaterial elektrische Ströme induziert, welche zur ohmschen Erwärmung des Speichermaterials führen. Die Erwärmung findet somit direkt im Speichermaterial statt. Vorteilhaft bei dieser Technologie sind die berührungslose Übertragung der Energie sowie hohe erreichbare Leistungen [7]. Viele Materialien verlieren jedoch oberhalb einer charakteristischen Temperatur (Curie-Temperatur) ihre magnetischen Eigenschaften. Eine Erwärmung über diese Temperatur hinaus ist zwar möglich, wird jedoch zunehmend ineffizient. Bei eisenhaltigen Werkstoffen liegt die Curie-Temperatur meist im Bereich von 600-768 °C.

Bei direkten, konduktiven Verfahren wird ebenfalls das Speichermaterial elektrisch durchströmt. Es werden dazu elektrische Kontakte am Speichermaterial angebracht und der Stromfluss durch eine elektrische Potenzialdifferenz zwischen den Kontakten erreicht. Eine Beschränkung durch die Curie-Temperatur entfällt somit, sodass prinzipiell höhere Temperaturen bei gleichzeitig hoher elektrothermischer Effizienz erreichbar sind als mit induktiven Verfahren. Herausforderungen bei dieser Technologie bestehen in der elektrischen Kontaktierung des Speichermaterials für entsprechende Temperatur- und Leistungsbereiche, in der Handhabung der benötigten Stromstärken und in der Auswahl geeigneter Werkstoffe sowie deren geometrischen Struktur.

Bei indirekten, konduktiven Verfahren wird eine elektrisch leitende Struktur in den Speicher eingebracht, welche elektrisch durchströmt und erwärmt wird. Von dieser Struktur aus, wird die thermische Energie dann auf das restliche Speicherinventar übertragen. Das Inventarmaterial kann somit aus elektrisch nicht leitfähigem und potenziell kostengünstigem Material bestehen. Insbesondere bei festen Inventarmaterialien bestehen die Herausforderungen bei diesem Ansatz in der thermischen Kontaktierung zwischen der Heizstruktur und dem Inventarmaterial sowie in der übertragbaren Wärmeleistung.

3.4 Thermische Energiespeicher in der Elektrostahlerzeugung

Zur Effizienzsteigerung oder Prozessverbesserung bestehen thermische Speicher in der Stahlerzeugung bereits in unterschiedlicher Form. Beispiele sind der Cowper-Speicher im Hochofenprozess, thermo-chemische Stoffspeicher von Zwischenprodukten (z.B. Sinter) oder sensible Wärmespeicherung im Niedertemperaturbereich in Heiß- oder Kühlwasserkreisläufen. Hier soll dagegen untersucht werden, wie mit Hilfe thermischer Speicher ein flexibilisierter Strombezug erreicht werden kann. Die Betrachtung beschränkt sich dabei weitestgehend auf die Elektrostahlerzeugung.

Im ersten Teil dieses Forschungsberichtes [8] wurde der (Elektro-) Stahlherstellungsprozess bereits beschrieben (siehe Abschnitt 2.4 und Abbildung 2.5 in [8]). Die wesentlichen Prozessschritte sind das Schmelzen des Schrotts im Elektrolichtbogenofen (EAF), metallurgische Prozessschritte im Pfannenofen und der Strang- bzw. Blockguss. Als weiterer Prozessschritt wird hier auch das Walzwerk mitbetrachtet, wo das Halbzeug (sog. Knüppel bzw. Brammen) weiterverarbeitet wird.

Entlang dieser Prozesskette ergeben sich im Wesentlichen drei größere Energieverbraucher bzw. Wärmesenken: Der EAF, die Pfannenöfen und im Warmwalzwerk ein Ofen zur Erwärmung der Knüppel vor dem Walzprozess.

Im Rahmen des Projekts wurde bewertet, inwieweit in den einzelnen Prozessschritten ein (teilweiser) Eintrag der erforderlichen Wärme aus thermischen Energiespeichern möglich ist. Da die Wärmezufuhr in den Pfannenöfen einem durch die metallurgischen Prozessschritte exakt vorgegebenen Profil folgen muss, und Abweichungen die Produktqualität stark beeinflussen würden, wurden diese Öfen als potenzieller Ansatzpunkt für eine Speicherintegration ausgeschlossen. Somit wurden die Betrachtungen auf den EAF und das Warmwalzwerk konzentriert.

Am **Elektrolichtbogenofen** erfolgt der Wärmeeintrag zum größten Teil auf elektrischem Weg. Ein geringer Anteil wird jedoch auch durch Gas-Sauerstoffbrenner zugeführt. Diese Brenner sorgen nicht nur für eine zusätzliche Wärmezufuhr sondern durch Impulseintrag auch für eine Durchmischung der Schmelze. Es wurde untersucht, ob sich die Funktion der Brenner auch durch einen Heißluftstrom bewerkstelligen lässt, welcher in einem elektrisch beheizten Speicher erwärmt werden könnte. Jedoch bilden die Abgase der Brenner mit der Schmelze im Ofen ein eng abgestimmtes Reaktionssystem, weshalb eine Substitution durch Heißluft nicht möglich ist. Auch können die bei einer Sauerstoffverbrennung erreichbaren Temperaturen aus einem thermischen Speicher nicht mit vertretbarem Aufwand zur Verfügung gestellt werden.

Ein weiterer Ansatzpunkt für eine Speicherintegration am EAF ist eine Vorwärmung des Schmelzgutes (Schrott) mit Hilfe eines elektrisch beheizten Speichers. Diese Möglichkeit wäre technisch zwar prinzipiell machbar, jedoch für Bestandsanlagen nicht nachrüstbar. Öfen mit Schrottvorwärmung sind bereits kommerziell verfügbar, nutzen für diesen Zweck jedoch das ohnehin anfallende Ofenabgas. Anlagen dieses Typs unterscheiden sich in ihrem Aufbau grundsätzlich von Anlagen ohne Vorwärmung, was beispielsweise auch erweiterte Maßnahmen zur Regulierung der Schadstoffemissionen (z.B. Dioxinbildung) beinhaltet.

Zusammenfassend kann somit am EAF derzeit kein Potenzial für die Integration eines thermischen Speichers zur Flexibilisierung des Strombezugs festgestellt werden.

Im **Warmwalzwerk** müssen meist erhebliche Mengen an Energie aufgewendet werden, um den zu walzenden Rohstahl auf die Verarbeitungstemperatur zu erwärmen. Grund dafür ist, dass Stranggussanlage und Walzwerk sich häufig nicht am gleichen Standort befinden, sodass die Brammen zwischen den beiden Bearbeitungsschritten auskühlen. Der Ofen zur Erwärmung der Brammen wird mit Gas betrieben und erwärmt die Brammen auf ca. 1250 °C. Die heißen Ofenabgase (≈ 900 °C) werden dazu genutzt, die Verbrennungsluft der Ofenbrenner mittels eines Rekuperators auf etwa 500 °C vorzuwärmen. Die Vorwärmtemperatur ist durch das Wärmekapazitätsstromverhältnis der beteiligten Wärmeträgermedien im Rekuperator limitiert. Höhere Temperaturen wären bei Verwendung von Regeneratoren möglich. Ein solcher Regenerator könnte prinzipiell durch elektrothermische Verfahren auf Temperaturen oberhalb von 500 °C erwärmt werden und anschließend eine weitere Erwärmung der Verbrennungsluft ermöglichen.

Bei einem solchen Konzept werden allerdings größere Umrüstungen und Investitionen an der Anlage notwendig, um die erhöhten Vorwärmtemperaturen aus materialtechnischer Sicht (z.B. Rohrleitungen) realisieren zu können. Des Weiteren würde ein entsprechender Speicher aufgrund der verhältnismäßig geringen Temperaturspreizung¹ im Speicher eine vergleichsweise geringe Energiedichte aufweisen, was zu hohen spezifischen Investitionskosten für den Speicher führt. Des Weiteren wäre bei Verwendung eines Regenerators anstelle einer elektrothermischen Beladung des Speichers auch eine direkte Beladung mit dem ohnehin zur Verfügung stehenden Ofenabgas möglich.

Aus den genannten Überlegungen heraus wird daher auch im Walzwerk derzeit kein sinnvoller Ansatzpunkt für die Integration eines (elektrisch beheizten) Speichers gesehen. Somit wird zusammenfassend festgestellt, dass derzeit keine vielversprechenden Möglichkeiten für einen flexiblen Strombezug mit Hilfe thermischer Speicher im (Elektro-)Stahlprozess gesehen werden. Es kann daher an dieser Stelle keine Flexibilisierungsperspektive ausgewiesen werden.

Neben der hier betrachteten Elektrostahlroute besteht als weiteres Verfahren die Eisenerzeugung im Hochofenprozess aus Eisenerz. Fester Bestandteil dieses Verfahrens sind bereits seit langer Zeit Regeneratorspeicher, sogenannte Winderhitzer oder Cowper-Speicher, welche der Vorwärmung der Frischluft am Hochofen dienen. Die thermische Beladung dieser Winderhitzer erfolgt mit heißem Abgas, welches durch die Verbrennung von Gichtgasen, gegebenenfalls angereichert mit Erdgas, erzeugt wird.

1 Der Speicher würde elektrothermisch auf eine Temperatur von $T_H > 500$ °C erwärmt werden und würde mit dem vom Rekuperator kommenden Luftmassenstrom bei $T \approx 500$ °C entladen werden. Das nutzbare Temperaturgefälle ist somit aufgrund der hohen Entladetemperatur verhältnismäßig niedrig.

Eine prinzipielle Möglichkeit zur Integration eines thermischen Speichers könnte hier in der Vorwärmung des Brenngasgemisches durch einen elektrisch beheizten Speicher liegen. Dadurch könnte möglicherweise der Brenngaseinsatz reduziert werden. Sinnvoll erscheint dieser Ansatz in erster Linie dann, wenn dadurch der Einsatz von hochwertigem Erdgas reduziert werden kann, da die Gichtgase im Hochofenprozess ohnehin anfallen und meist alternative Verwendungsmöglichkeiten fehlen. Da der Fokus in diesem Projekt auf der Elektrostahlroute liegt, wurde diese Option zur Speicherintegration jedoch nicht näher untersucht.

3.5 Thermische Energiespeicher in der Glasherstellung

Der Glasherstellungsprozess ist in Abb. 9.1 und Abb. 9.2 in Kapitel 9 dargestellt. Etwa 85 % der eingetragenen Wärmemenge entfallen bei der im Projekt betrachteten Beispielanlage (Floatglasherstellung) auf das Glasschmelzaggregat. Weitere 10 % des Wärmeeintrags entfallen auf das formgebende Zinnbad. In der anschließenden Kühlstrecke wird zur Einhaltung der erforderlichen Abkühlprofile ebenfalls teilweise Wärme zugeführt, allerdings nur in vergleichsweise geringem Umfang ($\approx 3\%$ des Gesamtbedarfs).

Im Rahmen des Projektes wurde untersucht, in welchem Umfang der Wärmeeintrag an den beschriebenen drei Stellen (Abkühlstrecke, Zinnbad, Schmelzaggregat) durch den Einsatz (elektrisch beheizter) thermischer Speicher flexibilisiert werden kann. Darin implizit enthalten ist die Fragestellung, an welchen Stellen die Wärme dem Prozess durch einen Heißgasstrom zugeführt werden kann.

In der **Abkühlstrecke (Kühlofen)** erfolgt die Beheizung mit dem Ziel, eine gleichmäßige und kontrollierte Abkühlung des Produktes zu erreichen, um die bei der Herstellung entstandenen mechanischen Spannungen im Produkt abzubauen. Im Fall des betrachteten Flachglasprozesses bedeutet dies u.a., dass über der gesamten Breite des Glasbandes die Temperaturunterschiede nur $\max. \pm 1\text{ °C}$ betragen dürfen. Abhängig von der (gemessenen) Temperaturverteilung im Band, wird dementsprechend lokal beheizt oder gekühlt. Da das Band an den Rändern mehr Wärme verliert, als im Zentrum, wird häufig an den Rändern des Bandes Wärme zugeführt, während im Zentrum gekühlt wird. Der Wärmeeintrag erfolgt elektrisch durch Strahlung und an den Rändern auch mit Gasbrennern, wobei sich die Glastemperatur zwischen 100 °C und 500 °C bewegt.

Bei einer Umstellung auf eine Beheizung durch Heißluft werden die Einhaltung des präzisen Temperaturprofils und die damit verbundene präzise Steuerung der lokalen Beheizung als schwer realisierbar eingeschätzt. Auch bleibt unklar, ob die erforderlichen Wärmestromdichten durch eine konvektive Beheizung überhaupt erreicht werden können. Unter diesen Aspekten erscheint in der Kühlstrecke eine Beheizung durch Heißluft aus einem elektrisch beheizten Speicher nicht als vielversprechend.

Ähnlich stellt sich die Situation im **Zinnbad (Floatbad)** dar. Auch dort erfolgt der Wärmeeintrag derzeit durch elektrisch beheizte Strahler. Das Temperaturniveau im Glas beträgt zwischen 1100 °C und 600 °C . Die Beheizung findet unter Schutzgasatmosphäre statt, um Oxidationsprozesse mit dem Zinn zu unterbinden. Gleichzeitig dient der Schutzgasstrom zur Kühlung der hinter den Strahlern liegenden, tragenden Strukturen. Für eine Umstellung der Beheizung auf Heißgas ergeben sich daraus die folgenden technischen Hemmnisse:

Auch im Zinnbad muss die Wärme lokal begrenzt und mit hoher Wärmestromdichte eingebracht werden, was wie auch bei der Kühlstrecke durch einen rein konvektiven Wärmeübergang schwer zu erreichen ist. Des Weiteren ist die elektrische Beladung eines thermischen Speichers auf Temperaturen über 1100 °C im großtechnischen Maßstab heute nur mit hohem technischen Aufwand und geringer Effizienz zu erreichen. In jedem Fall wären tiefgreifende Änderungen an der Floatkammer nötig. Beispielsweise würde die oben erwähnte Kühlung bestimmter Strukturen durch das Schutzgas entfallen, wenn dieses selbst erhitzt und für den Wärmeeintrag genutzt würde. Unter diesen Aspekten erscheint auch in der Floatkammer eine Speicherintegration derzeit als nicht sinnvoll.

Das **Schmelzaggregat** ist der mit Abstand größte Energieverbraucher in der Glasproduktion. Eine ausführliche Beschreibung des Schmelzaggregates wurde bereits im ersten Teil dieses Forschungsberichtes [8] gegeben. Der Wärmeeintrag erfolgt hauptsächlich durch Strahlung aus einer Gasflamme oberhalb der Schmelze sowie teilweise durch elektrische Zusatzheizungen (EZH) (in der Schmelze). Auch vollelektrische Schmelzwannen existieren und werden in Zukunft voraussichtlich an Bedeutung gewinnen.

Der Schmelzprozess ist sehr komplex und wird vor allem durch das Strömungsverhalten, die Chemie und die optischen Eigenschaften der Schmelze beeinflusst. Aus diesem Grund und wegen der sehr hohen Prozesstemperaturen (über 1400 °C in der Schmelze und ca. 1600 °C im Gasraum darüber) ist ein konvektiver Wärmeeintrag durch elektrisch erwärmte Heißluft nicht umsetzbar. Jedoch lässt sich der für den Schmelzprozess benötigte Brennstoffverbrauch durch Vorwärmung der Verbrennungsluft und des Schmelzgutes (Gemenge) reduzieren. Entsprechende Maßnahmen zur Effizienzsteigerung kommen zum Teil bereits seit 150 Jahren im Glasherstellungsprozess zum Einsatz. Prinzipiell bietet sich hier auch die Möglichkeit, die für die Vorwärmung benötigte Energie aus einem (elektrisch beheizten) thermischen Speicher zur Verfügung zu stellen. Zur Bewertung der daraus resultierenden Optionen, wurde ein separates Expertengespräch zum Glasschmelzaggregat geführt.

3.5.1 Verbrennungsluftvorwärmung mit Hilfe eines elektrisch beheizten Speichers

Die Vorwärmung der Verbrennungsluft mit Hilfe eines Regenerators ist für Glasschmelzaggregate bereits seit langem Stand der Technik. Die heißen Abgase werden aus dem Ofen abgezogen und erwärmen ein keramisches Speichermaterial und werden selbst dabei auf Temperaturen von etwa 450-550 °C abgekühlt. Der Vorgang dauert etwa 20 Minuten. Danach wird in entgegengesetzter Richtung die Verbrennungsluft durch den Speicher geleitet und von Umgebungstemperatur auf etwa 1250 °C erwärmt. Um einen kontinuierlichen Betrieb der Schmelzwanne zu gewährleisten, werden immer zwei Regeneratoren im Wechsel betrieben.

Im Rahmen des Projekts wurde untersucht, inwiefern dem Regenerator eine weitere Vorwärmstufe (elektrothermisch beheizt) vorgelagert und damit eine zusätzliche Brennstoffersparnis erreicht werden kann. Das bedeutet, dass die Luft dann bereits angewärmt (z.B. auf 120 °C) in den Regenerator eintritt. Die entscheidende Frage bei diesem Ansatz ist, inwiefern die Erhöhung der Lufteintrittstemperatur ($T_{L,in}$) auch zu einer Erhöhung der heißseitigen Vorwärmtemperatur (Luftaustrittstemperatur, $T_{L,out}$) und damit zu einer Erhöhung der Flammentemperatur führt.

Die Untersuchung wurde mit Hilfe eines vereinfachten 1D-Modells des Regenerators (keine Berücksichtigung von Wärmeverlusten, axialer Wärmeleitung etc.) durchgeführt.

Es zeigt sich, dass bei einer Erhöhung von $T_{L,in}$ um 100 °C die Vorwärmtemperatur um weniger als 10 °C erhöht. Die resultierende Brennstoffersparnis ist deutlich geringer als 1 %. Eine zusätzliche Vorwärmung der Verbrennungsluft erweist sich daher als nicht zielführend.

3.5.2 Gemengevorwärmung mit Hilfe eines elektrisch beheizten Speichers

Auch eine Vorwärmung des Gemenges vor Eintritt in das Schmelzaggregat ist bereits Stand der Technik. Erste Untersuchungen dazu wurden bereits Anfang 1980 durchgeführt [9]. In diesem Fall wird für die Vorwärmung der vom Schmelzofen kommende Abgasstrom verwendet. Im Vorwärmer bewegt sich das Gemenge als dichte Schüttung langsam in vertikale Richtung. Das Abgas wird im Kreuzgegenstrom durch die Schüttung geleitet und erwärmt dabei das Gemenge.

Zu berücksichtigen ist dabei, dass nicht alle Gemengearten gleichermaßen für eine Vorwärmung geeignet sind, da sich u.U. Bindephasen bilden können, die die Fließfähigkeit des Gemenges verschlechtern. Unproblematisch sind in der Regel Gemenge mit einem hohen Scherbenanteil.

Zur Gemengevorwärmung kann anstelle von Abgas auch problemlos Heißluft verwendet werden, welche in einem elektrisch beheizten Speicher erwärmt wird. Diese Option ist auch vor dem Hinter-

grund interessant, dass bei vollelektrischen Glaswannen, die in Zukunft voraussichtlich an Bedeutung gewinnen werden, kein nutzbarer Abgasstrom für diesen Zweck zur Verfügung steht.

Abbildung 3.2 zeigt ein Schaltbild zur Integration eines thermischen Energiespeichers (TES) mit elektrischer Beheizung zum Zweck der Gemengevorwärmung in den Glasherstellungsprozess. Um Abwärmeverluste zu minimieren, wird ein Teil der Abluft aus dem Vorwärmer wieder durch den Speicher geführt. Der andere Teil wird über einen Bypass dem Heißluftstrom am Speicheraustritt zugemischt, um die erforderliche Eintrittstemperatur am Vorwärmer bereitstellen zu können. Dabei ist zu berücksichtigen, dass sich während des Entladevorgangs die Speicheraustrittstemperatur und somit auch das Mischungsverhältnis der beiden Luftmassenströme ändern.

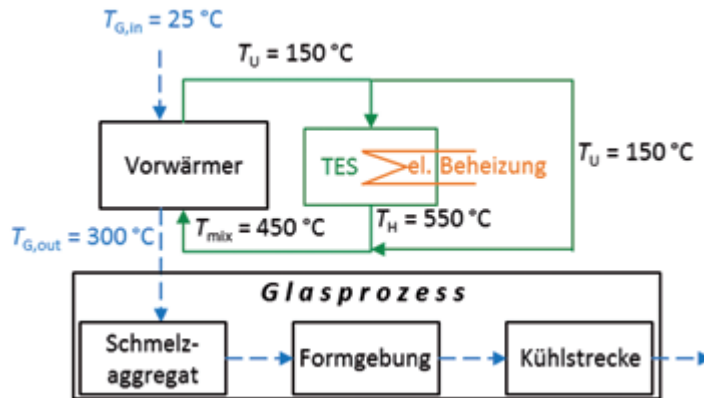


Abb. 3.2: Wärmetechnische Verschaltung zwischen Gemengevorwärmer und thermischem Energiespeicher (TES) mit Bypass zur Erreichung der gewünschten Mischtemperatur T_{mix} am Vorwärmereintritt.

Mit Hilfe eines vereinfachten 1D-Modells (keine Berücksichtigung von Wärmeverlusten, axialer Wärmeleitung etc.) wurde eine überschlägige Auslegung des in Abbildung 3.2 dargestellten thermischen Speichers durchgeführt. Die für die Berechnung verwendeten Parameter sind in Tabelle 3.2 dargestellt.

Zur Definition der angestrebten Entladedauer wurde das Anforderungsprofil 2 – wie im ersten Teil dieses Forschungsberichtes [8] definiert – herangezogen und entsprechend eine Entladedauer von drei und zwölf Stunden (τ_1 und τ_2) zu Grunde gelegt. Wie in Abschnitt 3.2 erläutert, geben diese Entladedauern noch keine Auskunft über eine wirtschaftlich optimierte Speicherdimensionierung. Bei einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung muss außerdem berücksichtigt werden, dass der Vorwärmer auch bei entlademem Speicher weiter beheizt werden muss. Dies beinhaltet vor allem das Design und die Auslegung der elektrischen Speicherbeheizung, was über den Rahmen dieses Projekts jedoch hinausgeht.

Tabelle 3.2: Parameter zur überschlägigen Speicherauslegung entsprechend Abbildung 3.2.

Bezeichnung	Größe	Einheit	Betrag
Austrittstemperatur Luft Vorwärmer/Eintrittstemperatur Speicher ¹	T_U	°C	150
max. Temperatur im Speicher	T_H	°C	550
Eintrittstemperatur Vorwärmer ²	T_{mix}	°C	450
Eintrittstemperatur Gemenge am Vorwärmer	$T_{G,\text{in}}$	°C	25
Austrittstemperatur Gemenge am Vorwärmer ³	$T_{G,\text{out}}$	°C	300
Entladedauer (1) ⁴	τ_1	h	3
Entladedauer (2) ⁵	τ_2	h	12
Gemengemassenstrom ⁵	M_G	kg/s	3,17
Verhältnis zwischen Speicherhöhe und Speicherdurchmesser	H/D	-	3

¹ Bei einer detaillierten Auslegung ist T_U entsprechend einer wirtschaftlichen Apparategröße zu optimieren.

² Typische Rauchgastemperatur in konventionellen Schmelzaggregaten.

³ Die maximale Vorwärmtemperatur wird durch die zu vermeidende Erweichung des Gemenges begrenzt.

⁴ Entspricht Anforderungsprofil 2 im ersten Teil dieses Forschungsberichtes („Lastverschiebung über 3-12 Stunden“), wobei ggf. auch kurzfristige Anpassung entsprechend Anforderungsprofil 1 möglich sind. Unter dem Aspekt der Wirtschaftlichkeit muss die Entladedauer auf die statistischen Schwankungen des Strompreises hin optimiert werden.

⁵ Typische Schmelzleistung (geschmolzenes Glas) einer Behälterglasanlage: $\dot{M}_{\text{melt}} = 240 \text{ t/d}$ [3]. Entspricht einem Gemengemassenstrom von $M_G = 1,14 \cdot \text{melt} = 3,17 \text{ kg/s}$.

Tabelle 3.3 zeigt die Ergebnisse der Speicherauslegung für die beiden genannten Entladedauern. Die Flexibilisierungsperspektive hängt von der Dimensionierung der elektrischen Beheizung ab. Unter der Annahme, dass diese um 100 % überbaut wird – d.h. dass die Heizung den momentanen Wärmebedarf decken und gleichzeitig mit gleicher Leistung den Speicher beladen kann – ist die Entladedauer gleich der Beladedauer. Die Flexibilisierungsperspektive bei vollständig be-/entladenem Speicher beträgt dann $\pm 0,6$ MW über drei bzw. zwölf Stunden. Unter Annahme eines zur Hälfte beladenen Speichers als Ausgangszustand halbiert sich die Be-/Entladedauer entsprechend. Die Daten beziehen sich auf eine Schmelzwanne von statistisch, mittlerer Größe⁶ in der Behälterglasindustrie [10].

Bezogen auf die gesamt in Deutschland installierte Kapazität an Schmelzanlagen in der Behälterglasindustrie (4 Mio. t/a (2015) [11], verkaufsfähiges Glas) ergibt sich eine Flexibilisierungsperspektive von $\pm 32,3$ MW. Die Gemeinde in der Flachglasherstellung (2,2 Mio. t/a (2015) [11], verkaufsfähiges Glas) sind aufgrund des geringeren Scherbenanteils grundsätzlich weniger für eine Vorwärmung geeignet und werden deshalb an dieser Stelle nicht mitbetrachtet.

Es ist zu berücksichtigen, dass die umsetzbare elektro-thermische Beladeleistung am Speicher grundsätzlich von der verfügbaren stromnetzseitigen Infrastruktur abhängt. Sind die entsprechenden Voraussetzungen gegeben, können technisch auch deutlich höhere Beladeleistungen realisiert werden, was zu einer entsprechend größeren (negativen) Flexibilisierungsperspektive führt (bei entsprechend verkürzter Beladedauer).

Tabelle 3.3: Ergebnis der Speicherauslegung entsprechend der Parameter in Tabelle 3.2.

Bezeichnung	Größe	Einheit	τ_1	τ_2
Kapazität	Q	MWh	1,8	7,4
Speichermaterial	–	–	Wabenkörper	Wabenkörper ²
Speichermasse	M_s	t	20	73
Speichervolumen	V_s	m ³	21	76
Speicherdurchmesser	D	m	2,1	3,2
Speicherhöhe	H	m	6,2	9,5

3.6 Thermische Energiespeicher im Klinker-Prozess der Zementindustrie

Im ersten Teil dieses Forschungsberichtes [8] wurde der Zementprozess bereits ausführlich beschrieben (Abbildung 4.1 in [8]). Gegenstand dieser Betrachtung ist der thermische Teil des Prozesses (Brennprozess) bestehend aus Rohmehlvorwärmung, (Vor-)Kalzinierer, Drehrohrföfen und Klinkerkühler. Zentraler Bestandteil des Rohmehls ist Kalkstein (CaCO_3), welches im Kalzinierer und im Drehrohrföfen zu (gebranntem) Kalk (CaO) umgewandelt. Das Brennen des Zementklinkers findet anschließend im heißesten Teil des Drehrohrföfens statt. Der Gesamtwärmeeintrag von ca. 3500 kJ/kg Klinker [12, 13] wird zu 35-40 % am Hauptbrenner und zu 60-65 % im Kalzinierer zugeführt [14, 15].

Im Rahmen des Projekts wurde bewertet, inwiefern der Wärmeeintrag in Vorwärmer, Kalzinierer und Hauptbrenner die Integration thermischer Energiespeicher für einen flexiblen Strombezug zulässt. Dies beinhaltet die Frage, inwiefern der Einsatz von (fossilen) Brennstoffen durch elektrothermische Verfahren substituiert werden kann. Mögliche Verfahren für eine solche strombasierten Klinkerzeugung sowie mögliche Hemmnisse für deren Umsetzung wurden bereits in einer Studie von Ruppert et al. [15] dargestellt.

Demnach ist sowohl am Hauptbrenner als auch am Kalzinierer eine elektrothermische Beheizung prinzipiell möglich. Alle Ansätze befinden sich jedoch in einem frühen Forschungsstadium und eine mögliche Umsetzung wird für nach 2030 erwartet.

² Für diese relativ kleinen Speicherkapazitäten wurde ein Inventarmaterial (Wabenkörper) mit hoher spezifischer Oberfläche ($a_v = 270 \text{ m}^2/\text{m}^3$) und Porosität ($\epsilon = 60 \%$) gewählt, um eine bessere Speicherausnutzung zu erreichen.

Unter der Voraussetzung, dass es zur Realisierung eines elektrothermisch beheizten Kalzinierers kommt, besteht die Möglichkeit, das erzeugte Kalziumoxid (CaO) als thermochemisches Speichermedium zu verwenden. Dieses könnte in einem (Material-)Speicher vorgehalten und nach Bedarf dem Brennprozess zugeführt werden. Damit wäre eine flexible Fahrweise des Kalzinierers und somit ein flexibler Strombezug prinzipiell möglich.

Technische Hemmnisse für dieses Konzept sind zum einen die Realisierung der elektrothermischen Beheizung des Kalzinierers. Hier wird bei einer externen Beheizung vor allem die Effizienz der Wärmeübertragung als Herausforderung gesehen [16], sowie die Materialstandzeiten der Wärmeübertragenden Oberflächen unter den harschen Prozessbedingungen im Kalzinierer.

Zum anderen bestehen derzeit noch keine Erfahrungswerte hinsichtlich der Lagerfähigkeit von Kalziumoxid bei hohen Temperaturen. Beispielsweise liegen keine Kenntnisse zu möglichen unerwünschten chemischen Nebenreaktionen während der Lagerung vor, welche die Produktqualität beeinflussen würden. Auch können keine Aussagen hinsichtlich der Transportfähigkeit des Materials beim Speicheraustrag getroffen werden.

Aufgrund des frühen Entwicklungsstandes der beteiligten Technologien und der Unsicherheiten einer möglichen Umsetzbarkeit wird hier keine Flexibilitätsperspektive für eine solche thermochemische Wärmespeicherung ausgewiesen.

Für andere Speichertechnologien, wie elektrothermisch beheizte Feststoffspeicher, ergeben sich im Zementprozess aufgrund der hohen Prozesstemperaturen und der großen zur Verfügung stehenden Abwärmemengen keine Ansatzpunkte.

3.7 Thermische Energiespeicher zur Flexibilisierung der Stromerzeugung in Dampfnetzen

Abbildung 3.3 zeigt eine allgemeine Darstellung eines Dampfnetzes mit der entsprechenden Erzeugungsstruktur.

Der Dampf wird auf hohem Druckniveau (HD) durch einen Abhitzedampferzeuger (AHDE) bereitgestellt, welcher durch eine Gasturbine bedient wird. Um eine flexible Fahrweise der Gasturbine zu gewährleisten, kann alternativ auch Dampf aus einem Zusatzkessel (GK), bereitgestellt werden. Der HD-Dampf wird dann in einer Dampfturbine auf ein niedrigeres Druckniveau (ND) entspannt, und damit das Dampfnetz bedient. In einem Dampfnetz sind meistens mehrere der genannten Kompo-

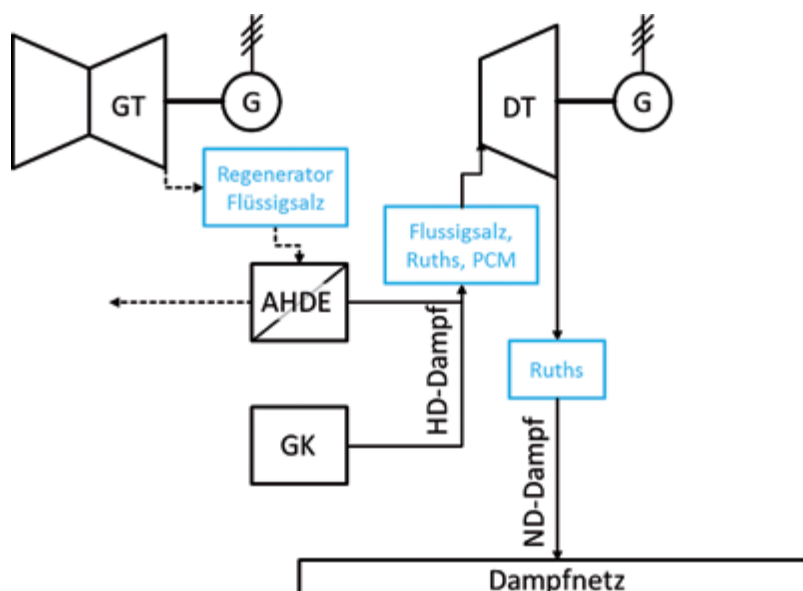


Abb. 3.3: Prozessskizze der Erzeugungsstruktur für ein Dampfnetz. Farbig eingefügt sind prinzipielle Optionen für die Integration thermischer Speicher sowie die in Frage kommenden Speichertechnologien.

nenten (Gas-, Dampfturbine, Abhitzedampferzeuger etc.) verschaltet. Im nachfolgenden Abschnitt wird jedoch stets der Singular der entsprechenden Komponente verwendet.

Zusätzlich zu der konventionellen Erzeugerstruktur sind in Abbildung 3.3 drei prinzipielle Möglichkeiten für die Integration eines thermischen Speichers abgebildet:

- Im Rauchgasstrang der Gasturbine.
- Im Hochdruckteil des Dampfnetzes.
- Im Niederdruckteil des Dampfnetzes.

Speicher im Rauchgaspfad der Gasturbine: Bei dieser Variante erfolgt die Beladung des thermischen Energiespeichers (TES) mit dem heißen Abgas der Gasturbine. Diese kann somit unabhängig vom Dampfbedarf flexibel betrieben werden. Die Entladung des Speichers erfolgt mit Umgebungsluft. Grundvoraussetzung für die Speicherintegration ist eine Überbauung der Gasturbine, d.h. dass die Gasturbinenleistung ausreicht um den momentanen Dampfbedarf zu decken und gleichzeitig den Speicher zu beladen. Je größer die Überbauung der Gasturbine, desto größer ist die erreichbare Flexibilität und die Rentabilität des Speichers.

Diese Speicheroption hat generell den Vorteil, dass der TES eine große Temperaturspreizung und damit auch eine hohe Energiedichte aufweist. Prinzipiell ist hier entweder ein Flüssigsalzspeicher oder ein Feststoff-Regeneratorspeicher denkbar.

Der Regenerator erscheint besonders geeignet, da er aufgrund seiner hohen spezifischen Oberfläche besonders für die Be- und Entladung mit einem gasförmigen Wärmeträgermedium geeignet ist. Bei der Entladung kann für die Dampferzeugung der bereits existierende Abhitzedampferzeuger genutzt werden.

Bei der Verwendung von Flüssigsalz ist prinzipiell ein zusätzlicher Wärmeübertrager notwendig, um die Wärme zwischen dem gasförmigen Medium (GT-Abgas, Luft) und dem Salz zu übertragen. Aufgrund der verhältnismäßig niedrigen Wärmeübergangskoeffizienten auf der Gasseite, werden dafür vergleichsweise große wärmeübertragende Oberflächen und Apparatedimensionen benötigt, was zu erhöhten Investitionen führt.

Speicher im Hoch- und Niederdruckteil des Dampfnetzes: Die zweite Option besteht in einer Beladung des TES mit HD- (ND-) Dampf aus dem Dampfnetz. Zur Entladung des Speichers kann entweder Kondensat oder ND-Dampf verwendet werden. Somit entspricht ein solcher Speicher einer zusätzlichen, flexiblen Dampfsenke-/quelle welche wiederum eine flexible Fahrweise der Gasturbine ermöglicht. Als Speichertechnologien sind zu diesem Zweck sogenannte Ruths-Speicher oder Salzspeicher möglich.

Ein Ruths-Speicher ist ein Druckbehälter, der als Dampfspeicher dient. Diese Speicher sind jedoch nur zu Speicherung kleiner Dampfmengen geeignet, da die hohen Behälterinnendrucke das Behältervolumen begrenzen. Des Weiteren kann ein Ruths-Speicher lediglich Sattedampf liefern, was eine anschließende Verstromung in einer Dampfturbine erschwert. Aus diesen Gründen ist ein Ruths-Speicher am ehesten im Niederdruckteil des Dampfnetzes einsetzbar.

Salzspeicher können im Gegensatz zum Ruths-Speicher sehr große Energiemengen aufnehmen und beim Entladen auch überhitzten Dampf bereitstellen. Um eine hohe Speichereffizienz zu erreichen, ist eine Kombination eines sensiblen Flüssigsalzspeichers mit einem latent³-Wärmespeicher (PCM-Speicher) sinnvoll. Beim Entladen des Speichers stellt der Latentspeicher die Verdampfungswärme bei konstanter Temperatur bereit, während der sensible Speicher zur Überhitzung des Dampfes dient.

³ Bei einer „sensiblen“ Wärmespeicherung durchläuft das Speichermedium keinen Phasenwechsel. Im Gegensatz dazu wird bei einem „latent“-Wärmespeicher die Schmelzenenergie beim Phasenwechsel des Speichermediums genutzt.

Insgesamt ist der apparatetechnische Aufwand bei dieser Speicheroption vergleichsweise groß, da der Speicher beim Entladen prinzipiell als ein zusätzlicher Dampferzeuger fungieren muss. Des Weiteren müssen die beim Be-/Entladen des Speichers anfallenden/benötigten Dampfmassenströme wieder ins System zurückgeführt werden, was einen höheren Integrationsaufwand bedeutet.

3.71 Detaillierte Untersuchung: Regenerator im Abgaspfad der Gasturbine

Im Rahmen des Projektes wurde die Integration eines Feststoff-Regeneratorspeichers im Rauchgaspfad der Gasturbine untersucht, da sich diese Variante am einfachsten in das bestehende System integrieren lässt. Es wurde dazu die Erzeugungsstruktur eines exemplarischen Industrieparks in einem numerischen Modell abgebildet und die Auswirkung einer Speicherintegration auf die Erlös-/Kostensituation untersucht.

Das grundlegende Modell ohne Speicherintegration wurde bereits von Ausfelder et al. [17] beschrieben. Es sieht folgende grundsätzliche Betriebsstrategie vor:

Zu Zeiten hoher Strompreise erfolgt die Dampferzeugung soweit wie möglich aus der installierten Gasturbinenkapazität. Reicht diese nicht aus, um den Gesamtdampfbedarf zu decken, wird der verbleibende Anteil durch Gaskessel bereitgestellt.

Fällt der Strompreis unter einen Schwellwert, wird die Gasturbine auf Mindestlast heruntergefahren und die Dampferzeugung verstärkt durch die Gaskessel gedeckt.

Der Strompreis liegt anhand einer Preiszeitreihe für das Jahr 2030 mit stündlicher Auflösung vor (siehe [17]). Erlöse werden sowohl aus dem Betrieb der Gasturbine als auch durch nachgeschaltete Dampfturbinen erzielt. Kosten entstehen durch das verbrauchte Erdgas zum Betrieb der Gasturbine und der Gaskessel.

Das Modell wurde dahingehend erweitert, dass durch die Integration eines thermischen Speichers eine erlösoptimierte Fahrweise der Gasturbine ermöglicht wird. Es wurde dazu folgendermaßen vorgegangen:

Die Preiszeitreihe wurde in Hoch- und Niederpreisphasen unterteilt. Während einer Hochpreisphase wird der thermische Speicher soweit wie möglich beladen. Voraussetzung dafür ist, dass die Gasturbinenkapazität den momentanen Dampfbedarf übersteigt und somit mit der verbleibenden Über-

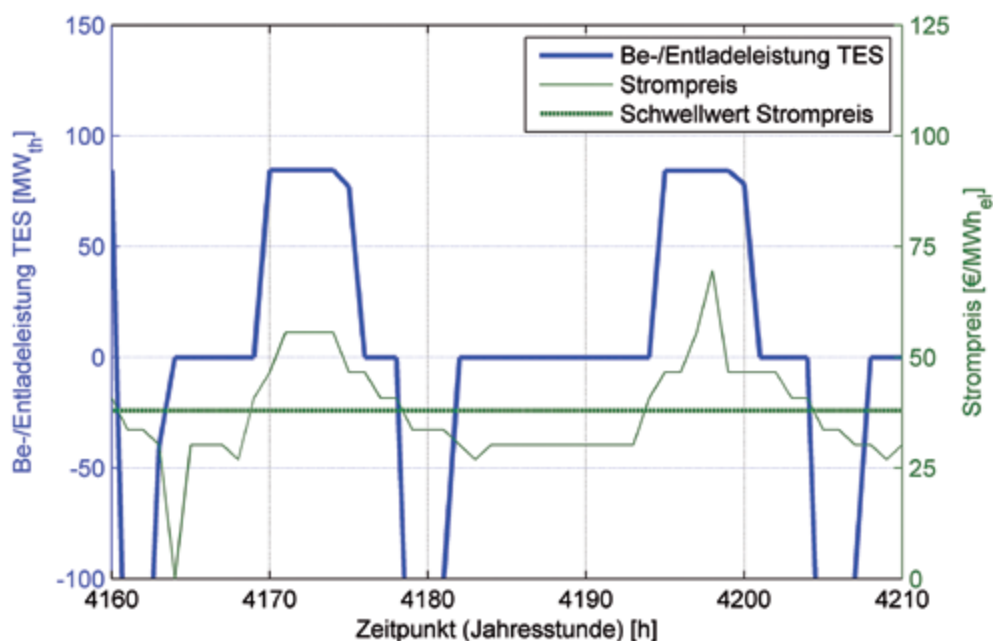


Abb. 3.4: Beispielhafter Verlauf des Strompreises und der Be-/Entladeleistung des Speichers.

4 Es wird also angenommen, dass der Strompreis für die komplette Phase im Voraus bekannt ist („perfect foresight“).

kapazität den Speicher beladen kann. Die Beladung erfolgt dabei erlösoptimiert innerhalb der Hochpreisphase. Während einer Hochpreisphase⁴ erfolgt keine (Teil-)Entladung des Speichers.

In der anschließenden Niedrigpreisphase wird die Gasturbine auf Mindestlast zurückgefahren und der Speicher soweit wie möglich entladen. Dadurch reduziert sich der Gasverbrauch und die Kosten für den Betrieb der Gaskessel, welche ansonsten während der Niedrigpreisphase den verbleibenden Dampfbedarf decken müssen.

Abbildung 3.4 zeigt exemplarisch den Verlauf des Strompreises während einer Hochpreisphase. Ebenfalls dargestellt ist der Verlauf der Be-/Entladeleistung des Speichers (Speicherkapazität $Q_{TES} = 500 \text{ MWh}$).

Es wurde eine Variation der Speicherkapazität durchgeführt und die kumulierten Erlöse (Kostenersparnis) über das Jahr hinweg ermittelt. Abbildung 3.5 (links) zeigt den Verlauf der Kostenersparnis bei variiertem Speicherkapazität. Je größer der Speicher, desto größer die zwischengespeicherten Energiemengen und desto größer die Kostenersparnis.

Die Kostenersparnis muss der Speicherinvestition gegenübergestellt werden, um die Amortisationsdauer der Investition abzuschätzen. In Abbildung 3.5 (mittig) ist der Quotient aus Speicherinvestition und Kostenersparnis für drei unterschiedliche, spezifische Investitionskosten dargestellt, wobei eine Abzinsung und die Betriebskosten des Speichers vernachlässigt sind. Abbildung 3.5 (rechts) zeigt eine Abschätzung für die Amortisation unter Berücksichtigung von Abzinsung und Betriebskosten.

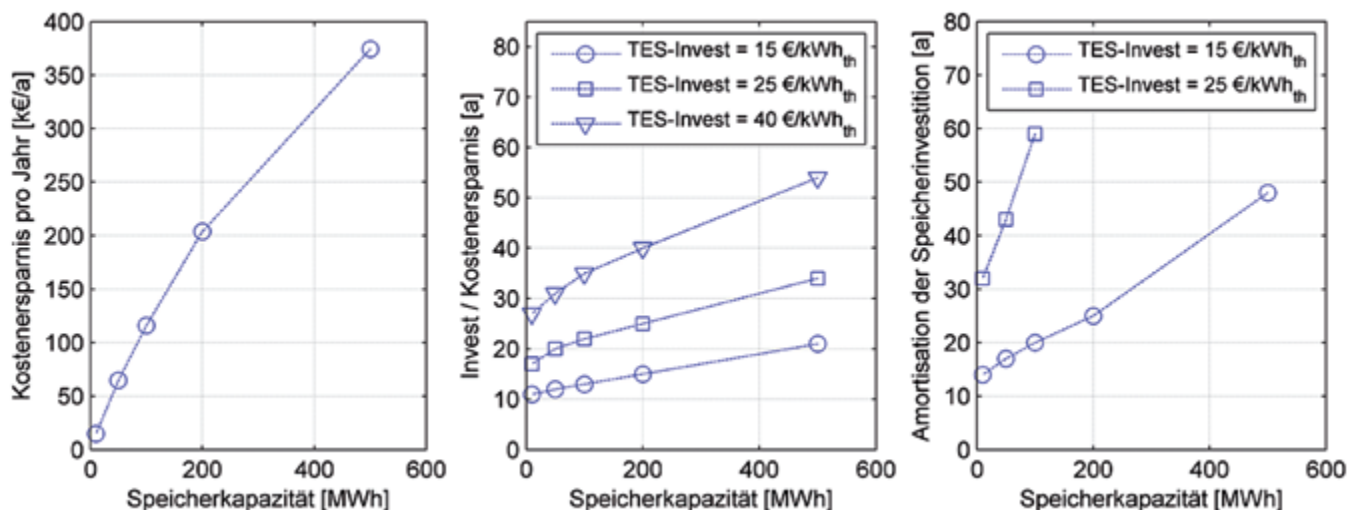


Abb. 3.5: Links: Kostenersparnis pro Jahr durch thermischen Speicher in Abhängigkeit der Speicherkapazität.
Mitte: Quotient aus Investition für Speicher und Kostenersparnis pro Jahr (keine Verzinsung und Betriebskosten berücksichtigt).
Rechts: Amortisation mit Verzinsung ($p = 3 \%$) und Betriebskosten (1 % der Investkosten).

Kleine Speicher amortisieren sich dabei schneller, weil diese (innerhalb einer Hochpreisphase) nur zu den Zeitpunkten maximaler Strompreise beladen werden und somit in dieser Zeit maximalen Erlös erzielen. Je größer der Speicher, desto mehr wird die Beladung auch in Zeiten geringerer Strompreise verlagert, was den Erlös pro eingespeicherte Energiemenge reduziert.

Die Amortisationszeiten sind im betrachteten Fall größer als zehn Jahre, sodass eine Speicherintegration unter den gegebenen Bedingungen als nicht wirtschaftlich erscheint. Dies ist neben dem Strom- und Gaspreisniveau auch auf spezielle Gegebenheiten im betrachteten Dampfnetz zurückzuführen. So kann im betrachteten Fall der Speicher nur in den Sommermonaten betrieben werden und somit nur in dieser Zeit Erlöse erzielen. Grund dafür ist, dass die installierte Gasturbinenkapazität nur im Sommer ausreicht, um den Dampfbedarf vollständig zu decken und zusätzlich den Speicher zu beladen. In den Wintermonaten ist die Dampflast höher und übersteigt die Gasturbinenleistung, sodass keine Kapazität für die Beladung des Speichers zur Verfügung steht und dieser in dem entsprechenden Zeitraum nicht genutzt werden kann. Bei einer zusätzlichen Überbauung der Gasturbinen sind somit wesentlich geringere Amortisationszeiten zu erwarten.

3.7.2 Flexibilisierungsperspektive

Nachfolgend soll eine Abschätzung der Flexibilisierungsperspektive durch den Einsatz von thermischen Speichern im Dampfnetz erfolgen. Es wird an dieser Stelle nicht berücksichtigt, dass eine flexibilisierte Stromerzeugung auch durch eine „hybride“ Dampferzeugung im Verbund mit Gaskesseln und Elektrodenkesseln erreicht werden kann.

Die momentane Flexibilisierungsperspektive des Dampfnetzes hängt vom momentanen Lastzustand der Gasturbine ab.

Positive Flexibilität (Erhöhung der Stromerzeugung) kann nur bereitgestellt werden, wenn die Gasturbine in Teillast betrieben wird (eine Abschaltung der Gasturbine ist nicht vorgesehen). Voraussetzung dafür ist ein Speicher, der die zusätzliche Dampferzeugung bei einem Anheben der Gasturbinenleistung aufnehmen kann.

Negative Flexibilität (Reduzierung der Stromerzeugung) kann nur bereitgestellt werden, wenn die Gasturbine nicht bereits auf Mindestlast gefahren wird. Die fehlende Dampferzeugung bei einem Absenken der Gasturbinenleistung muss dann aus einem Speicher gedeckt werden.

Tabelle 3.4 zeigt eine Abschätzung der Speichergröße, wenn dieser den Dampfbedarf für das beispielhaft betrachtete Dampfnetz für drei Stunden (τ_1) bzw. zwölf Stunden (τ_2) decken soll. Diese Entladedauern entsprechen Anforderungsprofil 2, wie in [18] definiert. Es wird außerdem angenommen, dass die Gasturbine zu jeder Zeit auf Mindestlast weiterbetrieben wird.

Die angegebenen Daten für die Speichergröße wurden auf Basis von Erfahrungswerten abgeschätzt. Die tatsächliche Größe muss in einer Einzelfallbetrachtung unter Beachtung der Randbedingungen wie beispielsweise der zulässigen Eintrittstemperatur am Abhitzedampferzeuger geklärt werden. Bei sehr großen Speicherkapazitäten ist außerdem ein modularer Aufbau der Speicher zu erwarten.

Tabelle 3.4: Abschätzung der Speichergröße zur Pufferung des Dampfbedarfs über 3 h bzw. 12 h.

Bezeichnung	Größe	Einheit	τ_1	τ_2
Entladedauer	τ	h	3	12
Kapazität ⁵	Q	MWh _{th}	400-880	1600-3500
Speichermasse	M_s	1000-t	5-10	20-45
Speichervolumen	V_s	1000-m ³	4-9	16-37
Speicherdurchmesser	D	m	12-16	22-29
Speicherhöhe	H	m	36-47	44-57

Aus den Angaben in Tabelle 3.4 kann folgendes, maximales Flexibilisierungspotenzial abgeleitet werden: Die Gasturbine wird auf ein externes Signal hin von Voll- auf Mindestlast heruntergefahren und die reduzierte Dampferzeugung aus dem (voll beladenen) Speicher ausgeglichen. In diesem Fall ergibt sich, entsprechend der installierten Gasturbinenleistung, ein maximales (negatives) Potenzial von 230 MW_{el} über drei bzw. zwölf Stunden.

Unter der Voraussetzung, dass die Gasturbine zu Beginn der Flexibilitätsabfrage auf Mindestlast gefahren wird und der Speicher vollständig entleert ist, kann analog auch ein maximales positives Potenzial von 230 MW_{el} über drei bzw. zwölf Stunden bereitstellen.

Unter der Annahme, dass die Gasturbine zu Beginn der Flexibilitätsabfrage bei 75 % Last betrieben und der Speicher zu 50 % beladen ist, kann eine positive Flexibilität von 75 MW_{el} über etwa sechs bzw. 24 Stunden geliefert werden, oder eine negative Flexibilität von ca. 150 MW_{el} über eineinhalb oder sechs Stunden.

⁵ Die Spanne für die benötigte Kapazität ergibt sich aus der saisonalen Schwankung der Dampflast.

Der gesamtdeutsche Wärmebedarf der chemischen Industrie beträgt 550 PJ/a, was einer durchschnittlichen Wärmeleistung von 17,4 GW_{th} entspricht. Bei Erzeugung dieser thermischen Leistung durch GuD-Anlagen entspricht dies etwa einer flexibilisierbaren, elektrischen Gasturbinenleistung von ± 10 GW_{el}.

Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass der oben genannte Gesamtwärmebedarf nicht ausschließlich als Prozessdampf und auch nicht ausschließlich in GuD-Anlagen bereitgestellt wird. Somit ist eine Abschätzung basierend auf diesem Gesamtverbrauch eine Maximalbetrachtung. Prinzipiell muss für jedes Dampfnetz eine gesonderte Untersuchung durchgeführt werden. Beispielsweise kann im betrachteten Dampfnetz im Winter keine Flexibilität erzeugt werden, da die derzeit installierte Gasturbinenkapazität den Dampfbedarf nicht vollständig decken kann.

3.8 Thermische Energiespeicher in Sinter- und Brennöfen der Feuerfestindustrie

Ein typischer Brennprozess für Feuerfestprodukte mit vorgelagerter Trocknung des Brenngutes ist in Abbildung 3.6 dargestellt. Das vorgetrocknete Brenngut wandert in einem kontinuierlichen Prozess durch den Brennofen, der oft als Tunnel- oder Durchschubofen ausgeführt ist. Der Wärmeeintrag erfolgt größtenteils durch Brenner in der Hauptbrennzone. Von dort wird das heiße Rauchgas im Gegenstrom zum Produktstrom durch die Vorwärmzone abgezogen. Dabei kühlt sich das Rauchgas auf etwa 150 °C ab und erwärmt das Brenngut.

In der Vorwärmzone besteht grundsätzlich die Problematik, dass sich im Ofen eine starke Temperaturschichtung einstellt. Um eine möglichst gleichmäßige Beheizung über dem Ofenquerschnitt zu gewährleisten, wird ein Teil des Wärmeeintrages in die Vorwärmzone verlagert. Dabei kommen Impulsbrenner zum Einsatz, die mit einem erhöhten Luftüberschuss betrieben werden um für eine stärkere Durchmischung der Ofenatmosphäre zu sorgen.

Der Hauptbrennzone nachgelagert ist eine Kühlzone, in welcher das gebrannte Produkt durch einen im Gegenstrom fließenden Luftstrom abgekühlt wird. Der resultierende Heißluftstrom (≈ 1200 °C) wird zunächst zur Vorwärmung der Verbrennungsluft (≈ 550 °C) und anschließend zur Trocknung des Brenngutes verwendet. Um den für die Trocknung benötigten Volumenstrom bei entsprechend niedriger Trocknereintrittstemperatur (≈ 120 °C) zu erreichen, wird dem Heißluftstrom vor Eintritt in den Trockner Kaltluft beigemischt. Reicht die im Heißluftstrom enthaltene Wärme nicht aus, um den Trocknungsbedarf zu decken, müssen zusätzlich sogenannte Stützbrenner den Zusatzbedarf decken.

Es ergeben sich damit für den Prozess drei Wärmesenken, die potenziell auch durch einen elektrothermisch beheizten thermischen Energiespeicher (TES) auf einem Temperaturniveau unterhalb von 600 °C bedient werden können, nämlich

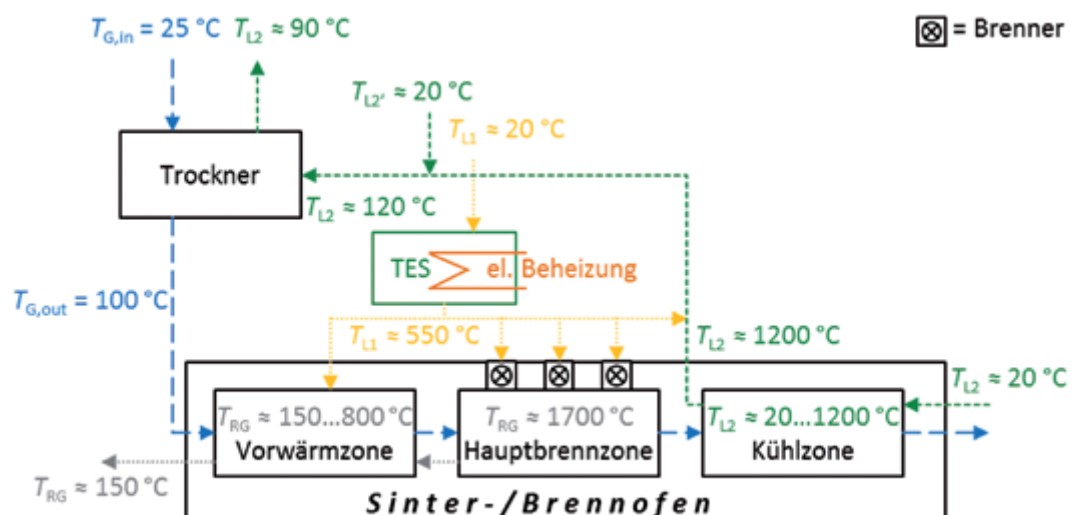


Abb. 3.6: Integration eines thermischen Speichers in einen Sinter-/Brennprozess für keramische Erzeugnisse.

- Die Trocknungswärme.
- Die Vorwärmung der Verbrennungsluft.
- Der momentan durch Impulsbrenner realisierte Wärmeeintrag in der Vorwärmzone.

Abbildung 3.6 zeigt eine mögliche Integration eines TES in einen Ofenprozess mit Vortrocknung. Der TES dient als eine Art „Energy-Hub“, welches die Brennluftvorwärmung und den Wärmeeintrag in der Vorwärmzone versorgt. Die Trocknung wird im Wesentlichen mit dem Heißluftstrom aus der Kühlzone des Ofens bedient. Zusätzlich kann auch Wärme für die Trocknung aus dem TES zur Verfügung gestellt werden, falls der Abwärmestrom aus der Kühlzone des Ofens nicht ausreichend ist.

Das dargestellte Konzept hat den Vorteil, dass die Verbrennungsluftvorwärmung vom Ofenprozess entkoppelt wird. Dies ist vor allem bei Produktwechseln sowie bei An-/Abfahrvorgängen relevant.

Zur Auslegung des Speichers wird der Wärmebedarf einer exemplarisch betrachteten Schamotte-Herstellungsprozesses herangezogen. Genaue Daten zur Verteilung der einzelnen Wärmebedarfe in Vorwärm- und Hauptbrennzone sowie im Trockner liegen nicht vor. Des Weiteren variieren diese Anteile auch in Abhängigkeit des hergestellten Produkts, beispielsweise aufgrund von schwankendem Feuchtegehalt des Rohmaterials.

Für die Auslegung wurde vereinfachend angenommen, dass der Speicher die Verbrennungsluftvorwärmung abdecken muss und dass 5 % des Gesamtwärmebedarfs im Ofen durch Heißluft in der Vorwärmzone zugeführt werden kann.

Mit Hilfe eines vereinfachten 1D-Modells (keine Berücksichtigung von Wärmeverlusten, axialer Wärmeleitung etc.) wurde eine überschlägige Auslegung des in Abbildung 3.6 dargestellten thermischen Speichers (Feststoff-Regeneratorspeicher) durchgeführt. Die für die Berechnung verwendeten Parameter sind in Tabelle 3.5 dargestellt.

Tabelle 3.5: Parameter zur überschlägigen Speicherauslegung entsprechend Abbildung 3.6.

Bezeichnung	Größe	Einheit	Betrag
max. Temperatur im Speicher	T_H	°C	550
Zielwert Vorwärmtemperatur ¹	T_{VW}	°C	550
Eintrittstemperatur Luft am Speicher	$T_{L,in}$	°C	25
Minimal zulässige Vorwärmtemperatur ²	$T_{VW,min}$	°C	450
Entladedauer (1) ³	τ_1	h	3
Entladedauer (2) ³	τ_2	h	12
Erdgasmassenstrom ⁴	V_{EG}	Nm ³ /d	2000
Luftzahl am Brenner	λ	–	1.05
Spezifische Oberfläche des Speicherinventarmaterials ⁵	a_v	m ² /m ³	270
Porosität des Speicherinventarmaterials ⁵	ε	%	60
Verhältnis zwischen Speicherhöhe und Speicherdurchmesser	H/D	–	3

¹ Maximale wirtschaftliche Vorwärmtemperatur.

² Zum Ende des Entladeprozesses sinkt die Entladetemperatur ab.

³ Entspricht Anforderungsprofil 2 im ersten Teil dieses Forschungsberichts („Lastverschiebung über 3-12 Stunden“), wobei ggf. auch kurzfristige Anpassung entsprechend Anforderungsprofil 1 möglich sind. Unter dem Aspekt der Wirtschaftlichkeit muss die Entladedauer auf die statistischen Schwankungen des Strompreises hin optimiert werden.

⁴ Erdgasverbrauch des beispielhaft betrachteten Schamotte-Herstellungsprozesses.

⁵ Wert für ein typisches Inventarmaterial (Wabenkörper). Aufgrund der verhältnismäßig kleinen Speicherkapazität wurde ein Inventarmaterial mit großer spezifischer Oberfläche gewählt, um die Speichermasse besser ausnutzen zu können.

Zur Spezifikation der angestrebten Entladedauer des Speichers wurde das Anforderungsprofil 2 – wie im ersten Teil dieses Forschungsberichtes [18] definiert – herangezogen und entsprechend eine Entladedauer von drei und zwölf Stunden (τ_1 und τ_2) zu Grunde gelegt. Wie in Abschnitt 3.2 erläutert, geben diese Entladedauern noch keine Auskunft über eine wirtschaftlich optimierte Speicherdimen-

sionierung. Bei einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung muss außerdem berücksichtigt werden, dass die Wärmeversorgung für Verbrennungsluftvorwärmung und Ofen zu jedem Zeitpunkt sichergestellt werden muss, also auch bei vollständig entladenen Speicher. Dies beinhaltet vor allem das Design und die Auslegung der elektrischen Beheizung, was jedoch über den Rahmen dieses Projekts hinausgeht.

Tabelle 3.6 zeigt die Ergebnisse der Speicherauslegung für die beiden genannten Entladedauern. Die Flexibilisierungsperspektive hängt von der Dimensionierung der elektrischen Beheizung ab. Unter der Annahme, dass diese um 100 % überbaut wird – d.h. dass die Heizung den momentanen Wärmebedarf decken und gleichzeitig mit gleicher Leistung den Speicher beladen kann – ist die Entladedauer gleich der Beladedauer. Die Flexibilisierungsperspektive bei vollständig be-/entladenen Speicher beträgt dann ± 193 kW über drei bzw. zwölf Stunden. Unter Annahme eines zur Hälfte beladenen Speichers als Ausgangszustand halbiert sich die Be-/Entladeleistung entsprechend. Die Daten beziehen sich auf das exemplarisch betrachtete Schamottewerk.

Der Gesamtenergieeinsatz in der Feuerfestindustrie beträgt 4 PJ pro Jahr (2015) [18]. Dabei liegt der Anteil von Gas bei 82,5 % (2015) [19], was einem verbrauchten Gasvolumen von ca. 92 Mio Nm³/a entspricht. Bei Skalierung der Ergebnisse aus der Betrachtung der Beispielanlage auf dieses Gasvolumen ergibt sich somit eine Flexibilisierungsperspektive von $\pm 24,3$ MW.

Es ist zu beachten, dass die umsetzbare elektro-thermische Beladeleistung am Speicher grundsätzlich von der verfügbaren stromnetzseitigen Infrastruktur abhängt. Sind die entsprechenden Voraussetzungen gegeben, können technisch auch deutlich höhere Beladeleistungen realisiert werden, was zu einer entsprechend größeren (negativen) Flexibilisierungsperspektive führt (bei entsprechend verkürzter Beladedauer).

Tabelle 3.6: Ergebnis der Speicherauslegung entsprechend der Parameter in Tabelle 3.5.

Bezeichnung	Größe	Einheit	τ_1	τ_2
Kapazität	Q	MWh	0,58	2,36
Speichermasse	M_s	t	4,7	17,0
Speichervolumen	V_s	m ³	3,8	13,7
Speicherdurchmesser	D	m	1,2	1,8
Speicherhöhe	H	m	3,5	5,4

3.9 Literatur

- [1] Fisch, N. und Bodemann, M. BINE-Informationspaket - Wärmespeicher. Köln : TÜV-Verlag GmbH, 2005.
- [2] Seitz, Antje und Hoyer-Klick, Carsten. Technologiebericht 3.3b Energiespeicher (thermische, thermo-chemische und mechanische). [Hrsg.] Wuppertal Institut, ISI, IZES. Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken : s.n., 2018.
- [3] Potenzialanalyse zur Hybridisierung von Prozessen in der Grundstoffindustrie. Veitengruber, Frank, Dufter, Christa und Gruber, A. Wien : s.n., 2019. 11. Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT).
- [4] Dreissigacker, Volker. Power-to-heat in adiabatic compressed air energy storage power plants for cost reduction and increased flexibility. Heat and Mass Transfer. 2018, Bd. 54, S. 955-962.
- [5] Power-to-Heat in Hochtemperatur-Feststoffwärmespeichern: Untersuchung von Flexibilitätsoptionen im Verbundvorhaben „Energy Lab 2.0“. Dreissigacker, Volker, Belik, Sergej und Zunft, Stefan. Dresden : s.n., 2018. Kraftwerkstechnik 2018 - Power Plant Technology. 50. Kraftwerkstechnisches Kolloquium.
- [6] Belik, Sergej, Dreissigacker, Volker und Dieterich, V. Thermal Energy Storage Systems: Power-to-Heat Concepts in Solid Media Storage for High Storage Densities. Journal of Traffic and Transportation Engineering. 2017, Bd. 5, S. 285-294.
- [7] Numerical modelling of an induction heating process for packed rods with adjacent airflow. Belik, Sergej. Hannover : s.n., 2017. XVIII International UIE-Congress - Electrotechnologies for Material Processing.
- [8] Ausfelder, Florian, Seitz, Antje und von Roon, Serafin. Flexibilitätsoptionen in der Grundstoffindustrie – Methodik, Potenziale, Hemmnisse. Frankfurt am Main : s.n., 2018.
- [9] Barklage-Hilgefort, Hansjürgen und Trier, Wolfgang. Berechnungen zum Einfluss der Rohstoffvorwärmung auf den Wärmehaushalt von Glasschmelzöfen. Glastechnische Berichte. 1983, Bd. 56, 10, S. 269-279.
- [10] Hüttentechnische Vereinigung der Deutschen Glasindustrie e.V. (HVG). 2019.
- [11] Bundesverband Glasindustrie e.V. (BV Glas). <https://www.bvglas.de>. [Online] [Zitat vom: 27. Juni 2019.] https://www.bvglas.de/media/Facts_and_figures_Jahresberichte/Produktion_von_Glas.pdf.
- [12] Verein Deutscher Zementwerke e.V. gGmbH, Forschungsinstitut der Zementindustrie. Umweltdaten 2017. Düsseldorf : s.n., 2018. <https://www.vdz-online.de/publikationen/umweltdaten>.
- [13] Process characteristics and heat management in the cement industry. Ruppert, Johannes. 2017. IEA Thermal Energy Storage Workshop, (Frankfurt, 3 May 2016).
- [14] Verein Deutscher Zementwerke e.V. Zement-Taschenbuch. Düsseldorf : s.n., 2008.
- [15] Ruppert, Johannes, et al., et al. Prozesskettenorientierte Ermittlung der Material- und Energieeffizienzpotentiale in der Zementindustrie: Entwurf Endbericht (UFOPLAN FKZ 3716 36 320 0). Düsseldorf : VDZ, 2018 (in Vorbereitung, 18.12.2018). <https://www.vdz-online.de/forschung/aktuelle-projekte/prozesskettenorientierte-ermittlung-der-material-und-energieeffizienzpotentiale-in-der-zementindustrie/>
- [16] Calciner Technology for Oxyfuel Process. Paneru, M., et al., et al. s.l. : Ed. Presentations and Posters of the ECRA/CEMCAP/CLEANER Workshop 2018 on Carbon Capture Technologies in the Cement Industry (Brussels, 17 October 2018). European Cement Research Academy, ECRA; Research Group CEMCAP; Research Group CLEANER. Available at: <https://ecra-online.org/research/ccs/presentations-and-posters/>
- [17] Ausfelder, Florian und Fischer, Tobias. Prozesswärme in der chemischen Industrie – Flexibilitätspotenziale durch gekoppelte Dampf- und Stromerzeugung in „Energieflexibilität der deutschen Industrie“, Alexander Sauer, Eberhard Abele, Hans Ulrich Buhl (Hrsg.), Fraunhofer Verlag, 2019.
- [18] Rhode, C., FhG ISI. Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2013 bis 2016 Studie für die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB) – Entwurf. Karlsruhe : s.n., 2017.
- [19] Verband der Deutschen Feuerfest-Industrie e.V.

4

GASVERSORGUNG IM WANDEL

Vor welche technischen Herausforderungen
Power-to-Gas die Industrie stellt

Verantwortliche Autoren

Kirstin Ganz kganz@ffe.de

Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, Am Blütenanger 71, 80995 München

Christa Dufter cdufter@ffe.de

Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, Am Blütenanger 71, 80995 München

Tobias Hübner thuebner@ffe.de

Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, Am Blütenanger 71, 80995 München

Timo Kern tkern@ffe.de

Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, Am Blütenanger 71, 80995 München

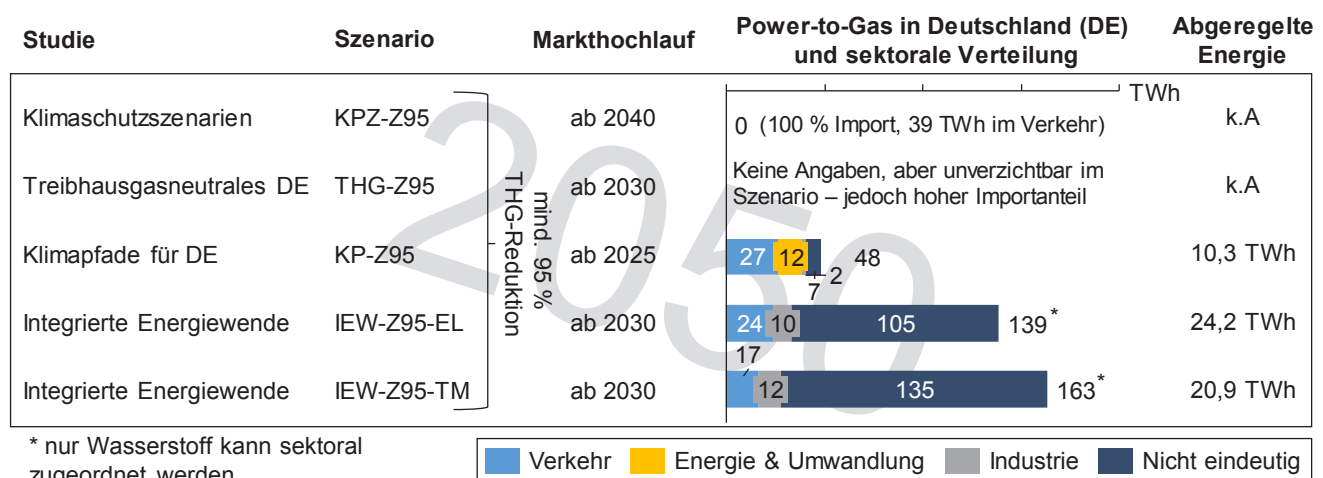
Serafin von Roon sroon@ffe.de

Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, Am Blütenanger 71, 80995 München

4.1 Hintergrund und Motivation

In Zukunft werden weitreichende Veränderungen in der Gasversorgung erwartet. Wird das Erdgas gegenwärtig in Deutschland vor allem aus Russland, Norwegen und den Niederlanden importiert, kommt in Zukunft aufgrund sinkender Produktion in den Niederlanden und Norwegen Flüssiggas aus aller Welt hinzu. Auch Biogas wird in der zukünftigen Gaszusammensetzung enthalten sein. Die größten Veränderungen und Herausforderungen für die Gasbereitstellung werden jedoch durch die Einspeisung von auf PtG basierten Wasserstoff ins Erdgasnetz hinzukommen. Hauptsächliche Treiber für PtG sind die energiesystemische Notwendigkeit flexibler Energie, das klimapolitische Ambitionsniveau und das individuelle Bestreben der Marktteilnehmer zum Klimaschutz.

Abb. 4.1: PtG in Deutschland im Jahr 2050 [1] ¹



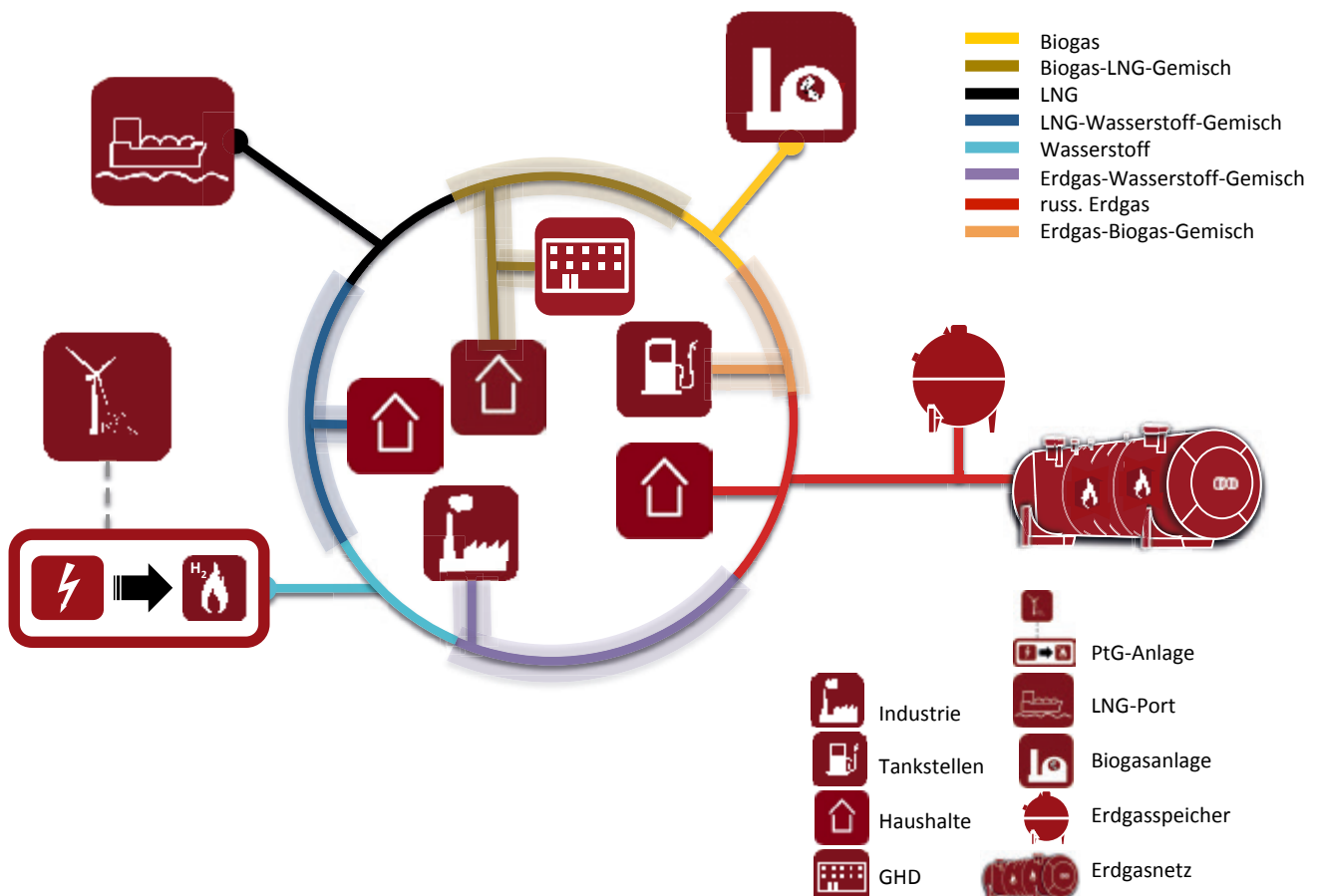
1 Die hier aufgeführten strombasierten Brennstoffe umfassen hauptsächlich H₂ und strombasiertes Methan. Biomassebasierte Energieträger sind nicht inkludiert.

Durch die volatile Energiebereitstellung wird zunehmend vom bestehenden Modus Operandi einer dem Verbrauch folgenden Erzeugung abgewichen. PtG offeriert infolge der flexiblen Produktion, des Verbrauchs und der Speicherung strombasierter Brennstoffe kurzfristige und langfristige Flexibilität. Auf diese Weise ist es möglich, Schwankungen im Energiesystem durch den zunehmenden Einsatz nicht-disponibler Energieerzeugungsanlagen auszugleichen, die Stromnetzinfrastuktur zu entlasten und die Versorgungssicherheit zu erhöhen [1]. Abbildung 4.1 zeigt das Ergebnis einer Metastudienanalyse energie- und klimapolitischer Szenarien hinsichtlich PtG. Es werden die tatsächlich erzeugte PtG Menge, der Markthochlauf von PtG und die abgeregelte Energie der Szenarien im Jahr 2050 herangezogen.

Im Jahr 2050 werden bis zu 163 TWh strombasiertes Gas oder darauf basierende Energieträger (bspw. Fischer-Tropsch-Kraftstoffe) in Deutschland durch PtG-Anlagen produziert. Die zunehmende Marktdurchdringung (Markthochlauf) beginnt je nach Szenario zwischen 2025 und 2040. Ein entscheidendes Kriterium für die Skalierung von PtG ist die Verfügbarkeit von sog. Überschussstrom (2017: 5,5 TWh [2]), der mittels Einspeisemanagement in Deutschland abgeregelt wird. Umwandlungsverluste, wie sie durch den Einsatz von PtG im Unterschied zur Elektrifizierung entstehen, sind bei der Nutzung von Überschussstrom als zweitrangig anzusehen. Zusätzliche elektrische Verbraucher im Verkehrs- (EMobilität), Industrie- (Power-to-Heat) und Haushaltssektor (Wärmepumpen) sowie Speicherkapazitäten führen dazu, dass die abgeregelte Energie zukünftig nicht maßgeblich ansteigen wird. Die genannten Flexibilitätsoptionen sind darüber hinaus meist deutlich günstiger als PtG [3].

Es wird deutlich, dass der Überschussstrom bei weitem nicht ausreichen wird, um strombasierte Brennstoffe inländisch in größerem Maßstab erzeugen zu können (vgl. Abbildung 4.1) [1]. Ein höherer Bedarf an erneuerbarer Energieerzeugung ist die Folge. Die Gesamteffizienz des Energiesystems sinkt im Vergleich zur Elektrifizierung [4]. PtG unterliegt demgemäß folgendem Grundsatz: Für den Klimaschutz und das Energiesystem so viel wie nötig, aus Effizienz- und Kostengründen so wenig wie möglich [5].

Abb. 4.2: Die Gasversorgung der Zukunft



Getrieben wird der erzeugungsseitige Ausbau von PtG Anlagen maßgeblich durch die Nachfrage in den Endenergiesektoren. Der Einsatz strombasierter Brennstoffe verspricht die bestehende Energienutzung beizubehalten. Aufgrund mangelnder Alternativen ist die Anwendung strombasierter Brennstoffe hauptsächlich im Verkehr und der Industrie zu erwarten [1, 6]. Um die langfristige Flexibilität elektrischer Energie durch saisonale chemische Speicherung zu gewährleisten, ist zudem der Einsatz im Energie- und Umwandlungssektor denkbar [1]. Eine Übersicht zu neuen Erzeugern, der veränderten Gasversorgung sowie betroffene Stakeholder ist in Abbildung 4.2 dargestellt.

Die Endverbraucher Industrie, Tankstellen, Haushalte und Gewerbe, Handel und Dienstleistung (GHD) werden in Zukunft nicht nur mit reinem Erdgas versorgt, sondern durch ein Gemisch verschiedener Gase. Zeitlich und geografisch abhängig weist das Gas eine unterschiedliche Charakteristik auf, da vor allem H_2 teilweise stark verschiedene Eigenschaften besitzt. So sinkt durch die Beimischung von H_2 z. B. der volumenbezogene Brennwert, wie auch der Wobbe-Index [7].

Auch heute sind bereits leichte Schwankungen der Gasqualität durch die unterschiedliche Erdgaszusammensetzung von englischem, niederländischem, norwegischem und russischem Erdgas vorhanden. Außerdem wird bereits an einigen Standorten konditioniertes Biomethan ins Erdgasnetz eingespeist, wobei durch die Konditionierung sehr ähnliche Gaseigenschaften zu Erdgas erreicht werden. Heutige Schwankungen sind demnach viel geringer als sie durch die H_2 -Einspeisung zu erwarten sind.

Hinsichtlich des Einsatzes strombasierter Brennstoffe kommt der Industrie eine besondere Rolle zu, da deren Anlagen stark sensitiv auf die Energieträgerzusammensetzung reagieren können. Spezialisierte Maschinen zur Steigerung der Effizienz und Prozessstabilität und zur Senkung der Schadstoffemissionen sind ein ausschlaggebender Faktor [7]. Zur Erzeugung strombasierter Brennstoffe auf Kohlenstoffbasis stellen die in der Industrie verfügbaren CO_2 -Ströme zudem ideale Punktquellen dar [8], die aufgrund des wachsenden EE-Anteils im Energie- und Umwandlungssektor nicht mehr zur Verfügung stehen. Daher werden Industriestandorte besonders von H_2 -Einspeisungen betroffen sein.

4.2 Methodik

In dem vom BMBF geförderten Kopernikus-Projekt SynErgie (mit mehr als 80 Partnern aus Wissenschaft, Industrie und Zivilgesellschaft) beschäftigt sich die FfE mit der Flexibilisierung von Industrieprozessen. Im Rahmen des Projekts wurden zunächst Anforderungsprofile für die Bereitstellung von Flexibilität aus Sicht des Strommarkts entwickelt [9]. In weitergehenden Analysen werden nun auch die Anforderungen durch die sich wandelnde Gasversorgung systematisiert.

Um Anforderungsprofile erstellen zu können, muss vorab untersucht werden, inwiefern die Industrie mit den Herausforderungen der H_2 -Einspeisung zurechtkommt. Um diese für die Industrie zu systematisieren, wurden drei Anforderungsprofile entwickelt, welche mögliche Szenarien der H_2 -Einspeisung darstellen und den Handlungsbedarf der Industrie analysieren. In einem zweiten Schritt wurden die Anforderungsprofile mit verschiedenen Vertretern der Industrie diskutiert und validiert.

Das erste Anforderungsprofil stellt die Situation für eine konstante H_2 -Einspeisung und damit einen konstanten Volumenanteil von erneuerbarem Gas im Gasgemisch dar. Dies repräsentiert die Einspeisung einer PtG- oder Biogas-Anlage, welche konstant in Volllast betrieben wird. Im zweiten Anforderungsprofil wird von schwankendem, aber planbaren Volumenanteil erneuerbarer Gase im Gasgemisch ausgegangen. Hier wird also von wechselnden Gaszusammensetzungen ausgegangen, beispielsweise durch die volatile Einspeisung einer PtG-Anlage in der Nähe eines Windparks, welche überschüssigen Strom in H_2 umwandelt. Das letzte Anforderungsprofil stellt die größten Herausforderungen an die Industrie, da hier von nicht planbaren Schwankungen ausgegangen wird, welche z. B. durch die Erbringung von Regelleistung durch PtG-Anlagen oder Prognosefehlern für EE-Erzeugung auftreten können.

	Anforderungsprofil 1	Anforderungsprofil 2	Anforderungsprofil 3
Vorankündigungszeit	nicht relevant	2-5 Tage	Minuten bis Stunden
Zeit bis Erreichen	–	1 h / 36 km	1 h / 36 km
Dauer	nicht relevant	bis mehrere Tage	kurze Zeiträume
max. Gradienten	nicht relevant	Gradient des H ₂ -Speichers	Gradient des H ₂ -Speichers
wesentlicher Handlungsbedarf	Umrüstung Messtechnik	Messtechnik alternative Produktionspfade Hybridisierung	Messtechnik Hybridisierung Abschaltung
zusätzliche Kosten	Investition in Umrüstung	Investition in Alternativtechnologien, höhere Betriebskosten	Investition in Alternativtechnologien, höhere Betriebskosten; mögl. Produktionsausfall
Graphische Darstellung			

4.3 Die drei Anforderungsprofile

Abb. 4.3: Wichtige Parameter der verschiedenen Anforderungsprofile im Vergleich

Die Anforderungsprofile sind folgendermaßen aufgebaut. Zuerst werden die Rahmenbedingungen vorgestellt, welche den energiewirtschaftlichen Hintergrund sowie die energiewirtschaftliche Bedeutung heute und in Zukunft beinhalten. Danach folgen technische Daten, wie die Vorankündigungszeit bis zur Einspeisung, die Dauer der Einspeisung sowie der maximale Gradient der Gasqualität. Zuletzt folgen der wesentliche Handlungsbedarf für die Industrie mit den daraus resultierenden Kosten sowie ein Beispiel, wo dieses Anforderungsprofil auftritt.

Das Anforderungsprofil 1 weist einen konstanten Volumenanteil von erneuerbaren Gasen im Gasgemisch auf. Daraus ergeben sich im Vergleich zu heute veränderte Gascharakteristiken, die jedoch über die Zeit konstant bleiben. Aufgrund der konstanten Gasqualität sind Vorankündigungszeit, Dauer und maximale Gradienten nicht relevant. Als Handlungsbedarf für die Industrie ergibt sich vor allem ein Umrüsten der Anlagen auf die veränderte Gasqualität bzw. Anpassung der Regelstrategien. Zusätzliche Kosten sind Investitionen für die Umrüstung der Anlagen. Ein Beispiel für das Anforderungsprofil 1 ist eine Biogasanlage mit konstanter Einspeisung, welche sich in der Nähe eines Industrieparks befindet. Schon während der Planungs- und Bauphase der Anlage wird bekannt, wie viel Biogas konstant ins Erdgasnetz eingespeist werden wird, sodass der Industrie eine lange Reaktionszeit gegeben ist, ihre Anlagen auf die veränderten Gaseigenschaften einzustellen.

Das Anforderungsprofil 2 beschreibt den Fall von einem schwankenden, aber geplanten Volumenanteil von erneuerbaren Gasen im Gasgemisch. Die Vorankündigungszeit bis zur Einspeisung ist abhängig von Wetterprognosen und liegt zwischen 2-5 Tagen. Zuzüglich dieser Vorankündigungszeit ergibt sich noch eine weitere Dauer basierend auf der Distanz des Industriestandortes zur PtG-Anlage. Die Gas-Strömungsgeschwindigkeit in Fernleitungen beträgt ca. 36 km/h [10]. Die Dauer der Einspeisung hängt wiederum vom Wetter ab. Der maximale Gradient entsteht auf Grundlage der Auslegung des H₂-Speichers sowie ggf. von Restriktionen des Erdgasnetzes, je nachdem welche Gradienten regulatorisch zugelassen werden. Als Handlungsbedarf ist zuerst die Anpassung der Mess-, Steuer- und Regeltechnik zu nennen. Außerdem kommen je nach Möglichkeit der Industrie alternative Produktionspfade – also Änderung im Produktionsprozess – sowie Hybridisierung hinzu. Kostentechnisch entstehen sowohl Investitionen für die Alternativtechnologien (Hybridisierung) als auch höhere Betriebskosten durch geringere Effizienz der Anlagen bzw. der alternativen Produktionspfade sowie die Kosten für Strom statt Erdgas.

Nachfolgend ist ein Beispiel für das Anforderungsprofil 2 dargestellt: Für die kommende Woche werden aufgrund der Wettervorhersage hohe Einspeisungen aus Photovoltaik- und Windenergieanlagen prognostiziert. Daher entscheidet der Betreiber eines Windparks mit integrierter H₂-Einspeiseanlage, in der folgenden Woche den Windstrom in größeren Mengen in H₂ umzuwandeln und ins Erdgasnetz einzuspeisen.

Die meisten Herausforderungen hält das Anforderungsprofil 3 bereit. Hier wird von einem schwankenden, nicht planbaren Volumenanteil von erneuerbaren Gasen im Gasgemisch ausgegangen. Dies tritt z. B. bei Regelleistungserbringung oder Prognosefehlern auf. Hierdurch ändert sich kurzfristig das Einspeiseprofil des H₂-Elektrolyseurs. Dies führt zu nicht planbaren Schwankungen der Gasqualität. Die Vorankündigungszeit bis zur Einspeisung hierbei beträgt wenige Minuten zuzüglich der Zeit bis zum Erreichen des Standortes. Es handelt sich hierbei um kurze Einspeise-Zeiträume im Gegensatz zu Anforderungsprofil 2. Zuzüglich zu dem Handlungsbedarf von Anforderungsprofil 2 kommt als weitere Möglichkeit das kurzfristige Herunterfahren von Anlagen, falls dies möglich ist, hinzu. Dies resultiert ebenfalls in zusätzlichen Kosten.

Die Kernaussagen der drei Anforderungsprofile sind in Abbildung 4.3 noch einmal zusammenfassend dargestellt.

Die oben beschriebenen Anforderungsprofile wurden mit Branchenvertretern als auch mit direkten Industriewerken besprochen [11]. Am Beispiel der Glasindustrie werden die Herausforderungen der einzelnen Anforderungsprofile erörtert:

Die Diskussion hat ergeben, dass das Anforderungsprofil 1 mit der konstanten Gasveränderung bei geringen H₂ Anteilen für die meisten Industrien möglich sein wird. Aufgrund von Versprödung und ähnlich Effekten ist eine Umstellung auf 100 % H₂ jedoch nicht möglich, auch wenn dies ebenfalls eine konstante Gasveränderung wäre.

Das Anforderungsprofil 2 setzt Messtechnik zwingend voraus, um auf die Veränderungen reagieren zu können. Heutzutage liegen vielen Industriebetrieben noch gar keine oder nur gemittelte Werte ihrer bezogenen Gasqualität vor, sodass hier ein Anpassungsbedarf besteht [7]. Die lange Vorankündigungszeit des Anforderungsprofils 2 von mehreren Tagen erlaubt es selbst trägen Systemen wie Glaswannen, sich auf die Veränderungen einzustellen bzw. mechanische Umbautätigkeiten durchzuführen, sodass das Anforderungsprofil 2 für viele Industrien als technisch machbar eingeschätzt wird.

Aufgrund der trägen Systeme in vielen Industrieprozessen ist das Anforderungsprofil 3 für die meisten Industrien nicht möglich. Das Abschalten beispielsweise einer Glaswanne ist nicht vorgesehen und würde Tage in Anspruch nehmen. Auch die Hybridisierung als Maßnahme für Anforderungsprofil 3 ist momentan in dem Maße in vielen Industrien nicht möglich. In der Glasindustrie beispielsweise ist eine vollständige Hybridisierung/Elektrifizierung von Floatglaswannen großtechnisch noch nicht umgesetzt worden und zum aktuellen Zeitpunkt aus verschiedenen Gründen schwer vorstellbar (siehe dazu [12]). Allgemein geht bei vielen Prozessen jede Veränderung im Prozess erst einmal mit Qualitätsschwankungen einher. Daher ist es für die Industrie wünschenswert, dass synthetisches, strombasiertes Methan und nicht H₂ in das Erdgasnetz eingespeist wird, da dies ohne nennenswerte Einschränkungen Erdgas ersetzen kann, es sind kaum Anpassungen der industriellen Prozessspezifika notwendig.

4.4 Fazit

Bereits die heutigen Entwicklungen führen dazu, dass Messtechnik immer mehr an Bedeutung in der Industrie gewinnt, um Schwankungen der Gasqualität zu erkennen. Die größten Herausforderungen sind unbekannte Veränderungen, da dann die Regelung bzw. Steuerung nicht reagieren kann. Außerdem wäre eine Kommunikation zwischen den Industriebetrieben und der PtG-Erzeugung bzw. den Gasnetzbetreibern von Vorteil, da so frühzeitig Veränderungen der Gasqualität antizipiert werden können.

Generell gilt, dass die Industrie vor ganz unterschiedlichen Herausforderungen steht. Jeder Prozess reagiert unterschiedlich empfindlich auf Schwankungen, sodass eine allgemeine Aussage über die Herausforderungen für die Industrie nicht zu treffen ist. Mit diesen Anforderungsprofilen wurde ein Beitrag geleistet, die verschiedenen Herausforderungen, vor welche die Industrie steht, zu systematisieren und herunterzubrechen, sodass ein leichter Zugang zu der Thematik PtG und H₂-Einspeisungen erreicht wird.

4.5 Literatur

- [1] Hübner, T. et al.: Die Rolle synthetischer Brennstoffe zur Erreichung der klimapolitischen Ziele – Bedeutung im Jahr 2050. In: BWK (Brennstoff, Wärme, Kraft) – Das Energie-Fachmagazin 10/2018. Düsseldorf: Springer-VDI-Verlag GmbH & Co. KG, 2018.
- [2] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: Monitoringbericht 2018. Bonn, 2019.
- [3] Deutsch, M. et al.: Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. Berlin: Agora Energiewende, 2018.
- [4] Pflüger, B. et al.: Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI), 2017.
- [5] Vorholz, F. et al.: Strombasierte Brennstoffe: Für den Klimaschutz so viel wie nötig, aus Effizienzgründen so wenig wie möglich. Berlin: Agora Verkehrswende, 2018.
- [6] Pichlmaier, S. et al.: Modelling the Transport Sector in the Context of a Dynamic Energy System, 41st IAEE conference Groningen. Research Center for Energy Economics, Munich. 2018.
- [7] Leicher, J. et al.: Natural gas quality fluctuations--surveys and statistics on the situation in Germany. In: Energy Procedia 120/2017. Amsterdam: Elsevier, 2017.

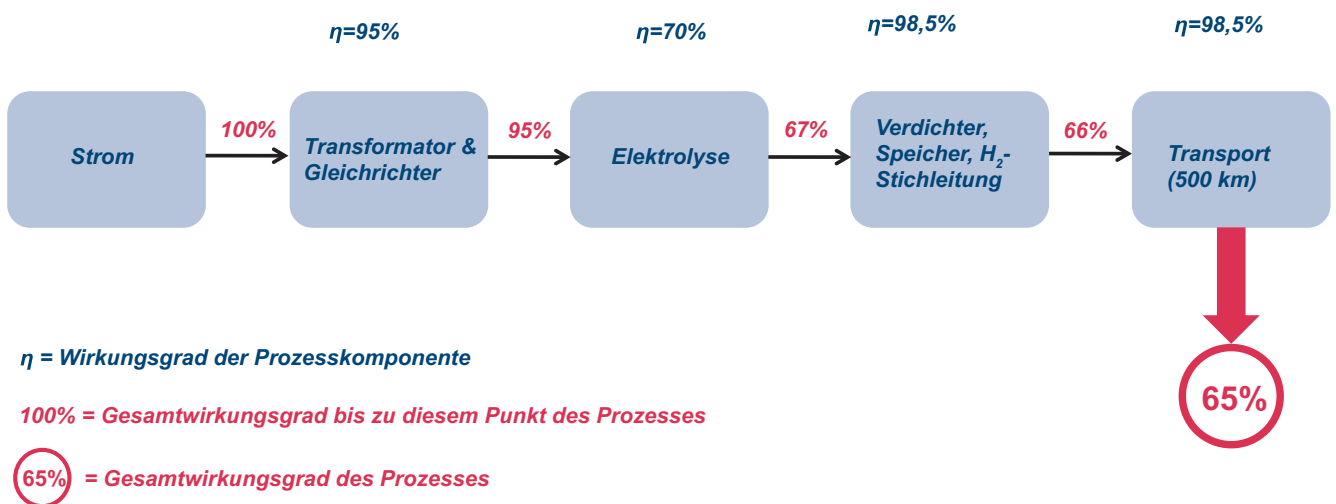
5.2 Welche Herstellungsverfahren gibt es?

5.2.1 Wasserelektrolyse

Es existieren verschiedene Verfahren zur Herstellung von Wasserstoff, von denen die meisten heute angewandten auf fossilen Energieträgern basieren. Das gängigste und auch ökonomischste Verfahren ist die Dampfreformierung von Erdgas. Im Kontext der Energiewende und der damit einhergehenden Dekarbonisierung der Industrie wird aber vorausgesetzt, dass der Wasserstoff mittels Elektrolyse produziert wird, wobei ausschließlich erneuerbarer Strom eingesetzt wird. Auf diesem Weg wird ein wirklich treibhausgasneutraler Energieträger zur Verfügung gestellt.

Diese Erzeugungsrouten von Wasserstoff bildet im Weiteren auch die Grundlage für die Umwandlung in synthetisches Methan.

Abbildung 5.1 zeigt eine schematische Darstellung der Prozesskette Wasserelektrolyse (angelehnt an [5, 6, 7]). Die angegebenen Wirkungsgrade geben einen Überblick über den technischen Stand an, wobei jede einzelne Angabe auch unterschiedlich diskutiert werden kann und keinen Anspruch auf Absolutheit erhebt.



Der per PV- oder Windanlage produzierte Strom wird über Transformatoren und Gleichrichter auf die richtige Spannungsebene aufbereitet. Damit wird in der Elektrolyseeinheit Wasser in die Bestandteile Wasserstoff (H₂) und Sauerstoff (O₂) gespalten. Die Verdichtung auf den entsprechenden Druck, mit dem es ins Gasnetz eingespeist werden kann, gehört mit zur technischen Prozesskette, da dies ein relevanter Schritt zur Nutzbarmachung des Energieträgers ist.

Abb. 5.1: Schematische Abbildung der Prozesskette Wasserstoffherzeugung über Wasserelektrolyse.

Wie aus der Abbildung 5.1 ersichtlich, stehen im Energieträger Wasserstoff noch rund zwei Drittel der Energie zur Verfügung, die als Strom (100%) in den Prozess eingegangen ist.

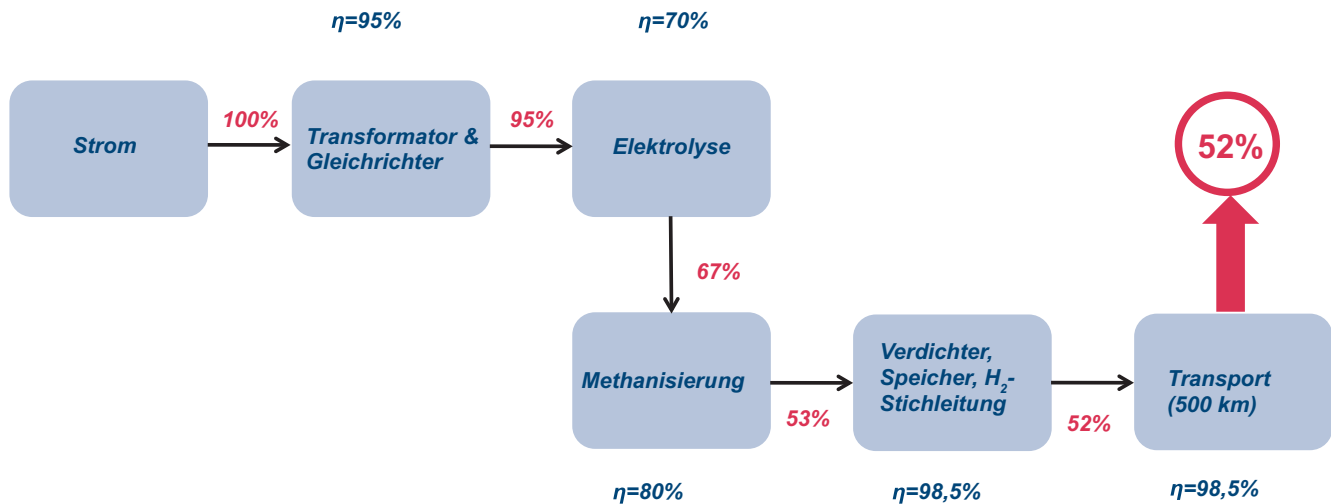
5.2.2 Power-to-Gas: EE-Methan

Die Erzeugung von synthetischem Methan (EE-Methan) setzt wie erwähnt auf der Wasserstoff-Produktion auf. Wie für den ersten Prozess, gilt auch hier, dass der Bezug von erneuerbarem Strom als Input gesetzt ist, damit ein treibhausgasneutraler Energieträger entsteht, der zur Dekarbonisierung der Industrie eingesetzt werden kann.

Die Prozesskette ist bis zur Elektrolyse identisch zum oben beschriebenen Verfahren. Das Produkt Wasserstoff wird jedoch aus der Elektrolyse in die Methanisierung weitergeleitet. Dort wird H₂ unter Zugabe von CO₂ nach der Sabatier-Gleichung zu Methan (CH₄) und Wasser (H₂O) reagiert.

Eine schematische Darstellung zeigt Abbildung 5.2, angelehnt an [5, 6, 8]. Aus dieser wird ersichtlich, dass die erweiterte und damit komplexere Prozesskette im Vergleich zur Wasserstoff-Produk-

tion einen geringeren Wirkungsgrad aufweist. Damit wird systemisch allerdings der Vorteil erreicht, dass das produzierte Gas ausschließlich aus Methan besteht und damit dem Erdgas im Netz in seiner Gasbeschaffenheit sehr ähnlich ist.



η = Wirkungsgrad der Prozesskomponente

100% = Gesamtwirkungsgrad bis zu diesem Punkt des Prozesses

52% = Gesamtwirkungsgrad des Prozesses

Abb. 5.2: schematische Abbildung der Prozesskette EE-Methan.

Zu beachten ist, dass als Input neben (erneuerbarem) Strom und Wasser auch CO_2 benötigt wird. Dieses in ausreichender Menge und Qualität (Reinheit) bereit zu stellen, kann eine logistische und auch ökonomische Herausforderung darstellen.

Auch wenn schon die Elektrolyse zu Wasserstoff technisch einen „Power-to-Gas“ Prozess darstellt, wird vor allem die Herstellung von Methan auf der beschriebenen Route als PtG verstanden.

5.2.3 Biomethan

Als dritte Option wird Biomethan als alternatives Gas betrachtet, obwohl es sich dabei um eine grundsätzlich andere Prozesskette handelt als die beiden zuvor beschriebenen. Biomethan beruht nicht auf Strom als Input, sondern kann auf Basis unterschiedlicher Rohstoffe durch Fermentation oder Vergasung erzeugt werden. Es handelt sich um Biogas, dem durch Aufbereitung (im Wesentlichen die Abtrennung des CO_2 -Anteils) die annähernd selbe Gasbeschaffenheit wie Erdgas gegeben wird.

Derzeit hat die Vergasungsrouten weniger Relevanz; in Deutschland wird Biomethan vor allem auf Basis nachwachsender Rohstoffe und zu geringen Teilen auf Abfall- und Reststoffen erzeugt. Im Gegensatz zu strombasierten Gasen, die auf der Annahme eines massiven Ausbaus von erneuerbarem Strom in großen Mengen produziert werden können, sind dem Potential von Biomethan Grenzen gesetzt, da die verfügbare Biomasse bzw. die Anbaufläche als zugrunde liegende Ressource begrenzt ist und zudem vielfältigen Nutzungskonkurrenzen unterliegt.

Es ist zudem zu beachten, dass im Gegensatz zu den oben beschriebenen Pfaden, Biomethan auf Basis nachwachsender Rohstoffe nicht treibhausgasneutral bereitgestellt werden kann. Nur bei Verwendung von recht hohen Anteilen an Gülle im Substrat ist es unter Umständen möglich, die Emissionen aus der Bereitstellung von Biomethan zu senken, so dass unter gewissen Umständen sogar eine Senke von CO_2 zu erzielen ist. Aussagen über die Treibhausgasbilanz von Biomethan können nicht vereinfacht und zusammengefasst werden, da diese grundlegend von den verwendeten Substraten und deren Herstellung sowie von der Prozessführung und Anlagenauslegung abhängig ist. Für einen Einstieg in die Problematik wird etwa auf [9, 10] verwiesen.

Trotzdem wird Biomethan eine gewisse Bedeutung für die Energiewende, insbesondere für die Dekarbonisierung des Gasnetzes zugeschrieben.

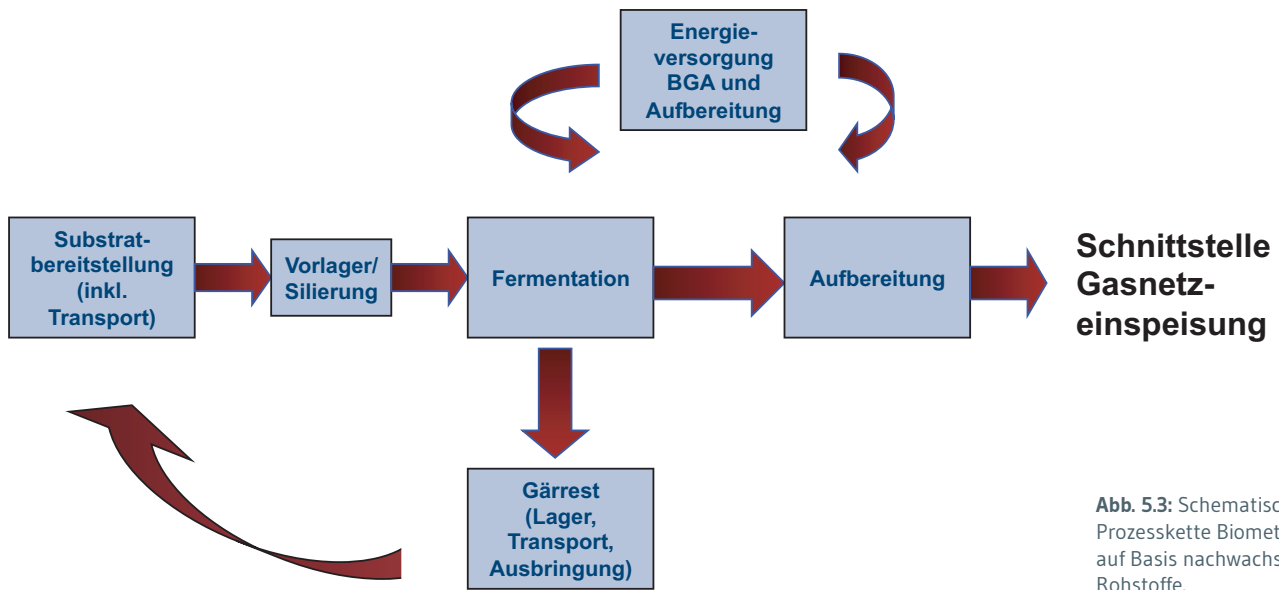


Abb. 5.3: Schematische Prozesskette Biomethan auf Basis nachwachsender Rohstoffe.

Abbildung 5.3 zeigt die schematische Prozesskette von Biomethan auf Basis nachwachsender Rohstoffe. Von besonderer Bedeutung ist die Aufbereitung, in der das zuvor erzeugte Biogas in Biomethan umgewandelt wird. Dazu wird das Gas zunächst entschwefelt und getrocknet. Der hohe Anteil von rund 47 % CO_2 im Biogas wird entweder abgetrennt, so dass Methan in hoher Reinheit (zuzüglich von biogenen Minorkomponenten) übrig bleibt. In einem vergleichsweise neueren Prozess kann dem Biogas Wasserstoff beigegeben werden, so dass das CO_2 im Bioreaktor methanisiert wird und ebenfalls hohe Methananteile erreicht werden.

Als letzter Schritt der Aufbereitung kann das Biomethan konditioniert werden, um besser die Gasbeschaffenheit, die an der Einspeisestelle im Netz vorliegt, zu erreichen. Zur Konditionierung kann etwa LPG oder Sauerstoff zugegeben werden, je nachdem, ob der Wobbe-Index des Biomethans niedriger oder höher ist als der des Erdgases [2].

5.3 Synthetische Gase im Gasnetz

5.3.1 Regelwerk und derzeitige Situation

Alle technischen Unternehmungen mit Bezug auf die Gaswirtschaften, also die Ein- und Ausspeisung von Gasen ins und aus dem Gasnetz, die Durchleitung, sowie auch die Verwendung des Gases in Endgeräten, werden durch das Regelwerk des Deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW) geregelt. Diese technischen Regeln und DIN Normen bilden damit die Grundlage dessen, was auch in Bezug auf alternative Gase in Deutschland zulässig ist.

Die **G 260** regelt die Gasbeschaffenheit im Netz. Im Sinne des Verbrauchers soll die Gasbeschaffenheit, durch welche z.B. die verbrennungstechnischen Eigenschaften des Gases bestimmt sind, möglichst einheitlich sein. Die Gasbeschaffenheit wird durch Kennzahlen definiert, die durch ihr Zusammenspiel ein Kennfeld aufspannen, innerhalb dessen sich das Gas befinden muss, um dem Regelwerk zu genügen. Das Regelwerk sieht unterschiedliche Bereiche bzw. Bandbreiten für nieder- und hochkalorische Gase vor.

Die wesentlichen Kennzahlen sind der Wobbe-Index (gebildet durch den Brennwert und die Quadratwurzel der relativen Dichte) sowie die Dichte und der Brennwert als absolute Größen. Ebenfalls eine Rolle spielt die Methanzahl als Maß für die Klopfestigkeit in der Verbrennung.

Die Einspeisung von alternativen Gasen – eigentlich biogenen Gasen, aber auch Wasserstoff und synthetische Gase aus verschiedenen Quellen – wird durch das DVGW Arbeitsblatt **G 262** zur Beschaffenheit von Gasen aus regenerativen Quellen geregelt.

Von Bedeutung ist ebenfalls die **G 685** zur Gasabrechnung, da hier festgelegt ist, dass sich aus eichrechtlichen Gründen der Brennwert des eingespeisten Gases nicht um mehr als 2 % vom Abrechnungsbrennwert (innerhalb des Abrechnungszeitraums) unterscheiden darf. So wird sichergestellt, dass der Endkunde für die bezogene Energiemenge angemessen bezahlt.

Zusätzlich zu beachten ist die **DIN 51624** „Erdgas als Kraftstoff“. Diese gibt nochmal Kennwerte (Methanzahl und Dichte) vor, die gewährleisten, dass der Endverbraucher im Fahrzeug keine technischen Probleme an Motor und Tank bekommt.

Auf europäischer Ebene werden derzeit ebenfalls Anstrengungen unternommen, ein einheitliches Regelwerk für die Mitgliedsländer zu schaffen. In Arbeit bzw. in Abstimmung ist die **EN 16726** „Gasinfrastruktur - Gasbeschaffenheit Gruppe H“ in ihrer zweiten Version, nachdem in der ersten Fassung aufgrund fehlender Einigung keine brenntechnischen Kenndaten enthalten waren¹.

Neben den bereits genannten Kennwerten wie Wobbe, Dichte, Heizwert und Methanzahl spielen auch noch andere Komponenten wie Schwefel und Sauerstoff in der europäischen Diskussion eine Rolle.

Im deutschen Gasnetz befinden sich rund 860 Mrd. m³ Gas, das zu ca. 37 % aus Russland, 26 % aus Norwegen, 18 % aus den Niederlanden sowie rund 15 % aus inländischer Förderung stammt [11]. Je nach Herkunft unterscheiden sich die relevanten Kennzahlen der Gase voneinander, so dass die Gasbeschaffenheit unterschiedlich ist. Vor der Liberalisierung des Gasmarktes sind die Regionen in Deutschland zum überwiegenden Teil konstant mit jeweils einer Gasart versorgt worden, so dass die Endverbraucher sich auf die jeweilige Gasbeschaffenheit eingestellt haben. Seitdem diese Marktgebiete nicht mehr nur von einem Versorger betrieben werden, findet dementsprechend auch eine unterschiedliche Belieferung mit verschiedenen Gasarten statt. Die Gasarten bewegen sich in „Paketen“ durchs Gasnetz, so dass eine Änderung der Gasbeschaffenheit innerhalb weniger Minuten (beim Wechsel von einem „Paket“ zum anderen) vorliegen kann. Auch wenn sich alle Kennzahlen dabei innerhalb der vom Regelwerk vorgegebenen Kennfelder befinden, können solche Schwankungen z.B. für die zum Teil hoch sensiblen und spezialisierten Industrie-Brenner problematisch sein. Bei Haushaltsgeräten werden dagegen normalerweise keine Schwierigkeiten verursacht.

Auch durch die derzeit laufende Umstellung von L- auf H-Gas werden Änderungen bzw. Schwankungen in der Gasbeschaffenheit ausgelöst. Diese Umstellung hat im Jahr 2015 begonnen und soll bis 2029 abgeschlossen sein.

Nach [12] sind in 2018 rund 10.000 GWh Biomethan ins Erdgasnetz eingespeist worden. Damit hat im Vergleich zu den Vorjahren zwar weiterhin ein Zubau stattgefunden, dieser ist jedoch deutlich abgeflacht.

Die derzeit ins Erdgasnetz eingespeisten Mengen an Wasserstoff sind statistisch noch nicht erfasst, sie liegen wahrscheinlich aber auch noch unterhalb der Wahrnehmungsschwelle (wobei die lokale Situation davon abweichen kann, wenn konkrete Projekte durchgeführt werden).

5.3.2 Auswirkungen der Einspeisung von alternativen Gasen

Von den genannten alternativen Gasen Wasserstoff, Biomethan und EE-Methan dreht sich die Diskussion um mögliche Auswirkungen einer Einspeisung wesentlich um Wasserstoff, da dieses Gas in den brenntechnischen Eigenschaften teils erheblich vom Grundgas Erdgas abweicht (siehe Tabelle 5.1).

¹ <https://www.dvgw.de/themen/gas/gase-und-gasbeschaffenheit/erdgas>

Für Biomethan, das in der Gasbeschaffenheit dem russischen Erdgas recht ähnlich ist, ist es vergleichsweise einfach, die Anforderungen des DVGW Regelwerks zu erfüllen. Zum Teil wird mit LPG konditioniert; und auch wenn durch diese Zugabe das Gas nicht mehr als rein regenerativ angesehen werden kann, stellt es doch eine technisch (und ökonomisch) machbare Option dar.

EE-Methan besteht ausschließlich aus Methan (bis auf Minorkomponenten, die durch das CO₂, abhängig von seiner Herkunft, eingebracht werden könnten; diese sind aber in diesem Kontext zu vernachlässigen). Schwankungen in der Gasbeschaffenheit treten daher nicht auf.

Die folgenden Ausführungen beziehen sich daher ausschließlich auf Wasserstoff. Als Vorbemerkung sei gesagt, dass eine Konditionierung von Wasserstoff zum Einhalten der Kennwerte, analog zur LPG Konditionierung von Biomethan, in der Regel nicht zielführend ist, da die Effekte auf Dichte, Heizwert und Methanzahl gegenläufig sind, was eine Konditionierung sehr komplex und damit auch teuer macht.

Bei der Einspeisung ins Gasnetz ist das geltende Regelwerk einzuhalten, das einzuspeisende Gas muss sich also innerhalb des Kennfelds bewegen, das durch das im Netz befindliche Gas vorgegeben ist. Damit besteht die erste Herausforderung darin, dieses Kennfeld zu kennen und zu wissen, mit welcher der verschiedenen, im Netz befindlichen Gasarten man es zu tun hat.

Aufgrund der unterschiedlichen Eigenschaften kann Wasserstoff in unterschiedlichen Konzentrationen eingespeist werden. Der zuerst limitierende Wert der Gaskennwerte ist die relative Dichte. Ausgehend von russischem Erdgas H als Grundgas, würden schon kleinere Zumischungen (ca. 3-4 Vol.-%) zum Verlassen des Erdgas-H-Kennfeldes nach DVGW Arbeitsblatt G 260 führen [2]. Für Erdgas Holland-L und Norwegen-H sind dagegen bis zu 15 Vol.-% hinsichtlich der relativen Dichte realisierbar.

Zusätzlich zu den Kennfeldern des Regelwerks müssen Auswirkungen auf einzelne Komponenten des Gasnetzes sowie der Verbraucher berücksichtigt werden, um mögliche Auswirkungen einer Wasserstoff-Beimischung abzuschätzen. Die wesentlichen Elemente sind

- Gas Verdichter,
- Regel- und Messstellen,
- Gasspeicher,
- Gasturbinen
- Tanks von Erdgasfahrzeugen

Wie oben bezüglich der DIN Norm „Erdgas als Kraftstoff“ schon erwähnt, gelten die Tanks von Erdgasfahrzeugen (insbesondere die noch in Betrieb befindlichen älteren Modelle) als die derzeit sensitivsten Endanwendungen. Auf die Besonderheiten bei der Anwendung in industriellen Brennern wird im Kapitel 6 eingegangen.

Transportleitungen und Verdichter:

Transportleitungen sind nur geringen dynamischen Belastungen ausgesetzt, so dass das Material der Rohrleitung nur wenig strapaziert wird. Daher wird die Beimischung von Wasserstoff im Transportnetz bis zu 50 % als unproblematisch angesehen [3]. Aufgrund der geringeren Energiedichte von Wasserstoff führt die Beimischung allerdings zu Effizienzverlusten des Gasnetzes.

Gasturbinen:

Je nach Ausführung der Turbine und abhängig vom Hersteller sind Gasturbinen nur begrenzt mit Wasserstoff zu beaufschlagen, so dass die Nutzung „Verstromung per Gasturbine“ eine Grenze für

die prozentuale Beimischung von Wasserstoff ins Erdgas darstellt. Während Gasturbinen mit modernen Vormischbrennern Mischgase aus Erdgas und Wasserstoff mit bis zu 10 Vol.-% oder sogar 15 Vol.-% an Wasserstoff verwenden können [3], gibt es andere, zumeist ältere Ausführungen, die eine maximale Zuschmischgrenze von 1 Vol.-% aufweisen. Die Erhöhung des H_2 -Anteils im Brenngas bringt eine Erhöhung der Flammenausbreitungsgeschwindigkeit sowie einer Änderung der Flammgeometrie mit sich. Die Flamme wird instabil, so dass Flammverlust droht, der zur unplanmäßigen Abschaltung der Anlage führt. Erhöhte Temperaturspitzen verursachen zudem höhere Emissionswerte. Im Extremfall kann es zu einem sogenannten Flammenrückschlag kommen, welcher eine thermische Überlastung bis zur Zerstörung der Brennkammer auslösen kann [3].

Kavernen- und Porenspeicher:

Die saisonale Speicherung von Erdgas erfolgt in Deutschland in unterirdischen Kavernen- und Porenspeichern mit einer aktuellen Kapazität von ca. 28 Mrd. m^3 Arbeitsgas, wobei die Kavernenspeicher deutlich überwiegen [13]. Hinsichtlich der Einspeicherung von Wasserstoff und oder Mischgas kann auf die Erfahrungen mit Stadtgas mit seinem hohen Wasserstoffanteil von rund 55 Vol.-% aus den 1970er Jahren zurückgegriffen werden. Demnach sind Kavernenspeicher recht unproblematisch zu nutzen, während in Porenspeichern mit hoher Wahrscheinlichkeit Sulfat-reduzierende Bakterien vorkommen. In der Folge wird Wasserstoff mit dem Sulfat des Schichtwassers zu Schwefelwasserstoff umgesetzt. Das führt zum einen zum Speicherverlust, zudem muss der korrosive Schwefelwasserstoff bei der Ausspeicherung wieder abgetrennt werden, was negativ für die Betriebskosten ist [3]. Kavernenspeicher verfügen über eine deutlich kleinere Oberfläche, auf welcher das oben beschriebene Bakterienwachstum stattfinden kann.

Für beide Speichertypen muss im Einzelfall untersucht werden, welche Werkstoffe, Bauteile und Zemente verwendet worden sind und inwiefern diese sich für Wasserstoff und Mischgas eignen oder ob und in welchem Umfang nach- bzw. umgerüstet werden muss. Tonsteinschichten, die im Porenspeicher teilweise vorkommen, sind zwar für Erdgas ausreichend dicht, für Wasserstoff aber durchlässig, so dass diese Speicher nicht für Mischgas genutzt werden können.

Gasmessung:

Ein wesentlicher zu beachtender Aspekt hinsichtlich der Wasserstoffeinspeisung bzw. der Beimischung zum Erdgas ist die Gasmessung bzw. Bestimmung des Brennwertes. Durch die Zumischung von H_2 wird der Brennwert des Erdgases verringert. So führt beispielsweise bei Beimischung von 1 Vol.-% Wasserstoff eine ungefähre Brennwertminderung des Mischgases von 0,7 % nach sich [3]. Die Eichfehlergrenze nach Eichverordnung liegt für Wasserstoff bei 0,2 %, d.h. mit dieser Messgenauigkeit müssen Gasmessgeräte den Wasserstoffanteil bei der Gaseinspeisung messen können. Aktuell können die meist auf Helium basierenden eingesetzten Prozess-Gaschromatographen (PGC) den Wasserstoffanteil nicht genau genug messen. Zum Teil liegt das daran, dass die Messgeräte nicht speziell für die Erkennung von H_2 konstruiert worden sind, sondern diesen nur als Störgröße erfassen. Folglich müssten die PGC nachgerüstet oder neue Gasmessgeräte installiert werden, welche für den Anwendungsfall ausgelegt sind.

Die Brennwertmessung ist zudem Grundlage für die Gasabrechnung und daher auch unabhängig von technischen Aspekten für wirtschaftliche Aspekte beim Endverbraucher relevant.

5.4 Literaturverzeichnis

- [1] Wuppertal Institut; ISI; IZES (2018): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.
- [2] Krause, H.; Werschy, M.; Franke, S.; Giese, A.; Benthin, J.; Dörr, H. (2014): Untersuchungen der Auswirkungen von Gasbeschaffenheitsänderungen auf industrielle und gewerbliche Anwendungen. Herausgeber DVGW. Freiberg, Essen, Karlsruhe: GWL; BDI; DVGW Forschungsstelle.
- [3] Müller-Syring, G.; Henel, M.; Köppel, W.; Mlaker, H.; Sterner, M.; Höcher, T. (2013): Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz. DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches eV, Bonn.
- [4] Nitschke-Kowsky, P.; Schenk, J.; Schley, P.; Altfeld, K. (2012): Gasbeschaffenheiten in Deutschland. Essen: GWL. https://scifo.de/en/nc/detail/media/show/Product/?tx_acmmam_acmmam%5Buid%5D=3120&tx_acmmam_acmmam%5Bobject%5D=product&cHash=faa63b39849824fe31b807934a0b98bb
- [5] Dehli, M. (2014): Power-to-Gas - Speicherung von Strom aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen in der Erdgasinfrastruktur. <http://btga.de/almanach/2014/078-087.pdf>
- [6] Fischer, B. (2018): Identifikation und Bewertung von „no-regret“-Einstiegsmärkten für Power-to-Gas Konzepte. Wuppertal.
- [7] Dörr, H.; Kröger, K.; Graf, F.; Köppel, W.; Burmeister, F.; Senner, J.; Nitschke-Kowsky, P.; Weßing, W. (2016): Untersuchungen zur Einspeisung von Wasserstoff in ein Erdgasnetz. Energie Wasser-Praxis - Fortschung & Entwicklung 50–59.
- [8] Zapf, M. (2017): Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem: Rahmenbedingungen, Bedarf und Einsatzmöglichkeiten (1. Auflage.). Wiesbaden: Springer Vieweg.
- [9] Arnold, K.; Vetter, A. (2010): Klima- und Umwelteffekte von Biomethan: Anlagentechnik und Substratauswahl. Wuppertal Institut, Wuppertal Papers 182.
- [10] O’Keeffe, S.; Franko, U.; Oehmichen, K.; Daniel-Gromke, J.; Thrän, D. (2019): Give them credit - the greenhouse gas performance of regional biogas systems. GCB Bioenergy 11 (6) 1–18. doi: 10.1111/gcbb.12603.
- [11] Müller-Syring, G.; Große, C.; Glandien, J.; Eyßer, M. (2016): Kritische Überprüfung der Default-Werte der Treibhausgas-vorkettenemissionen von Erdgas. Abschlussbericht im Auftrag von Zukunft Erdgas. Leipzig: DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH.
- [12] dena (2019): Branchenbarometer Biomethan 2019. Berlin: Deutsche Energie Agentur GmbH. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/dena-Analyse_Branchenbarometer_Biomethan_2019.pdf
- [13] LBEG (2016): Untertage-Gasspeicherung in Deutschland. ERDÖL ERDGAS KOHLE 11 (132) 409–417.

6 HEMMNISSE EINER FLEXIBILISIERUNG DER BEREITSTELLUNG VON PROZESSWÄRME IN DEN ENERGIEINTENSIVEN INDUSTRIEN DURCH HYBRIDISIERUNG, SYNTHETISCHE GASE UND THERMISCHE SPEICHER

Verantwortliche Autoren

Karin Arnold karin.arnold@wupperinst.org
 Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH, Döppersberg 19, 42103 Wuppertal
 Georg Holtz georg.holtz@wupperinst.org
 Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH, Döppersberg 19, 42103 Wuppertal

6.1 Einleitung

Hybridisierung, die Verwendung synthetischer Gase und thermische Speicher stellen Ansätze dar, um Flexibilität in der industriellen Stromnachfrage zu erschließen. Der Fokus der Untersuchungen bzgl. der (potenziellen) Stromnachfrage lag in den diesem Kapitel zugrunde liegenden Arbeiten dabei auf der Bereitstellung von Prozesswärme für temperaturbedingte Prozessschritte wie Schmelzen, Sintern etc. auf unterschiedlichen Temperaturniveaus. Zudem beschränkt sich die Analyse auf die Nachrüstung bestehender Produktionsanlagen¹. Die am Projekt beteiligten Branchenvertreter haben die in Tabelle 6.1 aufgeführten spezifischen Prozesse ausgewählt, für die die obige Ansätze untersucht wurden (vgl. Kapitel 8 bis 12).

Tabelle 6.1: In den Branchen bzgl. der jeweiligen Flexibilisierungsansätze untersuchte Prozesse

	Hybridisierung	Synthetische Gase	Thermische Speicher
Stahl	Brammenerwärmung; Vorwärmung von Verbrennungsluft	Reduktionsprozesse mit wasserstoffhaltigen Gasen	Schrottvorwärmung; Brammenerwärmung; Winderhitzer
Chemie	Bereitstellung von Prozessdampf	–	Bereitstellung von Prozessdampf
Zement	Kalzinator; Drehrohrofen	–	Verwendung von Kalziumoxid als thermochemisches Speichermedium
Glas	Glasschmelzwanne	Glasschmelzwanne	Behälterglasherstellung: Gemengevorwärmung; Flachglasherstellung: Zinnbad, Kühlprozess; Vorwärmung von Verbrennungsluft;
Feuerfest	Vorwärmzone von Durchschuböfen; Vorwärmung von Verbrennungsluft; Trocknung der Vorprodukte	Durchschuböfen	Trocknung der Vorprodukte; Vorwärmung von Verbrennungsluft; Wärmeeintrag in Vorwärmzone der Brennöfen

¹ Die Untersuchung der Flexibilität von disruptiven Ansätzen zur Dekarbonisierung der energieintensiven Industrien (sog. low-carbon break-through Technologien) ist für eine beantragte Fortführung des SynErgie-Projekts vorgesehen.

Die Hemmnisanalyse begleitete und unterstützte die Analyse der Machbarkeit der Anwendung obiger Ansätze in den untersuchten Prozessen durch die Herausarbeitung möglicherweise auftretender Hemmnisse und möglicher Schritte zur Überwindung dieser Hemmnisse. Die Hemmnisanalyse wurde anhand des im folgenden Unterkapitel vorgestellten Analyserahmens und entsprechend dem im selben Unterkapitel dargelegten Vorgehen durchgeführt. Die Ergebnisse aus den Gesprächen mit den Branchenvertretern sowie aus komplementär hinzugezogener Literatur werden im Folgenden entlang der drei betrachteten Flexibilisierungsansätze (Hybridisierung, synthetische Gase, thermische Speicher) sowie der untersuchten Hemmnisdimensionen (technisch, organisatorisch, ökonomisch, regulatorisch) branchenübergreifend zusammengeführt, soweit möglich generalisiert darstellt, und mit konkreten Beispielen aus den untersuchten Branchen illustriert.² Ergänzend zu den Hemmnissen wurden auch branchenübergreifend anwendbare, vielversprechende Flexibilisierungsansätze („Flexibilisierungsmöglichkeiten“) identifiziert.

6.2 Vorgehen

Um die Hemmnisse zu erheben wurde für die Branchen Chemie, Stahl und Feuerfest je ein semi-strukturiertes vor-Ort Interview von ca. drei Stunden Länge mit Branchen- bzw. Unternehmensvertretern durchgeführt, in dem neben Hemmnissen zunächst auch grundlegende Prozesseigenschaften sowie prinzipielle Möglichkeiten zur Einbindung der untersuchten Ansätze in die Produktionsprozesse dargestellt und diskutiert wurden. Mit Vertretern der Glasbranche wurden zwei solche Gespräche geführt, wovon eines speziell auf die Flexibilisierungsoptionen in der Flachglasproduktion fokussierte.³ Für die Zementbranche fand eine Auswertung von Fachliteratur statt. Nach Fokussierung auf einen relevanten Themenbereich wurden technologischen Potentiale und Hemmnisse in einem 1,5-stündigen telefonischen Gespräch mit einem Branchenvertreter diskutiert. Die Gespräche für die Branchen Chemie, Stahl, Glas und Feuerfest wurden in Protokollen festgehalten, die im Nachgang nochmals von den interviewten Branchenvertretern verifiziert wurden. Die in den Interviews gewonnenen Erkenntnisse wurden durch eigene Literaturrecherche untermauert und ergänzt.

Zur Strukturierung der Interviews wurde ein Analyserahmen entwickelt. Im ersten Projektabschnitt wurde von uns bereits ein Analyserahmen für die damals durchgeführte Hemmnisanalyse entwickelt (vgl. [1]). Dieser fokussierte im Wesentlichen auf eine Flexibilisierung energieintensiver Prozessschritte und die diesbezüglichen Hemmnisse. D.h. der Fokus lag auf Eingriffen in die Produktionsprozesse selbst als Möglichkeit zur Flexibilisierung der Stromnachfrage. Im Gegensatz dazu zielen die in diesem Projektabschnitt untersuchten Ansätze (Hybridisierung, Verwendung synthetischer Gase, thermische Speicher) im Wesentlichen auf eine Flexibilisierung der Stromnachfrage ab, möglichst *ohne* den Produktionsprozess selbst zu stören. D.h. die im Produktionsprozess entstehende Nachfrage nach Prozesswärme soll jederzeit befriedigt werden. Hierzu wird die Flexibilisierung entweder in die Peripherie der Produktionsprozesse verlagert (z.B. Vorwärmen von Verbrennungsluft, Bereitstellung synthetischer Gase), oder der Wechsel zwischen Energieträgern (Hybridisierung) ist so zu gestalten, dass der Produktionsprozess nicht beeinträchtigt wird. Aufgrund dieses zentralen Unterschieds ist der im ersten Projektabschnitt entwickelte Analyserahmen nur bedingt für die Hemmnisanalyse bzgl. der in diesem Projektabschnitt untersuchten Ansätze geeignet.

Für die Hemmnisanalyse bzgl. Hybridisierung, Verwendung synthetischer Gase und thermischer Speicher wurde daher ein spezifischer Analyserahmen entwickelt, der (wie bereits im ersten Projektabschnitt) eine umfassende Sicht einnimmt, und neben technischen Hemmnissen auch organisatorische, regulatorische und ökonomische Hemmnisse erfasst (s. Abbildung 6.1). Zunächst wurden die technischen Möglichkeiten und Hemmnisse analysiert. Der Fokus der Analyse lag hier weniger auf generischen Eigenschaften bestimmter Wärmeerzeugungstechnologien an sich, sondern insbesondere auf dem Zusammenspiel dieser Eigenschaften von Wärmeerzeugungstechnologien mit den Charakteristika der betrachteten Produktionsprozesse. Insofern aus technischer Sicht vielversprechende Ansätze identifiziert werden konnten, wurden diesbezüglich auch die anderen Hemmnisdimensionen untersucht.

² Die Hintergründe der gewählten Beispiele sind in den jeweiligen Branchenkapiteln weiter ausgeführt.

³ Beim Gespräch zu Flexibilisierungsoptionen der Flachglasproduktion haben der Autor und die Autorin dieses Kapitel nicht vor Ort teilgenommen, sondern waren telefonisch zugeschaltet.

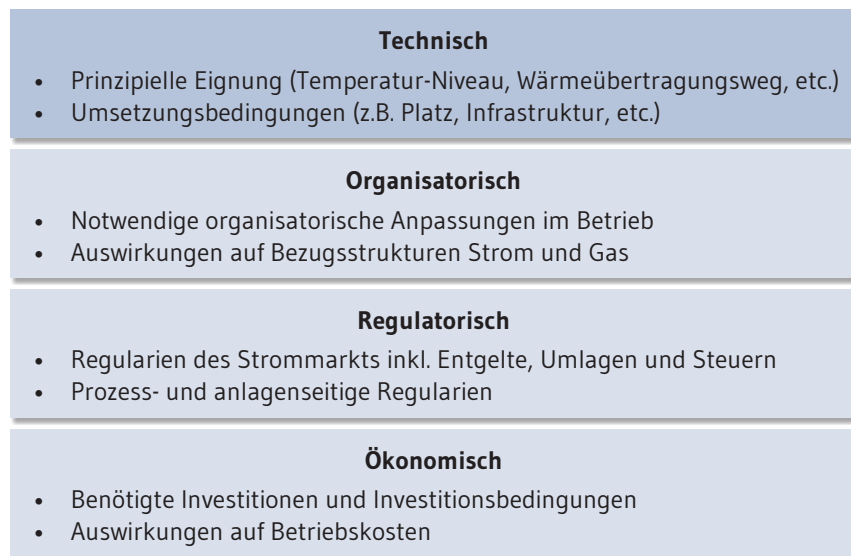


Abb. 6.1: Analyserahmen

Die Ergebnisse der Gespräche wurden in einer vergleichenden Analyse branchenübergreifend geclustert und – soweit möglich – in generalisierter Form dargestellt. In die Ergebnisauswertung aufgenommen wurden diejenige der in den Expertengesprächen diskutierten Ansätze, bei denen eine Flexibilisierung mittels Hybridisierung, der Verwendung synthetischer Gase oder thermischer Speicher aus technischer Sicht prinzipiell möglich und sinnvoll⁴ erscheint. Da sich ökonomische Hemmnisse oft (auch) aus regulatorischen Zusammenhängen ergeben werden diese beiden Hemmnisdimensionen im Folgenden integriert diskutiert.

6.3 Ergebnisse der Hemmnisanalyse im Überblick

Tabelle 6.2 stellt die durch die Hemmnisanalyse identifizierten technischen, organisatorischen und regulatorisch/ökonomischen Hemmnisse sowie die identifizierten Flexibilisierungs-Möglichkeiten für die drei untersuchten Ansätze (Hybridisierung, synthetische Gase, thermische Speicher) branchenübergreifend im Überblick dar. Die Hemmnisse und Flexibilisierungs-Möglichkeiten werden in den nachfolgenden Unterkapiteln erläutert und mit Beispielen illustriert.

Tabelle 6.2: Ergebnisse der Hemmnisanalyse im Überblick

	Hybridisierung	Synthetische Gase	Thermische Speicher
Technische Hemmnisse	Eng aufeinander abgestimmte Produktionsanlagen und Erwärmungsverfahren; Auswirkungen des hybriden Betriebs auf die Produktionsanlage; Brenngas fehlt als Reaktionspartner oder Schutzgas im Prozess; Ausbau der Strominfrastruktur erforderlich;	Veränderte Flammeneigenschaften; Mess- und Regelungstechnik erforderlich	Wärmeübertragungsweg
Organisatorische Hemmnisse	Automatisierte Steuerung von Wärmeerzeugungsanlagen erforderlich; (Flexibilisierung des Gasbezugs)	Schwankende Gasqualität	Platzbedarf
Ökonomische / Regulatorische Hemmnisse	Kurze Refinanzierungszeiträume; Geringe Auslastung von Anlagenteilen; Fehlende Planungssicherheit für Investitionen; Hohe Stromkosten im Vergleich zu Kosten fossiler Energieträger	Kosten synthetischer Gase; Nachrüstbedarf Mess- und Regelungstechnik	Risiko bei „first-of-its-kind“ Anlage; Investitionskosten
Flexibilisierungsmöglichkeiten	Vorwärmung von Verbrennungsluft; Hybride Strahlheizrohre	E-Methan; Beimischung von H ₂ in begrenztem Umfang	Vorwärmung von Verbrennungsluft; Vorwärmung / Trocknung von Ausgangsstoffen

⁴ Z.B. wurden solche Fälle nicht weiter betrachtet, in denen die benötigte Prozesswärme oder Wärme für die Vorwärmung von Verbrennungsluft über Abwärme bereitgestellt wird.

6.4 Hybridisierung

Hybridisierung umfasst die Möglichkeit zwischen einer Bereitstellung von Prozesswärme aus fossilen Brennstoffen (i.d.R. Erdgas) und einer Wärmebereitstellung über strombasierte Verfahren (z.B. über induktive Erwärmung, Widerstandserwärmung oder Elektrodenkessel) zu wechseln. Dies ermöglicht u.a. auf Signale des Stromsystems zu reagieren, und somit eine Flexibilität der Stromnachfrage.

6.4.1 Technische Hemmnisse

Für die Bereitstellung von Prozesswärme in der Industrie gibt es prinzipiell eine Fülle verschiedener Verfahren.⁵ Für die Erwärmung mittels fossiler Brennstoffe stehen Industrieöfen und Brenner verschiedener Ausführungen zur Verfügung, die mit verschiedenen Brennstoffen (i.d.R. Brenngasen) genutzt werden können. Für die strombasierte Erwärmung steht eine Reihe elektrothermischer Verfahren zur Auswahl, die z.B. mittels induktiver, dielektrischer oder konduktiver Erwärmung arbeiten. Die Verfahren unterscheiden sich in ihren Eigenschaften (z.B. Leistungsdichte, Erwärmungsgeschwindigkeit, thermischer Wirkungsgrad, Steuer-, Mess- und Dosierbarkeit, benötigte Atmosphäre) und möglichen Anwendungsgebieten – z.B. sind einige elektrothermische Verfahren nur auf leitende Materialien anwendbar oder es werden bestimmte chemische Reaktionsbedingungen benötigt – so dass zunächst die technische Anwendbarkeit verschiedener Verfahren für die untersuchten Prozesse überprüft werden muss. Aus diesen grundsätzlichen Betrachtungen sowie hinsichtlich der möglichen Einbettung verschiedener Verfahren in die bestehenden Produktionsanlagen und Produktionsketten wurden in den Interviews eine Reihe von technischen Hemmnissen deutlich, die im Folgenden kurz skizziert werden.

Eng aufeinander abgestimmte Produktionsanlagen und Erwärmungsverfahren

Bestehende Produktionsanlagen wurden im Hinblick auf ein gewähltes Produktionsverfahren ausgestaltet, um die Herstellung einer bestimmten Menge Produkt in einer bestimmten Qualität zu ermöglichen. Im Zuge des Anlagendesigns wurden u.a. die Größe und Geometrie der Produktionsanlage sowie das gewählte (fossile) Erwärmungsverfahren eng aufeinander abgestimmt. Verschiedene strombasierte und fossil-befeuerte Erwärmungsverfahren unterscheiden sich u.a. bzgl. der erreichbaren Temperatur-Niveaus, der Wärmeübertragungswege, sowie anderer charakteristischer Eigenschaften (s.o.). Die Möglichkeit zur Nutzung eines elektrothermischen Erwärmungsverfahrens – eine zentrale Voraussetzung für einen flexiblen hybriden Betrieb – ist im Rahmen der bestehenden Anlagen aufgrund der unterschiedlichen Charakteristika der Erwärmungsverfahren nicht immer ohne weiteres gegeben.

Beispiele:

- Durchschuböfen der Feuerfest-Industrie: Eine gleichmäßige Sinterung der auf den Ofenwägen verschachtelt gestapelten Produkte („Besatz“) wird durch eine Durchströmung der Produkte durch eine lange gleichmäßige Flamme erreicht. Der Wärmeübertrag erfolgt dabei im Wesentlichen über Wärmestrahlung des CO₂- und Wasser-Anteils der Flammengase und der Ofenatmosphäre (Gasstrahlung). Der durch die Brenner eingebrachte Impuls erzeugt zudem eine starke Strömung im Ofenraum, wodurch heißes strahlendes Gas auch in Bereiche des Besatzes gelangt, die nicht direkt von den Flammen erreicht werden. Die Geometrie der Öfen und das Erwärmungsverfahren sind eng aufeinander abgestimmt. Eine zentrale Herausforderung für den Einsatz elektrothermischer Erwärmungsverfahren besteht darin, einen gleichmäßigen und ausreichend hohen Wärmeübertrag auf den Besatz zu realisieren.
- Prozessdampfbereitstellung in der chemischen Industrie: Elektro- und Elektroden-Kessel erzeugen zunächst Sattedampf.⁶ Eine weitere Nachverdichtung des Dampfs ist zwar technisch möglich, aber teuer und derzeit nicht üblich. Um die Kondensationsverluste möglichst gering zu halten, wird im Dampfnetz jedoch überhitzter Dampf benötigt. Um die gewünschte Dampf-

⁵ Vgl. z.B. [8]

⁶ Sattedampf entsteht durch Erhitzen von Wasser zum Siedepunkt und der anschließenden Erhitzung um den Betrag der Verdampfungswärme. Bei weiterer Wärmezufuhr über den Siedepunkt hinaus entsteht überhitzter Dampf. Diese Form des Dampfes enthält keine Wassertropfen mehr und ist daher ein nicht sichtbares Gas. Bei Abkühlung von Sattedampf findet sofort eine Kondensation statt. Überhitzter Dampf kann bis zur Kondensationslinie abgekühlt werden, ohne dass eine Kondensation stattfindet.

qualität im Dampfnetz zu gewährleisten, kann Sattedampf nur bis zu einer gewissen Menge (ca. $\frac{1}{4}$ bis $\frac{1}{3}$ des gesamten Dampfolumens) und nicht zu konzentriert an nur einer bestimmten Stelle eingespeist werden. Elektro- und Elektroden-Kessel sind daher als Ergänzung, jedoch nicht ohne Weiteres als vollständiger Ersatz für Erdgaskessel, die überhitzten Dampf bereitstellen können, geeignet.

- Glasschmelzwannen: in der Glasschmelzwanne fallen sowohl Emissionen aus dem Verbrennungsprozess als auch prozessbedingte Emissionen beim Umwandeln und Schmelzen der Rohstoffe sowie durch Verdampfung aus der Schmelze an. Bei einer deutlichen Verkleinerung des Abgasvolumens durch Reduktion der Brennerleistung aufgrund eines höheren strombasierten Wärmeeintrags würde sich die Konzentration von Schadstoffen, die primär aus der Schmelze ausgasen, im Abgas erhöhen. Dadurch könnte ohne entsprechende Nachrüstung der Abgasreinigungsanlage die Einhaltung von Schadstoffgrenzwerten, die in der TA-Luft [2] oft pro m^3 Abgas festgelegt sind, gefährdet sein.
- Sinterung von Zementklinker: Eine Klinkerherstellung konnte mittels strombasierter Technologien wie Plasmabrenner und Mikrowellenerwärmung bislang nur im Labormaßstab erfolgreich demonstriert werden [3]. Eine zentrale Schwierigkeit für die Umsetzung elektrothermischer Verfahren im Maßstab einer industriellen Produktion besteht darin, auf einen sehr großen und nicht-leitenden Materialstrom eine ausreichend hohe Wärmeübertragung zu erreichen, um eine ausreichend große Menge Produkt zu erzielen [4]. Plasmabrenner erscheinen aus heutiger Sicht bzgl. dieses Gesichtspunkts vielversprechender als Mikrowellenerwärmung, und könnten ggf. leichter zur teilweisen Hybridisierung in bestehende Drehrohrofenanlagen integriert werden. Es verbleiben jedoch noch technische Fragen, die gelöst werden müssen. Zudem benötigen Plasmabrenner sehr große zusätzliche Mengen Strom mit entsprechend hohen Kosten. Für die Skalierung von Mikrowellenerwärmung zur Klinkerherstellung müssten gänzlich neue Anlagen entwickelt werden. Weitere Forschung und Entwicklung ist nötig, um elektrothermische Verfahren für die Klinkerherstellung im heute üblichen industriellen Maßstab nutzbar zu machen.

Auswirkungen flexibler Fahrweise auf die Produktionsanlage

Auch bei prinzipieller Eignung und Integrierbarkeit sowohl strombasierter als auch fossiler Wärmeerzeugungsverfahren in die Thermoprozessanlage kann ein Wechsel des Wärmeeintrags von fossil-basiertem auf strombasierten Wärmeeintrag (oder andersrum) im laufenden Prozess aufgrund der unterschiedlichen Eigenschaften der Wärmeeinträge unerwünschte Auswirkungen auf die Produktionsanlage haben.

Beispiele:

- Glasschmelzwannen: ein über längere Zeit (mehrere Stunden) veränderter Einsatz der elektrischen Zusatzheizung (unten in der Schmelze) bei gleichzeitigem Gegensteuern der Brenner (im Brennraum über der Schmelze) resultiert in einer Veränderung der Temperatur im Brennraum über der Schmelze. Diese Temperaturveränderung wirkt sich auf das Feuerfestmaterial des Brennraums aus, und bringt einen erhöhten Verschleiß mit sich.
- Glasschmelzwannen: da der Wärmeeintrag durch die elektrische Zusatzheizung und die Brenner an unterschiedlichen Stellen geschieht, kann sich bei Veränderung der jeweiligen Energieeinträge (über Zeiträume $> \text{ca. } 30 \text{ min}$) eine Veränderung der Strömungsverhältnisse in der Glasschmelzwanne ergeben. Dies wirkt sich auf die Produktqualität aus und birgt das Risiko von verfrühten Wannenschäden (Auswaschungen).
- Prozessdampfbereitstellung in der chemischen Industrie: ein sehr schnelles Umschalten zwischen E-Kesseln und Gaskesseln, wie es z.B. für die Bereitstellung von Regelleistung erforderlich ist, induziert Druckschwankungen im Dampfnetz. Dies stellt eine Begrenzung für die (anteilige) Leistung dar, die – insofern die Qualität des Dampfes gewährleistet ist – flexibel zwischen den verschiedenen Dampfbereitstellungsanlagen umgeschaltet werden kann.

Brenngas fehlt als Reaktionspartner oder Schutzgas im Prozess

In einigen Prozessen der energieintensiven Industrien spielen fossile Brenngase neben ihrer Funktion als Energieträger auch eine chemische Rolle im Brennprozess, da Verbrennungsprodukte des Gases als Reaktionspartner im Prozess oder als Schutzgas dienen. Bei einem Wechsel zu strombasierter Wärmebereitstellung wären entsprechend zusätzlich auf den jeweiligen Prozess abgestimmte Verfahren zur Einbringung alternativer Reaktionspartner oder Schutzgase zu entwickeln.

Beispiele:

- Brennöfen in der Keramik-Industrie: In einigen Bereichen der Keramik-Industrie ist eine genaue Kontrolle der Ofenatmosphäre (Sauerstoffanteil, Kohlenstoffanteil) erforderlich, da deren Zusammensetzung Einfluss auf das Produkt hat – z.B. auf die Farbe von Ziegeln und Porzellan. Einige Produkte durchlaufen bei ihrer Herstellung verschiedene Zonen des Ofens, in denen jeweils mit Luftüberschuss (oxidierendes Brennen) oder Luftmangel (reduzierendes Brennen) geheizt wird.
- Stahlherstellung: Öfen zur Bereitstellung von Wärme für Anlagen zur Verzinkung von Stahl werden üblicherweise mit starkem Brenngasüberschuss betrieben, um Oberflächenoxidation zu vermeiden [5].

Ausbau der Strominfrastruktur erforderlich

Für die Bereitstellung von Prozesswärme werden große Energiemengen benötigt. Da diese Energiemengen bislang über fossile Energieträger bereitgestellt werden, sind viele Standorte der energieintensiven Industrien (bisher) nicht darauf ausgelegt, entsprechend große Energiemengen in Form von Strom zu beziehen und an die Produktionsanlage weiterzuleiten. Um die großen benötigten Strommengen bereitzustellen, müsste daher die Strominfrastruktur vieler Standorte nachgerüstet werden. Je nach Lage der Standorte im Stromnetz könnte auch eine Nachrüstung der vorgelagerten Verteilnetze erforderlich sein, bzw. müsste ein direkter Anschluss an eine höhere Netzebene in Erwägung gezogen werden.

Beispiele:

- Prozessdampfbereitstellung in der chemischen Industrie: Der interviewte Betreiber eines Chemieparks gab an, dass eine signifikante Erhöhung der Einspeisung von Dampf aus E-Kesseln (z.B. Zubau von E-Kesseln mit einer Gesamtleistung von 200 MW) eine Abstimmung mit dem Netzbetreiber sowie ggf. einen direkten Anschluss ans Übertragungsnetz erforderlich machen würde.
- Glasschmelzwanne: Der interviewte Anlagenbauer berichtet, dass bei einem Kunden die Dimensionierung der elektrischen Zusatzheizung aufgrund der aktuellen Stromverfügbarkeit am Standort begrenzt werden musste bzw. nicht im gewünschten Maße erhöht werden konnte.
- Herstellung von Zementklinker: Eine teilweise Elektrifizierung des Verfahrens scheint nach heutigem Kenntnisstand am ehesten für den Prozessschritt der Kalzinierung technisch umsetzbar zu sein [3,4]. Für die Kalzinierung werden ca. 60 % des gesamten thermischen Energieeinsatzes der Zementklinkerproduktion benötigt. Um die für diesen Prozess nötige Energie strombasiert bereitzustellen, wären für die Produktionskapazität eines neueren Zementwerks mit 3000 t Klinkerproduktion pro Tag zusätzlich Strommengen von bis zu 1,4 GWh/Tag⁷ erforderlich. Dem gegenüber steht ein heutiger Strombedarf für die Zementproduktion von ca. 340 MWh/Tag, der i.d.R. als Grundlage für die Dimensionierung der Strominfrastruktur zugrunde gelegt ist. Die Strominfrastruktur müsste also mindestens auf die fünffache Anschlussleistung ausgebaut werden, um den Energiebedarf der Kalzinierung decken zu können.

⁷ Strombedarfe errechnet aus Daten gemäß [4], Tabelle 6: thermischer Energieeinsatz (gesamt) 3131 TJ/Jahr; elektrischer Energieeinsatz 448 TJ/Jahr.

6.4.2 Organisatorische Hemmnisse

Um Flexibilität im Alltagsbetrieb regelmäßig anzubieten, müssen innerbetriebliche Ablaufprotokolle und Entscheidungsbefugnisse definiert und standardisiert werden. Zudem ist – insbesondere für Flexibilitätsabrufe mit geringer Vorlaufzeit – eine Möglichkeit zur zentralen Steuerung der entsprechenden Anlagen sowie möglichst eine Automatisierung erforderlich. Bei einer Hybridisierung von Prozessen ist des Weiteren zu berücksichtigen, dass ein flexibler Bezug von Strom bei gleichbleibendem Wärmeeintrag in den Produktionsprozess eine dem Strombezug gegenläufige Veränderung des Bezugs von Gas⁸ mit sich bringt, die ebenfalls organisatorisch abgebildet werden muss. Die Interviews zeigten, dass diese Erfordernisse in einigen Fällen die im Folgenden dargelegten organisatorischen Hemmnisse aufwerfen.

Automatisierte Steuerung von Wärmeerzeugungsanlagen erforderlich

Ein routinemäßiger und ggf. mehrmals pro Woche durchzuführender Wechsel zwischen strom- und gasbetriebenen Wärmeerzeugungsanlagen erfordert eine entsprechende Automatisierung der Abläufe. Hierfür sind nicht in allen Branchen in der Mehrheit der Betriebe die technischen Voraussetzungen bereits gegeben. Eine Automatisierung erfordert zudem eine Festlegung von Steuerungsparametern, die zunächst entwickelt und getestet werden müssen.

Beispiele:

- Glasschmelzwannen: Eine Automatisierung eines flexiblen hybriden Betriebs wäre prinzipiell rechnergestützt über Expertensysteme möglich. Der Abgleich des Wärmeübertrags aus den Brennern und aus der elektrischen Zusatzheizung ist aufgrund unterschiedlicher Wirkungsgrade und Wärmeeintragsorte der Verfahren jedoch kompliziert. Für das Erstellen der Parameter eines Expertensystems würde deshalb Messtechnik an verschiedenen Stellen des Prozesses benötigt, um die Auswirkungen verschiedener Fahrweisen zu erfassen. Solche Messtechnik ist an den Standorten der Glasindustrie i.d.R. noch nicht installiert.
- Glasschmelzwannen: Die Standorte in der Glasindustrie sind historisch gewachsen und es gibt selten zwei genau baugleiche Wannen. Zudem verändert sich jede Wanne unter dem Einfluss der hohen Temperaturen des Glasschmelzprozesses über die Zeit. Eine Übertragbarkeit von Erfahrungen bzgl. der Parameter für die Einstellung der Wärmebereitstellungsanlagen von anderen Anlagen oder aus früheren Zeiträumen ist daher immer nur begrenzt möglich. Für die Einstellung der Parameter eines Expertensystems (s.o.) wäre daher eine längere Experimentierphase nötig. Eine solche Experimentierphase einzurichten ist nur zu bestimmten Phasen der Wannenlebensdauer möglich (zu Beginn und am Ende, d.h. bei gegebenen Wannenlaufzeiten von Glasschmelzwannen von bis zu 15 Jahren sehr selten).
- Durchschuböfen in der Keramikindustrie: Die für die Glasschmelzwannen geschilderten Hemmnisse (Fehlende Messtechnik zur Erfassung der Auswirkungen verschiedener Fahrweisen, geringe Übertragbarkeit von Erfahrungen zwischen Anlagen) treffen in analoger Weise zu.

Flexibilisierung des Gasbezugs

Ein flexibler Strombezug bei einer hybriden Anlagenkonfiguration bringt die Notwendigkeit eines flexiblen Gasbezugs mit sich. Rein technisch gesehen ist der flexible Bezug von Gas aus dem Gasnetz jederzeit möglich. Auch aus organisatorischer Sicht wird ein flexibler Bezug von Gas von den zu dieser Thematik befragten Interviewpartnern als prinzipiell machbar und eher unproblematisch (und damit höchstens als schwaches Hemmnis) eingeschätzt. Möglicherweise müssten bestehende Verträge mit dem Gasanbieter angepasst werden, um einen flexiblen Bezug vertraglich abzubilden. Die dadurch evtl. entstehenden Mehrkosten für den Gasbezug wurden jedoch als vergleichsweise niedrig eingeschätzt.

8 In den Fällen in denen Erdgas als fossiler Energieträger dient

6.4.3 Ökonomische / Regulatorische Hemmnisse

Eine Investition in eine hybride Anlagenkonfiguration ist aus heutiger Sicht für Unternehmen nicht zwingend, sondern eine Möglichkeit, die aus unternehmerischer Sicht in Betracht gezogen wird, falls sich die Investition und der Betrieb der Anlage (voraussichtlich) lohnen. Die Wirtschaftlichkeit einer hybriden Anlage ist dabei stark abhängig von regulatorischen Rahmenbedingungen, und das Kalkül muss den betriebswirtschaftlichen Erwartungen des beteiligten Unternehmens genügen. Aus diesen und anderen Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ergeben sich die folgenden Hemmnisse.

Kurze Refinanzierungszeiträume

Investitionen in Anlagenteile, die nicht essentiell in den Produktionsprozess eingebunden oder auf andere Weise unverzichtbar sind, sollen sich entsprechend der Finanzpraxis der Unternehmen in vergleichsweise kurzen Zeiträumen rechnen. Die interviewten Experten machten Angaben zur üblichen Amortisationszeit von nur wenigen Jahren („unter 3 Jahre“; „< 5 Jahre“). Entsprechend hoch müssten die Erlöse für die Bereitstellung von Flexibilität ausfallen, um eine Investition in eine Hybridisierung einer Anlage aus finanzieller Sicht und unter heutigen Randbedingungen attraktiv erscheinen zu lassen.

Beispiele:

- Prozessdampfbereitstellung in der chemischen Industrie: Investitionen in zusätzliche E-Kessel sind prinzipiell denkbar, müssten sich jedoch innerhalb weniger Jahre rechnen. Ein entsprechender business case ist derzeit nicht ersichtlich.
- Glasschmelzwannen: ein Ausbau der elektrischen Zusatzheizung mit dem Ziel einer Flexibilisierung des Betriebs müsste sich innerhalb weniger Jahre refinanzieren. Zu berücksichtigen ist neben dem Strompreis in diesem Fall zudem, dass ein solcher Eingriff in das zentrale Asset (die Glasschmelzwanne) das Risiko von Wannenschäden birgt. Aufgrund der sehr langen Amortisationszeiten bei Glasschmelzwannen verhalten sich die Unternehmen der Branche bzgl. Eingriffen in die Wanne i.d.R. risiko-avers. Entsprechend hoch müsste die Gewinnerwartung aus einer Flexibilisierung ausfallen, um eine Investition in einen Ausbau der elektrischen Zusatzheizung attraktiv zu machen.

Geringe Auslastung von Anlagenteilen

Ein flexibler Betrieb einer hybriden Anlage impliziert, dass dafür sowohl Anlagenteile zur fossil-basierten sowie zur strombasierten Erwärmung benötigt werden, obwohl aus produktionstechnischer Sicht eine einzige Erwärmungsanlage ausreichend wäre. Bei einem flexiblen hybriden Betrieb sind beide Erwärmungsanlagen demnach jeweils nur zeitweise im Einsatz. Der resultierende, vergleichsweise geringe, Auslastungsgrad dieser Anlagenteile muss in einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der dafür getätigten Investitionen berücksichtigt werden. Für eine Wirtschaftlichkeit flexibel betriebener hybrider Anlagenteile muss die niedrige Auslastung durch entsprechend hohe Erlöse aus einer Vermarktung von Flexibilität kompensiert werden.

Fehlende Planungssicherheit für Investitionen

Im Rahmen der Energiewende ändern sich die regulatorischen Rahmenbedingungen als auch das Marktgeschehen in vergleichsweise kurzen Zeiträumen. Eine Absicherung zukünftiger Erlöse aus der Vermarktung von Flexibilität ist derzeit an den Strommärkten jedoch nicht möglich, da keine entsprechenden Produkte angeboten werden. Für Investitionen in eine Hybridisierung gibt es daher derzeit oftmals keine ausreichende Planungssicherheit. Dem gegenüber steht, dass Banken Sicherheiten einfordern, bevor sie Investitionen finanzieren.

Beispiele:

- Prozessdampfbereitstellung in der chemischen Industrie: Der interviewte Chemieparkbetreiber investierte in der Vergangenheit in einen E-Kessel zur Bereitstellung von negativer Regelleistung. Durch einen Rückgang der aus der Bereitstellung von Regelleistung erzielbaren Erlöse (im Zeitraum seit ca. 2011; [6]) refinanzierte sich die Investition nicht im zuvor prognostizierten Zeitraum.
- Ein ähnlicher Erfahrungsbericht liegt aus der Papierindustrie⁹ vor. Dort wurde ebenfalls in einen Boiler zur Bereitstellung von Regelleistung investiert, und Erlöse in der erhofften Höhe konnten nicht erzielt werden.

Hohe Stromkosten im Vergleich zu Kosten fossiler Energieträger

Die Kosten zur Bereitstellung von Prozesswärme mittels Strom sind im Vergleich zur Bereitstellung von Prozesswärme mittels fossiler Energieträger heutzutage sehr hoch. Als zentraler Grund wurde hierfür von einigen Interviewpartnern „administrative Aufschläge“ auf den Strompreis genannt, die unabhängig vom Börsenstrompreis pro bezogener kWh anfallen.

Der Strompreis eines Industriebetriebs mit hohem Stromverbrauch wird i.d.R. kundenindividuell mit dem Lieferanten vereinbart, und oftmals werden die Lieferpreise mit den Großhandelspreisen indiziert [6]. Für den Abnahmefall „Industriekunde“¹⁰ ermittelte die Bundesnetzagentur [6] für das Jahr 2018 eine Spanne für den Strompreis von 14,01 - 16,49 ct/kWh.¹¹ Die vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteile umfassten dabei einen Anteil von 2,85 - 4,50 ct/kWh. Die restlichen Preisbestandteile ergeben sich aus verschiedenen Umlagen, dem Netzentgelt sowie der Stromsteuer und der Konzessionsabgabe. Die höchsten Preisbestandteile entfallen dabei auf die EEG-Umlage (6,79 ct/kWh), die Netzentgelte (1,55 - 3,27 ct/kWh) sowie die Stromsteuer (2,05 ct/kWh).

Aufgrund der hohen Relevanz dieser Preisbestandteile für den vom Industriekunden zu entrichtenden Strompreis haben spezielle gesetzliche Regelungen zur möglichen Reduktion bestimmter Preisbestandteile für stromintensive Unternehmen eine hohe Relevanz. Falls Stromverbraucher die Voraussetzungen der in den entsprechenden Verordnungen und Gesetzen vorgesehenen Regelungen erfüllen, ergeben sich Reduzierungen bei den Netzentgelten, der Konzessionsabgabe, bei der Stromsteuer sowie bei den Umlagen nach EEG, KWKG, §19 StromNEV und §17f EnWG [6].

Die wichtigste Reduktionsmöglichkeit betrifft die EEG-Umlage. Sie kann bei einem Jahresverbrauch von 24 GWh – je nach Einzelfall – um bis zu 95 Prozent reduziert werden. Die EEG-Umlage kann bei stromintensiven Industrieunternehmen durch folgende Befreiungstatbestände reduziert werden (§64 EEG):

- Stromverbrauch von mindestens einer GWh im Jahr und
- Tätigkeit in einer Branche, welche in der Anlage 4 des EEG gelistet ist und
- Stromkostenintensität von mind. 14% (bzw. 20%) und
- Betrieb eines zertifizierten Energie- oder Umweltmanagementsystems.

Die EEG-Umlage fällt für die erste GWh in voller Höhe an, für den weiteren Stromverbrauch wird sie abhängig von der Stromkostenintensität auf 15-20% der regulären EEG Umlage begrenzt. In der Gesamtsumme ist die vom Unternehmen zu zahlende EEG-Umlage aber in Abhängigkeit von der Stromkostenintensität auf 4 % bzw. 0,5 % der Bruttowertschöpfung des Unternehmens begrenzt.

⁹ Dieses Beispiel wurde im Kontext eines anderen Arbeitspakets genannt.

¹⁰ Der Abnahmefall wurde mit einem Jahresverbrauch von 24 GWh, einer Jahresbenutzungsdauer von 6.000 Stunden, Jahreshöchstlast 4.000 kW sowie Versorgung in Mittelspannung 10 kV oder 20 kV definiert. Bei der Preisabfrage durch die Bundesnetzagentur wurde jedoch die Annahme vorgegeben, dass keine der Vergünstigungsmöglichkeiten nach §63ff. EEG, §19 Abs.2 StromNEV, §36 KWKG oder §17f EnWG einschlägig ist.

¹¹ Die Untergrenze der angegebenen Spanne bezieht sich auf das 10-Prozent-Perzentil, die Obergrenze auf das 90-Prozent-Perzentil [6].

Dabei darf die EEG Umlage bei Unternehmen, die Aluminium, Blei, Zink, Zinn oder Kupfer herstellen, nicht unter 0,05 ct/kWh und sonst nicht unter 0,1 ct/kWh sinken.

Das Nettonetzentgelt kann gemäß §19 Abs.2 der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) um bis zu 90 Prozent reduziert werden. Dabei sind Verbrauchern, deren Höchstlastbeitrag vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht („atypische Lasten“) individuelle Netzentgelte anzubieten, welche aber minimal 20% der regulären Netzentgelte betragen müssen. Ein individuelles Netzentgelt wird auch bei Letztverbrauchern erhoben, welche mind. 10 GWh pro Jahr verbrauchen und mehr als 7.000 Vollbenutzungsstunden aufweisen. Bei Vollbenutzungsstunden von über 8.000 Stunden kann das Netzentgelt bis auf 10% des regulären Entgeltes abgesenkt werden.

Die Stromsteuer wird Unternehmen für in §9a Stromsteuergesetz genannte Prozesse vollständig erlassen. Dies umfasst u.a. Prozesse der Stahl- und Metallerzeugung und Verarbeitung, die Zement-, Kalk- oder Glasherstellung, sowie die Elektrolyse und die chemischen Reduktionsprozesse. Für alle Unternehmen des produzierenden Gewerbes wird die Stromsteuer generell auf etwa 75% gesenkt. Eine weitere Senkung auf bis zu 10% der regulären Steuer ist abhängig von der Entwicklung der Energieintensität und der Implementierung eines zertifizierten Energiemanagementsystems möglich.

Im Falle einer Erfüllung all dieser Reduktionstatbestände könnte der vom Lieferanten nicht beeinflussbare Preisbestandteil von über 11 ct/kWh (theoretisch) auf unter 1 ct/kWh sinken [6]. Je nachdem, welche Vergünstigungen für ein Unternehmen möglich sind, ergeben sich demnach stark unterschiedliche individuelle Strompreise.

Eine stärkere Angleichung der Kosten für eine strombasierte und eine fossil-basierte Bereitstellung von Prozesswärme könnte neben einer Reduktion des Strompreises auch durch eine Erhöhung des Preises für den Ausstoß von CO₂-Preis erfolgen. In der politischen Diskussion sind derzeit zwei Ansätze zur Bepreisung von CO₂: ein (auf europäischer Ebene schon etabliertes) Emissionshandels-systems (ETS) sowie eine CO₂-Steuer. Im Vergleich zur heutigen Situation wäre i.d.R. eine deutliche Erhöhung der CO₂-Preise sowie der Bezug von Strom mit geringer CO₂-Intensität erforderlich, um eine strombasierte Bereitstellung von Prozesswärme wirtschaftlich attraktiv zu machen.

Beispiele:

- Prozessdampfbereitstellung in der chemischen Industrie: Eine Reduktion der EEG-Umlage für die elektrothermische Bereitstellung von Prozessdampf in einem Chemiepark ist laut Angaben des interviewten Chemieparkbetreibers nicht möglich. Die Betriebskosten für E-Kessel im Vergleich zu denen für Erdgas-Kessel werden als zentrales Hemmnis für einen weiteren Ausbau von E-Kesseln gesehen.
- Glasschmelzwannen: Ein interviewter Experte gab an, dass aktuell die CO₂-Zertifikatspreise im ETS im Vergleich zu den Energiekosten der Schmelzanlage noch sehr gering seien, und daher noch keine ausreichenden Anreize für Eingriffe in die bestehenden, hocheffizienten Anlagen bieten. Der interviewte Experte schätzt, dass sich ein verstärkter Stromeinsatz bei einem CO₂-Zertifikatspreis von 100 Euro/t und einem Strompreis unter 5 ct/kWh wirtschaftlich darstellen ließe. Unter Betrachtung nur der Energiekosten sowie der Kosten für die Emission von CO₂ ergaben eigenen Berechnungen zufolge bei einem angenommenen CO₂-Zertifikatspreis von 100 Euro/t eine Wirtschaftlichkeit eines strombasierten Wärmeeintrags unterhalb eines Strompreises von ca. 7 ct/kWh.
- Zementklinkerherstellung: Eine überschlägige Berechnung ergibt Betriebskosten in Höhe von 30 €/t_{Zement} für einen elektrifizierten Kalzinierungsprozesses. Für den derzeitigen Brennstoffmix fallen hingegen Kosten in Höhe von nur ca. 5 €/t_{Zement} an.

12 Annahmen: Effizienz des Wärmeeintrags in die Glasschmelze für Strom 80%, für Gasbrenner 45% bezogen auf den Heizwert laut Experteninterview. Gaspreis: 2 ct/kWh. Emissionsfaktor Erdgas: 0,056 tCO₂/GJ. Bezug von CO₂-freiem Strom.

13 Annahmen: Strompreis = 6 ct/kWh. Strombedarf = 0,5 MWh/tZement (60% des gesamten thermischen Energiebedarfs der Zementklinkerproduktion nach Ruppert et al.[4].

6.4.4 Branchenübergreifende Flexibilisierungsmöglichkeiten

Die Produktionsprozesse in den energieintensiven Industrien sind sehr divers, und die Verfahren zur Bereitstellung von Prozesswärme sind i.d.R. eng auf den jeweiligen Produktionsprozess abgestimmt. Entsprechend müssen Ansätze zur Hybridisierung der Bereitstellung von Prozesswärme in komplexe Anlagen integriert und daher i.d.R. ebenfalls spezifisch auf den jeweiligen Prozess und das genutzte fossile Erwärmungsverfahren zugeschnitten werden.

Eine branchenübergreifende Möglichkeit für eine Hybridisierung ergibt sich aus der weiten Verbreitung von Industriebrennern zur Bereitstellung von Prozesswärme. Diese wird im Folgenden skizziert.

Vorwärmung von Verbrennungsluft

Brennprozesse benötigen Sauerstoff in der molekularen Form O_2 . Dieser Sauerstoff wird der Verbrennungsreaktion bei den meisten Brennertypen über Luft zugeführt. Die thermische Energie dieser zugeführten Verbrennungsluft fließt in die Energiebilanz des Produktionsprozesses mit ein. Die Vorwärmung von Verbrennungsluft stellt daher eine Möglichkeit dar, bei gleichbleibendem Eintrag thermisch verfügbarer Energie in den Prozess (fossile) Brennstoffe einzusparen. Industriebrenner gibt es in verschiedensten Bauweisen, die bezüglich der Luftvorwärmung in Kaltluftbrenner, Warmluftbrenner, Rekuperatorbrenner und Regeneratorbrenner unterschieden werden können in [7]:

Kaltluftbrenner sind nicht für vorgewärmte Verbrennungsluft geeignet. Warmluftbrenner arbeiten mit Verbrennungsluft mit einer Temperatur von ca. 400 °C, wobei die Vorwärmung der Verbrennungsluft extern geschieht. Rekuperatorbrenner integrieren einen Brenner mit einem Wärmetauscher. Die Abgase werden aus dem Prozess abgezogen und erwärmen über einen Gegenstromwärmetauscher die dem Brenner zugeführte Verbrennungsluft auf ca. 500 - 700 °C. Bei der Wärmerückgewinnung in Regeneratoren erfolgt die Wärmeübertragung auf die Brennluft durch Zwischenspeicherung in einer Speichermasse. Bei den heute üblichen Regeneratorbrennern werden mehrere Speicher alternierend thermisch be- und entladen. Mit Regeneratorbrennern sind sehr hohe Luftvorwärmtemperaturen von 1000°C und höher zu erreichen. Die Luftvorwärmung mit (zentralen) Regeneratoren, und in einigen Fällen auch Rekuperatoren, ist in der Glasindustrie seit über 150 Jahren üblich. Dabei werden mit Regeneratoren Luftvorwärmtemperaturen von bis zu 1250°C und mehr erreicht. Eine zusätzliche (strombasierte) Verbrennungsluftvorwärmung bei Regeneratoren für Glasschmelzaggregate wurde im Rahmen des Projekts untersucht, jedoch aufgrund der sehr geringen zu erwartenden Brennstoffersparnis als nicht zielführend bewertet.

Einen Ansatzpunkt für eine Hybridisierung und damit für eine Flexibilisierung (von Strombezug) bieten insbesondere Warmluftbrenner mit einer zeitweise strombasierten Vorwärmung der Verbrennungsluft. Der Wärmeeintrag in den Prozess soll abhängig vom Prozesszustand präzise gesteuert werden können. Die Verbrennungsluft muss daher jederzeit mit vorab definierter Temperatur vorliegen, um eine Steuerbarkeit des Wärmeeintrags zu ermöglichen. Aus diesem Grund ist neben einem strombasierten Verfahren, das flexibel zur Luftvorwärmung genutzt werden soll, eine alternative, flexibel steuerbare Luftvorwärmungsanlage (z.B. basierend auf Erdgas) oder die Integration eines thermischen Speichers erforderlich.

Die Wirtschaftlichkeit eines solchen Ansatzes hängt neben möglichen Erlösen aus der Flexibilisierung insbesondere mit der möglichen Brennstoffeinsparung vis-à-vis den erhöhten Stromkosten und der zusätzlichen Investition in eine zweite Wärmeerzeugungstechnologie zusammen. Die theoretisch maximal mögliche Brennstoffeinsparung ist bei Befeuern eines Ofenraums mittels eines Brenners (auf nicht-lineare) Weise abhängig von der Temperatur des Abgases am Ofenausgang sowie der Luftvorwärmtemperatur. Für Luftvorwärmtemperaturen im für Warmluftbrenner typischen Temperaturbereich um 400 °C ergeben sich bei Abgastemperaturen zwischen 400°C und 800°C Brennstoffeinsparungen von ca. 15 - 20%.¹⁴

¹⁴ [8], S. 227, Bild 7.20. Annahmen: Brennstoffeinsparung für ein Erdgas L; Temperatur des Brennstoffs = 20°C; Luftverhältnis $\lambda = 1,1$.

Beispiele für eine mögliche Umsetzung finden sich unter den von uns diskutierten Prozessen bei den Brennöfen der Feuerfest-Industrie (falls die bislang zur Luftvorwärmung genutzte Abwärme aus dem Ofen anderweitig genutzt werden kann) sowie in Wiedererwärmungsanlagen für Brammen in Warmwalzwerken der Stahlindustrie, an Standorten an denen die Abgase aus dem Ofen vergleichsweise niedrige Temperaturen haben. Ein weiterer Anwendungsfall ist bei Anlagen denkbar, bei denen eine Wärmerückgewinnung aus dem Abgas bisher aus unterschiedlichen Gründen nicht wirtschaftlich ist.

Hybride Strahlheizrohre

Strahlheizrohre werden meist aus hitzebeständigem Guss oder Blech oder keramischen Werkstoffen gefertigt, und bieten eine Möglichkeit der indirekten Erwärmung von Nutzgut, indem das Strahlrohr von innen erhitzt wird, und über seine Außenfläche Wärme in den Prozess abgibt. Solch eine indirekte Beheizung ist z.B. sinnvoll, falls der Wärmebehandlungsprozess unter Schutzgasatmosphäre abläuft. Strahlheizrohre sind insbesondere in der Bearbeitung von Stahl und Nicht-Eisen-Metallen verbreitet [8].

Prinzipiell kann ein Strahlrohr bei Wahl eines geeigneten Materials auch durch eine elektrische Beheizung erweitert, und dann als flexibel zu- und abschaltbare elektrische Last betrieben werden. Solch ein hybrides Strahlheizrohr wird derzeit von Akteuren aus der Stahlbranche entwickelt und im Betrieb erprobt. Da es sich um ein Forschungsvorhaben handelt, sind aktuell keine weiteren Informationen hierzu verfügbar.

6.5 Verwendung synthetischer Gase

Unter synthetischen Gasen werden hier verschiedene Gase zusammengefasst, die Energieszenarien zufolge zukünftig vermehrt zum Einsatz kommen werden, und deren Erzeugung ein Potenzial zur Flexibilisierung der Stromnachfrage bietet. Dies sind insbesondere mittels Elektrolyse gewonnener Wasserstoff und durch Methanisierung von Wasserstoff gewonnenes „E-Methan“, das eine dem Erdgas sehr ähnliche Zusammensetzung aufweist. Die Bereitstellung synthetischer Gase geschieht dabei entweder über das Gasnetz – in Form (erhöhter) Beimischung von Wasserstoff ins Erdgasnetz bzw. durch Einleitung von E-Methan ins Erdgasnetz – oder es wird reiner Wasserstoff vor Ort hergestellt oder angeliefert.

Bei Produktion von Wasserstoff vor Ort entsteht eine Flexibilisierungsoption durch die zeitliche Entkopplung von Wasserstoff-Erzeugung und dessen Verwendung durch lokale Speicherung des H_2 . Bei Bereitstellung synthetischer Gase über das Erdgasnetz wird die Flexibilisierung des Strombedarfs von der Industrieanlage hin zur Produktionsstelle der Gase verlagert, und liegt somit außerhalb des von uns betrachteten Bezugsraums. Dennoch wurde dieser letztere Fall im Projekt mitbetrachtet, da eine solche flexible Gasproduktion ggf. mit Schwankungen in der gelieferten Gasqualität einhergeht, die ggf. Auswirkungen auf Industrieprozesse hat, welche bei einer Gesamtbetrachtung dieser Flexibilisierungsoption mit bedacht werden müssen.

6.5.1 Technische Hemmnisse

Der Fokus der Hemmnisanalyse lag auf der Verwendung von synthetischen Gasen als Brenngasen in industriellen Thermoprozessen. Die brennbaren Substanzen von Brenngasen bestehen aus Kohlenstoff C und Wasserstoff H_2 , deren Verbindungen (z.B. CH_4 – Methan), sowie den Gemischen dieser Verbindungen. Darüber hinaus enthalten Brenngase zu geringen Volumenanteilen Substanzen (CO_2 , N_2), die aus Sicht der Verbrennung unerwünschte Begleitstoffe sind [8]. Wichtige Verbrennungseigenschaften von Gasen sind z.B. der Brennwert, der Heizwert, die Dichte, die Zündtemperatur sowie der für eine stöchiometrische Verbrennung nötige Sauerstoff- bzw. Luftbedarf. Im Zusammenwirken mit dem Gasbrenner und dem Brennraum bestimmen diese Gaskennwerte das Brennverhalten.

E-Methan weist aufgrund seiner dem Erdgas sehr ähnlichen Zusammensetzung ebenso sehr ähnliche Verbrennungseigenschaften auf, so dass ein Wechsel von Erdgas zu E-Methan von den interviewten Experten als i.d.R. aus technischer Sicht unproblematisch eingeschätzt wird.

Eine Beimischung von Wasserstoff wird jedoch nur in begrenztem Umfang als möglich erachtet, da er sich bzgl. seiner Verbrennungseigenschaften deutlich von Erdgas unterscheidet. Er hat einen um ca. zwei Drittel geringeren volumetrischen Heizwert, einen deutlich geringeren Mindestluftbedarf, eine hohe adiabate Flammtemperatur, kurze Selbstzündungszeiten und ist zudem sehr reaktiv [9].

Eine Reihe von Studien hat die Auswirkungen von Gasbeschaffenheitsänderungen auf thermoprozesstechnische industrielle Anlagen untersucht [9, 10, 11]. Kraus et al. [10] zeigen, dass Gasbeschaffenheitsänderungen selbst innerhalb der im DVGW Arbeitsblatt G 260¹⁵ vorgegebenen Grenzen Auswirkungen auf den Betrieb feuerungstechnischer Anlagen haben. Die Einschätzung der möglichen Auswirkungen sowie mögliche Lösungsstrategien unterscheiden sich dabei von Anwendung zu Anwendung, so dass keine generellen Aussagen möglich sind. Es wird jedoch deutlich, dass insbesondere in der Glas-, Keramik, Metall- und chemischen Industrie sensible Prozesse existieren, auf die Gasbeschaffenheitsschwankungen erhebliche Auswirkungen haben (bzgl. Effizienz, Schadstoffemissionen, Lebensdauer und Produktqualität) [10].

Von Fiehl und Wuthnow [9] sowie von Nowakowski [11] wurden die Auswirkungen einer erhöhten bzw. schwankenden Beimischung von Wasserstoff ins Brenngas industrieller Thermoprozesse betrachtet. Bei gleichbleibendem Brenngas- und Luftvolumenstrom verringert sich bei höheren Wasserstoffanteilen aufgrund des niedrigeren Heizwerts des Wasserstoffs die in den Prozess eingebrachte Leistung, wodurch die Prozesstemperatur absinkt. Durch den verringerten Mindestluftbedarf des Wasserstoffs entsteht zudem ein Sauerstoffüberschuss, wodurch sich die Atmosphäre im Ofen ggf. von einer reduzierenden Atmosphäre in eine oxidierende verändern kann. Beide Veränderungen – der Prozesstemperatur und der Ofenatmosphäre – können massive Auswirkungen auf das Produkt haben [11]. Die Studien kommen zu dem Ergebnis, dass eine auf die Brenngasbeschaffenheit abgestimmte Anpassung des Brenngas- sowie des Luftvolumenstroms prinzipiell ein probates Mittel zur Kompensation einer variierenden Brenngasbeschaffenheit darstellt. Ergänzend dazu ist jedoch in jedem Fall eine „ganzheitliche“ Betrachtung des Prozessverhaltens erforderlich (s.u.). Aus den Erfordernissen zur Anpassung der technischen Anlagen an eine veränderte und ggf. schwankende Brenngasbeschaffenheit ergeben sich die im Folgenden dargestellten Hemmnisse.

Veränderte Flammeneigenschaften

Neben dem quantitativen Wärmeeintrag und dem Verhältnis zwischen Brenngas und Luft (Luftzahl) sind für manche Prozesse auch weitere Eigenschaften von Brennerflammen entscheidend, die durch eine veränderte Brenngasbeschaffenheit und entsprechend veränderte Volumenströme beeinflusst werden. Neben einer veränderten Flammengeometrie und –länge ist dies z.B. auch eine lokal veränderte Temperaturverteilung innerhalb der Flamme [9]. Neben möglichen Auswirkungen auf das Produkt kann eine Veränderung der Temperaturverteilung innerhalb der Flamme auch Auswirkungen auf die Bildung von Schadstoffen (insbesondere NO_x) haben. Zudem sinkt durch einen erhöhten Wasserstoffanteil im Brenngas der CO_2 -Anteil im Abgas, während der H_2O -Anteil steigt, wodurch sich die Strahlungs- und Wärmeübertragungseigenschaften des Abgases ändern [11]. Ein weiterer Punkt ist, dass sich durch die veränderten Volumenströme auch der in den Prozess eingebrachte Impuls verändert, was Auswirkungen auf den Prozess und das Produkt haben kann. Es sind daher auf den jeweiligen Prozess zugeschnittene Strategien zu entwickeln, um eine veränderte Brenngasbeschaffenheit geeignet zu kompensieren.

Beispiele:

- Durchschuböfen der Feuerfest-Industrie: Die Produkte der Wärmeübertrag auf den Besatz erfolgt im Wesentlichen über Wärmestrahlung der CO_2 - und Wasseranteile (Verbrennungsprodukte) des Brenngases. Der durch die Brenner eingebrachte und genau auf den Ofen abgestimmte Impuls sorgt zudem dafür, dass heißes strahlendes Gas auch in Bereiche des Besatzes gelangt, die nicht direkt von den Flammen erreicht werden. Eine veränderte Gasbeschaffenheit hat sowohl Auswirkungen auf das Abstrahlungsverhalten als auch auf den in den Ofenraum eingebrachten Impuls.

¹⁵ Die vom DVGW aufgestellte technische Regel G 260 regelt die Gasbeschaffenheit im deutschen Gasnetz.

- Glasschmelzwannen: Die Flamme muss fast den gesamten Bereich über der Glasbadoberfläche überstreichen. Zudem spielt die Lage der maximalen Flammentemperatur bzw. des maximalen Wärmeübergangs in die Schmelze („hot spot“) eine wesentliche Rolle für die Strömungsverhältnisse in der Schmelze, und damit für die Produktqualität. Eine durch eine veränderte Gaszusammensetzung veränderte Flammgeometrie oder Temperaturverteilung innerhalb der Flamme hat demnach Auswirkungen auf das Produkt.

Mess- und Regelungstechnik erforderlich

Die Möglichkeit einer Regelung des Brenngas- und Luftvolumenstroms wurde oben basierend auf Fiehl und Wuthnow [9] sowie Nowakowski [11] als unabdingbare Voraussetzung für eine Kompensation einer veränderten Brenngasbeschaffenheit identifiziert. Jedoch sind einige handelsübliche Brennersysteme bzgl. der Regelungsmöglichkeiten eingeschränkt. Z.B. kann für das Verbrennungsluftverhältnis bei sogenannten Gebläsebrennern, die vereinzelt auch bei industriellen Thermoprozessanlagen geringer bis mittlerer Prozess Temperatur Verwendung finden, nur eine manuelle Grobeinstellung vorgenommen werden [11].

Eine Detektion der Brenngaszusammensetzung (z.B. mittels einer Brenngasanalyse) sowie eine Anpassung der Prozessparameter der Thermoprozessanlage mittels nachgeschalteter Regelungstechnik sind prinzipiell mittels heute verfügbarer Technologie möglich. Jedoch ist der Bestand an Altanlagen, die keine entsprechende Ausstattung aufweisen, erheblich [11].

6.5.2 Organisatorische Hemmnisse

Falls zukünftig weiterhin Brenngas jederzeit in quasi beliebiger Menge und in definierter Qualität aus dem Gasnetz bezogen werden kann, können etablierte betriebliche Abläufe rund um den Gasbezug fortgeführt werden, und es entstehen demnach auch keine organisatorischen Hemmnisse. Eine große Herausforderung würde laut der interviewten Experten jedoch durch schwankende Gasqualitäten im Gasnetz entstehen, insbesondere falls diese unvorhersehbar auftreten.

Schwankende Gasqualität

Es bewegen sich Gase unterschiedlicher Herkunft (z.B. Russlandgas oder Nordseegas) in „Paketen“ durchs Gasnetz, die sich nicht miteinander mischen und dadurch schwankenden Gasbeschaffenheiten beim Endverbraucher verursachen können. Bereits heute lassen sich aufgrund der Einspeisung von Biogasanlagen oder in der Nähe von LNG-Terminals gewisse lokale Schwankungen in der Gasqualität beobachten [10]. Zukünftig könnten häufigere und größere lokale Schwankungen durch neue flexible Einspeiser hervorgerufen werden – z.B. durch H_2 -Elektrolyseure in der Nähe von Windparks.

Eine (unvorhersehbar) schwankende Gasqualität stellt aufgrund der Auswirkungen der Gaszusammensetzung auf den Verbrennungsprozess und damit auf den Produktionsprozess und das Produkt für die Industrie eine große Herausforderung dar (s.o.). Eine Auskunft der Gaslieferanten über die gelieferte Gasqualität ist in Deutschland nach Aussage eines Interviewpartners heutzutage nur im Monatsrhythmus und vor allem rückwirkend über die durchschnittliche Zusammensetzung des gelieferten Gases (Monatsmittelwert) erhältlich. Der Monatsmittelwert sagt jedoch nichts über die tatsächlichen Schwankungsbreiten und Schwankungshäufigkeit sowie Änderungsgeschwindigkeit der Gaszusammensetzung aus. Bei zukünftig noch stärker schwankenden Gasqualitäten müsste zur Vermeidung von Produktionsausfällen ggf. in den Betrieben Mess- und Regelungstechnik installiert und entsprechend (automatisierte) Abläufe zur Anpassung der Verbrennungsparameter an die jeweils gemessene Gasqualität implementiert werden. Solch eine Nachrüstung ist mit hohen bis sehr hohen Kosten verbunden (s.u.). Ein weiterer Teil einer Lösungsstrategie könnte die Bereitstellung aktueller Informationen zur Gasbeschaffenheit oder –zusammensetzung durch die Gasversorger sein. Dies ist in anderen Ländern (z.B. Frankreich und Dänemark) bereits gängige Praxis [10].

6.5.3 Ökonomische / Regulatorische Hemmnisse

Kosten synthetischer Gase

Synthetische Gase werden unter Verwendung von Strom mit Umwandlungsverlusten synthetisiert. So liegt der Wirkungsgrad der Prozesskette der Wasserstoffherstellung bei etwa 65% und der Wirkungsgrad der Prozesskette zur Herstellung von E-Methan noch darunter (ca. 52%). Die Kosten (pro Energiegehalt) für die Bereitstellung synthetischer Gase sind demnach prinzipiell höher als die Stromgestehungskosten der für ihre Synthese aufgewendeten Strommenge. Selbst unter Berücksichtigung möglicher Befreiungstatbestände bzgl. der im Strompreis enthaltenen Umlagen und Steuern ist davon auszugehen, dass die von Industrieunternehmen zu zahlenden Preise für synthetische Gase (ohne massive regulatorische Maßnahmen) bis auf Weiteres deutlich über denen fossiler Brennstoffe liegen werden. Eine Verwendung synthetischer Gase als Brenngase als Ersatz für Erdgas ist demnach in großem Umfang derzeit nur nach Setzung entsprechend massiver Anreize denkbar.

Nachrüstbedarf Mess- und Regelungstechnik

Eine Nachrüstung zum Umgang mit einer schwankenden Gasqualität im Gasnetz würde an vielen Standorten die Installation von (zusätzlicher) Mess- und Regelungstechnik erfordern (s.o.). Insbesondere für Prozesse, die empfindlich auf die chemische Zusammensetzung des Brenngases reagieren – wie dies z.B. in der keramischen Industrie häufig der Fall ist – ist eine Messung nur des Heizwerts und des Wobbe-Index¹⁶ ggf. nicht ausreichend, so dass über (aufwändigere und teurere) alternative Messkonzepte (z.B. Gaschromatographie) nachgedacht werden muss [9]. Zudem wäre eine zentrale Steuerbarkeit von Brennereinstellungen eine Voraussetzung für die erforderliche zeitnahe Anpassung der Verbrennungsparameter. Letzteres ist nicht in allen Branchen Stand der installierten Technik. In diesen Fällen wäre auch eine Nachrüstung moderner Brenner erforderlich, was einen weiteren, erheblichen Kostenpunkt darstellen würde.

Beispiel:

- Durchschuböfen in der Feuerfest-Industrie: Die Brenner an diesen Öfen sind in vielen Betrieben (noch) nicht zentral ansteuerbar. Zu den (seltenen) Gelegenheiten, zu denen die Brenneinstellungen angepasst werden müssen, wird dies durch Mitarbeiter manuell erledigt. Ein ähnlicher Stand der Technik wird auch in anderen eher mittelständisch geprägten Industriezweigen vermutet.

6.5.4 Branchenübergreifende Flexibilisierungsmöglichkeiten

Aus technischer Sicht stellt die Verwendung synthetischer Gase einen für die energieintensiven Industrien vergleichsweise einfach umzusetzenden Flexibilisierungsansatz dar. E-Methan, das in seiner Zusammensetzung dem Erdgas sehr ähnlich ist, könnte prinzipiell ohne größere Umstellungen in den bestehenden Anlagen (Leitungen, Brenner, Abgasreinigung etc.) verwendet werden. Eine Erhöhung der Beimischung von H₂ wird in begrenztem Umfang ebenfalls als unproblematisch gesehen, insofern die Gaszusammensetzung vorab bekannt ist.

Aus Sicht der Industrie wäre bei einer erhöhten Produktion von synthetischen Gasen und deren Bereitstellung über das Gasnetz jedoch von höchster Wichtigkeit, dass die Abgabe von flexibel produzierten synthetischen Gasen (insbesondere H₂) ins Gasnetz in möglichst konstanter und klar definierter Menge erfolgt, so dass jederzeit Brenngas gleichbleibender Qualität aus dem Netz bezogen werden kann.

¹⁶ Der Wobbe-Index ist ein Maß zur Beurteilung der Austauschbarkeit von Gasen bzgl. ihrer Verwendung als Brennstoff. Laut Definition können zwei Gase mit gleichem Wobbe-Index ohne Anpassung im gleichen Brenner verbrannt werden, sofern der gleiche Düsendruck anliegt. Der oberer Wobbe-Index errechnet sich als $W_{o,n} = \text{Brennwert} / \sqrt{\text{relative Dichte}}$. Analog errechnet sich der untere Wobbe-Index unter Verwendung des Heizwerts. Der Wobbe-Index ist jedoch zur Regelung thermoprozesstechnischer Industrieanlagen nicht ausreichend bzw. sogar ungeeignet [10].

6.6 Thermische Speicher

Die hier betrachteten thermischen Hochtemperatur-Speicher ermöglichen die Aufnahme und Abgabe von Wärme auf hohen Temperaturniveaus, die für die Bereitstellung von Prozesswärme in einigen Industrieanwendungen nutzbar sind. Thermische Speicher können Wärme an einer Wärmequelle (i.d.R. Abwärme) entlang der Prozesskette aufnehmen und zeitversetzt (ggf. an anderer Stelle) wieder abgeben. Eine weitere – für den hier betrachteten Zusammenhang besonders relevante – Möglichkeit besteht in der flexiblen elektrothermischen Beladung des Speichers und einer Abgabe der Wärme gemäß der Wärmebedarfe des Produktionsprozesses.

6.6.1 Technische Hemmnisse

Wärmeübertragungsweg

Die hier betrachteten thermischen Speicher geben die in ihnen gespeicherte Wärmeenergie auf indirektem Weg in den Produktionsprozess ab.¹⁷ Dies kann entweder über ein Wärmeträgermedium (z.B. heiße Luft) erfolgen, das Wärmeenergie im Wärmespeicher aufnimmt und in den Prozess einbringt. Oder das Speichermedium fungiert gleichzeitig als Wärmeüberträgermedium (z.B. Flüssigsalz), und gibt die in ihm gespeicherte Wärmeenergie über ein Wärmetauschersystem indirekt an den Produktionsprozess ab. In beiden Fällen findet der Wärmetransport auf konvektivem (und ggf. konduktivem) Wege statt; über Wärmestrahlung (z.B. zwischen einer Brennerflamme und Nutzgut) können i.d.R. höhere Wärmestromdichten erreicht werden. Prozesse, die aufgrund technischer Gegebenheiten auf Wärmestrahlung als wesentlichen Weg der Wärmeübertragung angewiesen sind und ggf. zudem eine hohe Wärmestromdichte erfordern, erlauben aus diesen (technischen) Gründen eine Einbindung thermischer Speicher i.d.R. maximal als unterstützendes Element (z.B. zur Vorwärmung von Verbrennungsluft, s.o.).

Beispiele:

- Flachglasherstellung: in der Abkühlstrecke muss das Flachglas über die gesamte Breite des Glasbandes sehr kontrolliert und lokal differenziert erwärmt bzw. gekühlt werden, um eine gleichmäßige Temperatur des Glasbandes über seine gesamte Breite zu erzielen. Die erforderliche Präzision, die heute durch strombasiert erzeugte Wärmestrahlung erreicht wird, kann durch ein Heißgas, wie es durch einen thermischen Speicher bereitgestellt werden könnte, nicht erreicht werden.
- Glasschmelzwanne: für den Glasschmelzprozess werden sehr hohe Temperaturen benötigt (ca. 1600 °C im Brennraum oberhalb der Schmelze). Bei diesen Temperaturen macht Strahlung bis zu 90 % der Gesamtwärmeübertragung aus [10]. Aufgrund der hohen benötigten Prozesstemperaturen und der Höhe des erforderlichen Wärmeübertrags ist ein Wärmeeintrag nur über im thermischen Speicher erwärmte Heißluft nicht möglich. In Regeneratoren gespeicherte Wärme wird jedoch zur Vorwärmung von Verbrennungsluft genutzt.
- Zementproduktion: Für das Sintern von Zementklinker im Drehrohrofen muss ein großer Massestrom von Material auf ca. 1450 °C erwärmt werden. Dies ist durch einen Wärmeeintrag nur über im thermischen Speicher erwärmte Heißluft nicht möglich, da die erforderlichen Wärmestromdichten nicht erreicht werden können. Auch in diesem Fall wird jedoch Abwärme zur Vorwärmung von Verbrennungsluft genutzt.

6.6.2 Organisatorische Hemmnisse

Organisatorische Hemmnisse wurden in den Interviews nicht vertieft besprochen, da zunächst die technische Machbarkeit einer Integration von Wärmespeichern im Vordergrund stand. Insofern am Standort ein zentrales Leitsystem zur Steuerung von Anlagen existiert, steht zu vermuten, dass

¹⁷ Dies gilt nicht für Ansätze bei denen eine Zwischenspeicherung des Nutzguts selbst als thermischer Speicher fungiert. Ein Beispiel dafür wäre eine Speicherung des kalzinierten Rohmaterials in der Zementproduktion, welches zu großen Teilen aus CaO besteht, und in dem ein großer Teil des thermischen Energieeintrags chemisch gespeichert werden könnte

die Einbindung eines thermischen Speichers in den Betriebsablauf keine größeren Hemmnisse aufwerfen würde. Als mögliches Hemmnis für den Aufbau eines Speichers wurde wiederholt der dafür nötige Platzbedarf angesprochen.

Platzbedarf

Der Bau eines thermischen Speichers erfordert (je nach Speichertyp und Kapazität) eine größere freie Fläche¹⁸ – idealerweise in der Nähe des Produktionsorts, um Wärmeverluste beim Transport des Wärmeträgermediums zu minimieren. Des Weiteren muss im Umfeld der Produktionsanlage ausreichend Platz sein, um Rohre für Zu- und Ableitung des Wärmeträgers zu verlegen. Das benötigte Volumen der Leitungen ist abhängig vom Wärmeträgermedium sowie der zu übertragenden Leistung. Ob dieser Platzbedarf ein Hemmnis darstellt, kann nur standortspezifisch ermittelt werden.

6.6.3 Ökonomische / Regulatorische Hemmnisse

Ökonomische und regulatorische Hemmnisse wurden ebenfalls in den Interviews nur sehr kurz thematisiert. Prinzipiell steht zu erwarten, dass der Bau eines thermischen Speichers eine beträchtliche Investition darstellt. Zudem ist die Einbindung flexibel elektrisch beladener thermischer Speicher in Produktionsprozesse bislang keine etablierte Technik,¹⁹ so dass eine „first-of-its-kind“ Realisierung einer Einbindung eines solchen Speichers zunächst ein erhöhtes Risiko für unvorhergesehene Schwierigkeiten mit sich bringt.

6.6.4 Branchenübergreifende Flexibilisierungsmöglichkeiten

In den Gesprächen mit den Branchenvertretern konnten verschiedene Ansatzpunkte für eine Integration thermischer Speicher in die betrachteten Produktionsprozesse identifiziert werden. Als potenziell branchenübergreifend anwendbare Flexibilisierungsmöglichkeiten stellen sich dabei die Einbindung thermischer Speicher in die Vorwärmung von Verbrennungsluft (s.o.) sowie die Nutzung von Heißluft aus einem thermischen Speicher für die Vorwärmung bzw. Trocknung von Ausgangsstoffen dar.

6.7 Fazit

Industrielle Thermoprozesse wurden – teilweise über Jahrzehnte – hinsichtlich der Qualität der hergestellten Produkte und der energetischen und ökonomischen Effizienz der Prozesse optimiert. Im Resultat sind diese Produktionsprozesse in ihrer heutigen Ausprägung i.d.R. sehr spezifisch auf das zu produzierende Produkt sowie die (technischen und ökonomischen) Rahmenbedingungen – inklusive der Verfügbarkeit von Erdgas – ausgelegt.

Die aus technischer Sicht für den Industriebetrieb am einfachsten umzusetzende Flexibilisierungsmöglichkeit ist daher die Bereitstellung synthetischer Gase²⁰ in genau spezifizierter und konstanter Zusammensetzung über das Erdgasnetz, da in diesem Fall keine Veränderung oder nur eine geringfügige Anpassung der etablierten und erprobten Produktionsprozesse und der zugehörigen technischen Anlagen nötig wäre.

18 Dies gilt nicht für Ansätze bei denen eine Zwischenspeicherung des Nutzguts selbst als thermischer Speicher fungiert. Die exemplarischen Speicherauslegungen für die Gemengevorwärmung in der Glasindustrie sehen z.B. einen Speicherdurchmesser von ca. 3 m sowie eine Speicherhöhe von ca. 8 -10 m vor.

19 Die Verwendung von Regeneratoren zur Luftvorwärmung zur Erzielung höherer Flammentemperaturen in Wannenöfen der Glasindustrie sowie der Einsatz von Winderhitzern (Cowper) in der Stahlindustrie sind lange erprobte und weit verbreitete Wärmespeichertechnologien. Diese sind jedoch eng auf den jeweiligen Prozess abgestimmt und werden (bislang) nicht mit einer elektrischen (Teil-)Beladung im Zuge eines flexiblen Strombezugs betrieben. Die diskutierten Hochtemperatur-Speicher haben Technology Readiness Levels (TRLs) im Bereich von 4-9 für sensible Hochtemperaturspeicher (inkl. Regeneratoren und Winderhitzer mit TRL 9), von 4-7 für Hochtemperatur-Latentwärmespeicher sowie von 3-7 für thermochemische Speicher.

20 E-Methan bzw. Wasserstoff bis zu einem gewissen Volumenanteil.

Eine Hybridisierung des Wärmeeintrags in den Prozess als Grundlage für eine Flexibilisierung ist entsprechend der Ergebnisse der geführten Gespräche nur in wenigen Fällen möglich. Beispiele sind die Ausweitung der elektrischen Zusatzheizung in Glasschmelzwannen und die Bereitstellung von Prozessdampf in der chemischen Industrie über E-Kessel. In vielen der betrachteten Fälle erscheint ein strombasierter Wärmeeintrag direkt in den Prozess hingegen aus verfahrenstechnischer Sicht ungeeignet. Als vielversprechendste branchenübergreifende Möglichkeiten für eine Hybridisierung stellen aus technischer Sicht Verfahren dar, bei denen die strombasierte Wärmeerzeugung und der Produktionsprozess über ein zwischengeschaltetes Wärmeträgermedium (z.B. über fossil- oder strombasiert vorgewärmte Verbrennungsluft) oder eine zwischengeschaltete Wärmequelle (z.B. ein fossil- oder strombasiert erwärmtes Strahlheizrohr) verbunden sind. (Auch) in den Fällen, in denen eine technische Umsetzung machbar erscheint, wird eine Hybridisierung aus wirtschaftlicher Sicht insbesondere durch Stromkosten erschwert, die im Vergleich zu den Kosten fossiler Energieträger unter heutigen Rahmenbedingungen sehr hoch sind.

Eine (sinnvolle) Einbindung flexibel strombasiert erwärmter thermischer Speicher erfordert eine Wärmesenke auf geeignetem Temperatur-Niveau, deren Wärmebedarf nicht oder nicht vollständig über existierende Abwärmeströme gedeckt wird. Zudem muss eine Wärmeübertragung vom Speicher auf das Nutzgut mit einer ausreichend hohen Wärmestromdichte erreicht werden können. Es konnten verschiedene prozessspezifische, aus technischer Sicht plausible Ansatzpunkte für eine Integration thermischer Speicher identifiziert werden.

6.8 Danksagung

Das Autorenteam bedankt sich insbesondere bei Herrn Fleischmann (HVG), Herrn Ruppert (VDZ), Herrn Bartsch (DLR), Herrn Ausfelder (DECHEMA), Herrn Dannert (FGF), Herrn Möhring (BFI) und Herrn Queck (BFI) für hilfreiche Kommentare und Ergänzungen zu einer früheren Version dieses Texts.

6.9 Literatur

- [1] Arnold, K., & Holtz, G. (2018). Methodisches Vorgehen und Voruntersuchungen zu Flexibilitätspotenzialen (Abschnitt 1.2). In F. Ausfelder, A. Seitz, & S. von Roon (Hrsg.), *Flexibilitätsoptionen in der Grundstoffindustrie – Methodik | Potenziale | Hemmnisse*. Frankfurt am Main.
- [2] Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz – Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft. <https://www.bmu.de/gesetz/erste-allgemeine-verwaltungsvorschrift-zum-bundes-immissionsschutzgesetz/>
- [3] Wilhelmsson, B., Kollberg, C., Larsson, J., Eriksson, J., & Eriksson, M. (2018). *CemZero – A feasibility study evaluating ways to reach sustainable cement production via the use of electricity*. Abgerufen von Cementa website: <https://www.cementa.se/sv/cementa-och-vattenfall-satsar-pa-nasta-steg-cemzero>
- [4] Ruppert, J., Wagener, C., Palm, S., Scheuer, W., & Hoenig, V. (2019). *Prozesskettenorientierte Ermittlung der Material- und Energieeffizienzpotentiale in der Zementindustrie: Abschlussbericht* [Bericht im Auftrag des im Auftrag des Umweltbundesamtes (UFOPLAN FKZ 3716 36 320 0)]. Düsseldorf: VDZ.
- [5] Milles, U. (2009). *Effiziente Wärmeverfahren optimieren industrielle Produktionsprozesse* (projektinfo Nr. 15/09). Abgerufen von BINE Informationsdienst website: http://www.bine.info/fileadmin/content/Publikationen/Projekt-Infos/2009/Projektinfo_15-2009/projekt_1509_internetx.pdf
- [6] Bundesnetzagentur. (2018). *Monitoringbericht 2018*. Abgerufen von Bundesnetzagentur | Bundeskartellamt website: <https://www.bundesnetzagentur.de>
- [7] Wünnig, J. G. (Hrsg.). (2019). *Handbuch der Brenntechnik für Industrieöfen* (3. Auflage). Essen: Vulkan Verlag.
- [8] Pfeifer, H. (Hrsg.). (2013). *Handbuch industrielle Wärmetechnik – Grundlagen | Berechnungen | Verfahren* (5. Auflage). Essen: Vulkan Verlag.
- [9] Fiehl, M., & Wuthnow, H. (2017). *Auswirkungen der Zumischung erneuerbarer Energie im Erdgasnetz auf thermo-prozesstechnische Anlagen in der keramischen Industrie* [Schlussbericht zu IGF-Vorhaben Nr. 18684 N]. Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. (GWI), Forschungsgemeinschaft Feuerfest e.V. (FGF).
- [10] Kraus, H., Werschy, M., Fanke, S., Giese, A., Benthin, J., & Dörr, H. (2014). *Untersuchung der Auswirkungen von Gasbeschaffensänderungen auf industrielle und gewerbliche Anwendungen* [Abschlussbericht DVGW-Förderkennzeichen G1/06/10]. DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.
- [11] Nowakowski, T. (2017). *Untersuchung der Auswirkung von Wasserstoff-Zumischung ins Erdgasnetz auf industrielle Feuerungsprozesse in thermoprozesstechnischen Anlagen* [Schlussbericht zu IGF-Vorhaben Nr. 18518 N / 1]. Deutsche Vereinigung für Verbrennungsforschung e.V. (DVV), Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. (GWI).

7 MODELLHAFTE BETRACHTUNG VON FLEXIBILITÄSTECHNOLOGIEN IN DER GRUNDSTOFFINDUSTRIE ANHAND AUSGEWÄHLTER BEISPIELE

Verantwortliche Autoren Kapitel 7.1

Jörn Constantin Richstein jrichstein@diw.de
DIW Berlin, Mohrenstr. 58, 10117 Berlin

Seyed Saeed Hosseinioun shosseinioun@diw.de
DIW Berlin, Mohrenstr. 58, 10117 Berlin

Verantwortliche Autoren Kapitel 7.2 und 7.3

Daniel Zinsmeister d.zinsmeister@tum.de
TU München, Arcisstr. 21, 80333 München

7.1 Abschnitt ökonomische Modellierung der Glasschmelze als hybrider Prozess (J. C. Richstein, S. S. Hosseinioun; DIW; Berlin)

In diesem Abschnitt wird die Behälterglasschmelze als Referenzprozess für eine hybride Wärmebereitstellung (aus Strom und Erdgas) mithilfe eines ökonomisch-numerischen Modells näher untersucht. Zum einen werden anhand zweier Beispieljahre mögliche Energiekosteneinsparungen¹ durch eine flexible Fahrweise einer Glaswanne mit Elektrozusatzheizung quantifiziert. Zum anderen wird der Einfluss von Netzentgelten, anderer Umlagen sowie der Einfluss von CO₂-Preisen auf den Einsatz von Elektrizität in einer hybriden Wärmebereitstellung analysiert.

Der Prozess der Behälterglasschmelze ist ausführlicher in Kapitel 9 dargestellt. Die hier vorgestellte ökonomische Betrachtung baut auf den empirischen Daten und Informationen zu technischen und anderen Produktionseinschränkungen in dem Kapitel 9 auf. In der folgenden Modellierung wird beispielhaft eine relativ moderne Glaswanne [1] angenommen, welche ohne Elektrozusatzheizung einen Energiebedarf von 4,02 GJ/Tonne Glas, und mit einem 15 % -Anteil einer Elektrozusatzheizung am Bruttoenergieeintrag, einen Energiebedarf von 3,6 GJ/Tonne Glas hat. Diese wird gegenüber viertelstündlichen Strompreisen² und täglichen Gaspreisen aus dem Jahr 2015 optimiert, unter der Annahme von verschiedenen Netzentgelten und CO₂-Preisen. Als obere und untere Stromverbrauchsgrenze werden 20 % und 10 % des Bruttoenergiebedarfs angenommen, sowie Beschränkungen der maximalen Rate der Stromverbrauchsänderung pro Tag. Davon ausgenommen sind kurzfristige Änderungen des Strombedarfs (Boosts), welche nur 5-10 Minuten andauern, aber eine darauf folgende Ruheperiode benötigen.

7.1.1 Modellbeschreibung & Annahmen

Das Modell ist als Kostenminimierung (Lineares Programm, LP) bezüglich der Strombeschaffung am Intraday-Markt (mit viertelstündlichen Preisen) und der Beschaffung am täglichen Gasmarkt unter Berücksichtigung von technischen Rahmenbedingungen des Glasschmelzprozesses formuliert. Es ist auf die Produktion einer Tonne Glas skaliert. Jedoch werden verschiedene Netzentgelte betrachtet, welche je nach absoluter Größe des Prozesses zum Tragen kommen würden. Das Modell ist an die vorherige Arbeit von Richstein & Neuhoff [2] zur Flexibilität in der Schwerindustrie angelehnt.

¹ Andere Kostenbestandteile, z.B. Arbeitskosten, Investitionskosten, Abnutzungskosten werden in dem vorgestellten Modell nicht berücksichtigt.

² Hier wird vereinfachend von einer ausschließlichen Vermarktung am Intradaymarkt ausgegangen.

Es wird in dem Modell vereinfachend von perfekter Voraussicht der Einsatzplanung, sowie der Energiepreise, ausgegangen und die Modellergebnisse stellen diesbezüglich eine obere Grenze an möglicher Flexibilitätserbringung dar. Dies bedeutet, dass das Modell den Strom- und Gasverbrauch über alle Stunden unter Berücksichtigung von z.B. maximalen Produktionsänderungsraten hinweg optimal plant, und so z.B. frühzeitig die Wärmebereitstellung aus Strom erhöht, wenn über einen hinreichend großen Zeitraum günstige Strompreise vorliegen. In den folgenden Tabellen sind die Entscheidungsvariablen, die Inputparameter, sowie die Modellgleichungen dargestellt.

Tabelle 7.1: Variablen

Variablen	Beschreibung	Einheit
C_{total}	Gesamtenergiekosten	Euro
$H_E(t)$	Basis-Stromverbrauch zum Zeitpunkt t	MWh
$H_G(t)$	Gasverbrauch zum Zeitpunkt t	MWh
$B_u(t)$	Variable für kurzfristige Stromverbrauchserhöhung	0 oder 1
$B_d(t)$	Variable für kurzfristige Stromverbrauchsabsenkung	0 oder 1
$E(t)$	Gesamtstrombedarf zum Zeitpunkt t	MWh
$C_{VarElect}$	Variable Stromkosten (inkl. variable Netzentgelte)	Euro
C_{VarGas}	Variable Gaskosten (inkl. variabler Netzentgelte und CO ₂ -Kosten)	Euro
$C_{FixElect}$	Fixe Stromnetzentgelte	Euro
E_{max}	Maximale abgerufene Stromleistung im Simulationsjahr	MWh

Tabelle 7.2: Input Parameter

Parameter	Beschreibung	Einheit	Wert
t	Viertelstunde	¼ h	1 bis 35040
C_r	Umrechnung MWh zu GJoule	GJ/MWh	3,6
H_d	Nettoenergiebedarf in der Wanne	GJ/(¼ h)	0,018844
E_E	Effizienz des Wärmeeintrags aus Strom	Prozent (%)	85
E_G	Effizienz des Wärmeeintrags aus Erdgas	Prozent (%)	45
$P_E(t)$	¼-stündlicher Strompreis	Euro/MWh	Jahr 2014 & 2018 ³
$P_G(t)$	¼-stündlicher Gaspreis	Euro/MWh	Jahr 2014 & 2018 ⁴
B_p	Maximale kurzfristige Anpassung des Strombedarfs in Prozent des Nettoenergiebedarfs	Prozent (%)	7,96
D	Minimale Ruhezeit nach kurzfristiger Anpassung	Anzahl ¼ - Stunden	8
D_q	Anzahl Viertelstunden in einem Tag		96
B_{20}	Zu 20%-Bruttobereitstellung äquivalente Nettoanteil an Energiebereitstellung aus Strom	Prozent (%)	30,77
B_{10}	Zu 10%-Bruttobereitstellung äquivalente Nettoanteil an Energiebereitstellung aus Strom	Prozent (%)	16,49
N_{var}	Arbeitspreis des Strom-Netzentgeltes, sowie weitere Umlagen	Euro/MWh	Vgl. Szenarien
N_{fix}	Leistungspreis des Strom-Netzentgeltes	Euro/MWh	Vgl. Szenarien
C_{FixGas}	Jährlicher Gas-Grundpreis	Euro/Tonne Glas pro Jahr	200
N_{gVar}	Arbeitspreis des Gasnetzentgeltes	Euro/MWh	9,7
R_{co2}	CO ₂ Emissionen pro MWh Gasverbrauch	Tonne CO ₂ /MWh	0,2
P_{co2}	CO ₂ -Preis	Euro/Tonne CO ₂	Vgl. Szenarien

³ Gewichteter Mittelwert der kontinuierlichen gehandelten Preise an der EPEX.

⁴ Aus den EGIX DE Tagesmittelwerten. Alle ¼-Stunden an einem Tag werden mit demselben Preis angesetzt.

Tabelle 7.3: Modell Gleichungen

Gleichung	Beschreibung
(1)	Zielfunktion: Minimierung der Gesamtenergiekosten $\min_{H_E, H_G, B_d, B_u, \forall t} C_{total} = C_{VarElect} + C_{VarGas} + C_{FixElect} + C_{FixGas}$
(2)	Gesamtstromverbrauch; als Summe des Basisstromverbrauchs und kurzfristiger Anpassungen $E(t) = H_E(t) + \left[(B_u(t) - B_d(t)) * B_p * \left(\frac{H_d}{E_E * C_r} \right) \right], \forall t$
(3)	Variable Stromkosten; aus Stromverbrauch, Strompreisen und Arbeitsteil des Netzentgeltes $C_{VarElect} = E(t) * (P_E(t) + N_{var})$
(4)	Fixe Stromkosten, berechnet aus maximal abgerufener Leistung (vgl. Gleichung (12)) und des Leistungspreises des Netzentgeltes (inkl. Umrechnung von maximalem ¼h-Energieverbrauch zu Leistung) $C_{FixElect} = N_{fix} * 4 * E_{max}$
(5)	Variable Gaskosten; aus Gasverbrauch, Gaspreisen, Arbeitsteil des Netzentgeltes und Kosten aus CO ₂ -Emissionen $C_{VarGas} = H_G(t) * [P_G(t) + N_{gvar} + (R_{co2} * P_{co2})]$
(6)	Energiebilanz: der Nettowärmeeintrag aus Strom- und Gas muss konstant sein $H_E(t) * E_E * C_r + H_G(t) * E_G * C_r + \left[(B_u(t) - B_d(t)) * B_p * H_d \right] = H_d, \forall t$
(7)	Der Bruttoenergieeintrag aus Strom darf maximal 20 % betragen $E(t) * C_r * E_E \leq B_{20} * H_d, \forall t$
(8)	Der Bruttoenergieeintrag aus Strom darf minimal 10 % betragen $E(t) * C_r * E_E \geq B_{10} * H_d, \forall t$
(9)	Maximale positive Änderungsrate des Basis-Energieeintrags aus Strom (pro Tag maximal von der unteren 10 %-Grenze zur oberen 20 %-Grenze) $[H_E(t+1) - H_E(t)] * C_r * E_E \leq (B_{20} - B_{10}) * H_d / D_q, \forall t$
(10)	Maximale negative Änderungsrate des Basis-Energieeintrags aus Strom (Richtlinie: pro Tag maximal von der oberen 20 %-Grenze zur unteren 10 %-Grenze) $[H_E(t+1) - H_E(t)] * C_r * E_E \geq -(B_{20} - B_{10}) * H_d / D_q, \forall t$
(11)	In einem Zweistundenfenster kann die Produktion nur einmal kurzfristig erhöht oder abgesenkt werden (in Höhe von 5 % des Bruttoenergieeintrags über 10 Minuten. Es wird angenommen, dass geringe Energieeinträge über mehrere Viertelstunden in dem Zeitfenster verteilt werden können). $\sum_{t=8+1}^t B_u(t) + \sum_{t=8+1}^t B_d(t) \leq 1, \forall t \geq 8$
(12)	Ermittlung des maximalen Energieverbrauchs des Strombedarfs zur Berechnung der Leistungspreis-Komponente des Netzentgeltes $E(t) \leq E_{max}, \forall t$

7.1.2 Szenarien

Es werden mehrere regulatorische Szenarien miteinander verglichen. Die wesentlichen Parameter, die variiert werden, sind die variablen Zusatzkosten (sowohl für Strom als auch Gas).

Abbildung 7.1 zeigt die zum Strom-Börsenpreis hinzukommenden Arbeits- und Leistungspreise. Diese basieren auf unterschiedlichen Netzentgelten [3], sowie zusätzliche Umlagen, wie die EEG-Umlage, Stromsteuer und weitere. Diese werden entweder mit 92,30 Euro/MWh oder angesetzt oder gemäß Ausnahmegenehmigung auf 5,20 Euro/MWh vergünstigt. Als Szenariobasis dient hier der Monitoring-Bericht [4]. Des Weiteren werden auch die Netzentgelte nach StromNEV §19 (2) variiert, dabei wird beispielhaft eine Reduktion auf 20 % der Netzentgelte angenommen (folgend der 7000-Stunden-Regel). Im Falle von Gas wird als Illustration der CO₂-Preis variiert (0, 15, 30 und

60 Euro/Tonne CO₂). Dies ist strenggenommen eine Verzerrung zwischen den Szenarien, da der CO₂-Preis ebenfalls die Elektrizitätspreise direkt (durch Kosten konventioneller Stromerzeuger) beeinflusst. Der Einfluss des CO₂-Preises auf die Strompreise wird hier nicht abgebildet.

7.1.3 Modellergebnisse

Die Modellergebnisse zeigen, dass je nach relativen Strom- und Gaspreisen, sowie Netzentgelthöhen und CO₂-Preisen, das Potential für eine Flexibilitätsbereitstellung vorhanden ist – diese ist jedoch in ihrer Größenordnung durch die technischen Einschränkungen begrenzt.

Prinzipiell liegt ein ökonomisches Potential für eine Nachfrageflexibilität durch eine hybride, dynamische Fahrweise der Wanne vor allem dann vor, wenn sich der Preis für den Nettoeintrag von Wärme in die Wanne durch Elektrizität und Gas im Jahresdurchschnitt nicht stark unterscheidet – so dass die deutlich volatileren Strompreise in einigen Zeitperioden effektiv günstiger, und in anderen Zeitperioden teurer sind als die Befeuerung durch Gas. Hierbei spielen insbesondere die variablen Netzentgelte, sowie Umlagen und Steuern (wie z.B. die EEG-Umlage, die Stromsteuer und der CO₂-Preis) eine Rolle, sodass fast durchgehend andere Energieträger kostengünstiger sind.

Als erste Darstellung vergleicht Abbildung 7.2 die effektiven variablen Energiekosten von Gas (in schwarz) und Elektrizität (in Farben). Dabei wurde die x-Achse nach Elektrizitätspreisen sortiert (als

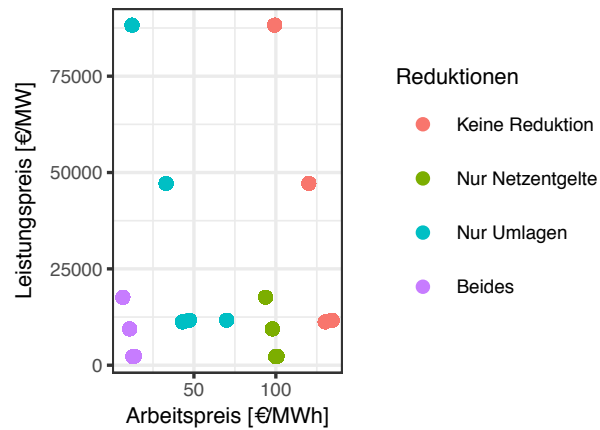


Abb. 7.1: Zusätzliche Beiträge zum Strombörsenpreis: Arbeits- und Leistungspreise.

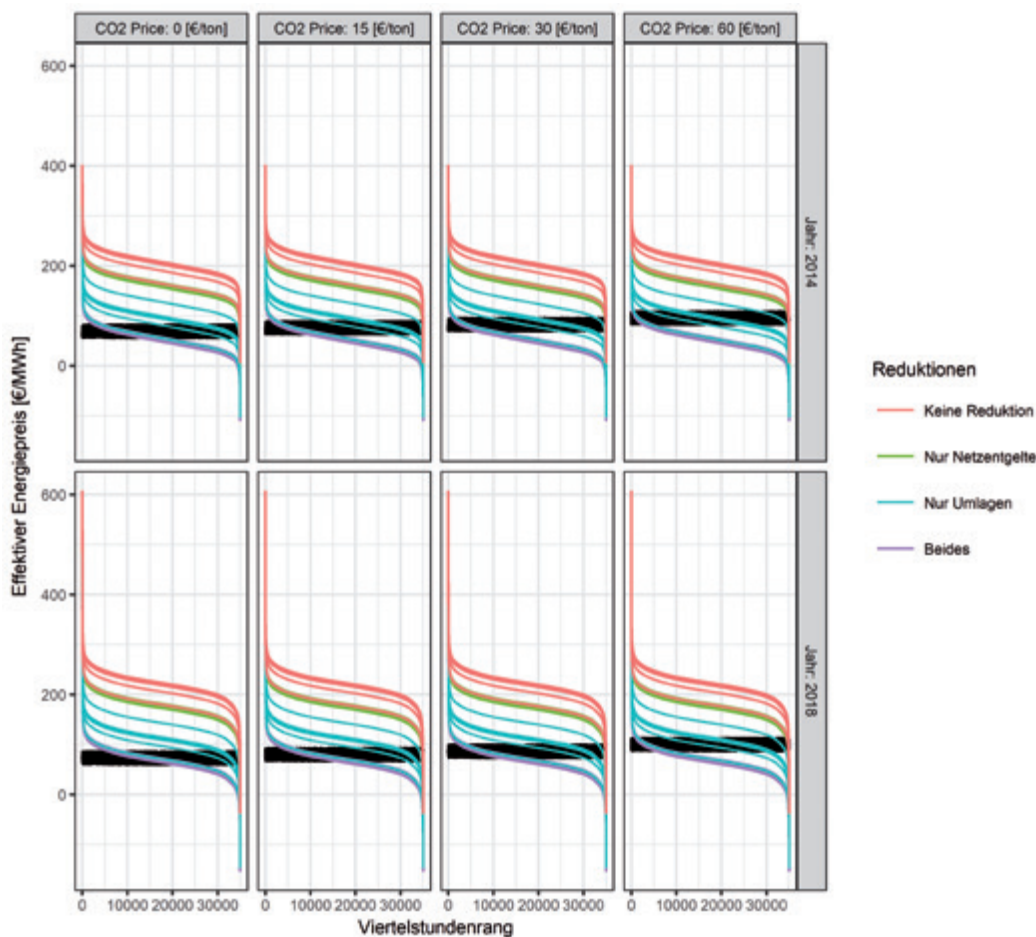


Abb. 7.2: Vergleich von effektiven Strom- und Gaspreisen (unter Berücksichtigung von Ineffizienzen und Steuern und Umlagen).

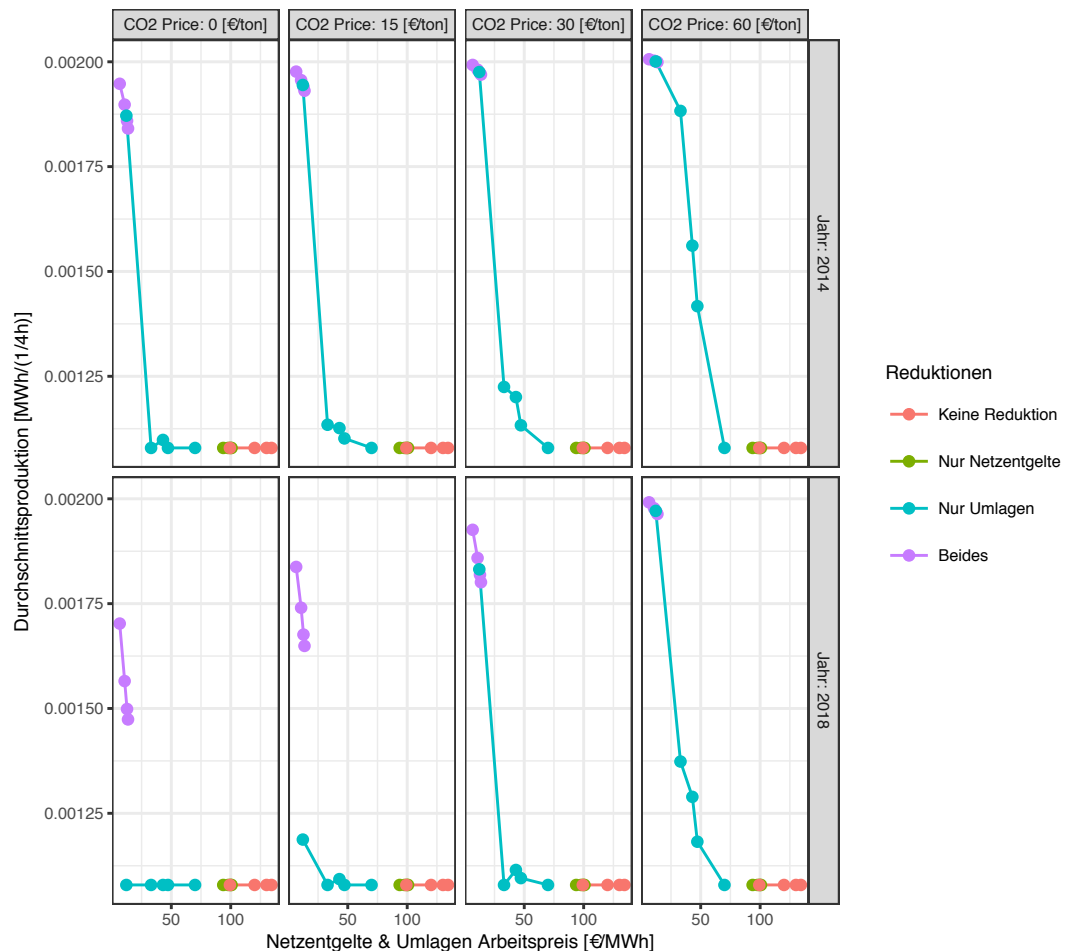


Abb. 7.3: Durchschnittlicher Stromverbrauch in verschiedenen Szenarien

Preisdauerlinie). Während der eigentliche Börsen-Strompreise in den verschiedenen Szenarien unverändert bleibt, werden die verschiedenen variablen Zusatzkosten je nach Ausnahmeregelungen (für Netzentgelte nach StromNEV §19, sowie Umlagenreduktionen, z.B. Stromsteuer und EEG) in verschiedenen Farben gruppiert. Es wird ersichtlich, dass in den vorliegenden Szenarien solche Vergünstigungen entscheidend sind. Falls keinerlei Vergünstigung der Umlagen vorliegt, ist Gas in fast allen Viertelstunden des Jahres günstiger als Strom. Dahingegen führen Vergünstigungen dazu, dass Strom wettbewerbsfähig ist. Bei gleichzeitiger Umlagen- und Netzentgeltbefreiung sogar so weit, dass Strom in den meisten Viertelstunden des Jahres günstiger ist als Gas.

In Abbildung 7.3 wird deutlich, dass je nach Kombination aus Netzentgelten & Umlagen mit verschiedenen CO₂-Preisen häufig relativ nah, oder direkt an der oberen oder unteren Stromverbrauchs-grenze, produziert wird (insb. in 2014). Nur in wenigen Fällen wird im Durchschnitt in der Mitte des möglichen Verbrauchsbereichs produziert, sodass die Flexibilitätsbereitstellung maximiert ist.

Als Metrik für Flexibilitätsbereitstellung wird im Folgenden die durchschnittliche absolute Abweichung vom durchschnittlichen Stromverbrauch benutzt, d.h. wie viel die Produktion im Durchschnitt vom Jahresmittelwerts des Verbrauchs in Prozent abweicht (positive und negative Abweichungen werden absolut und gleich gewichtet). Abbildung 7.4 stellt diese Flexibilitätsmetrik graphisch da. Wie ersichtlich wird, ist die Flexibilität dann am größten, wenn die relativen effektiven Strompreise ähnlich groß sind wie die Gaspreise (vgl. Abbildung 7.2), und dementsprechend im Jahresmittel nicht an den Rändern der möglichen Stromabnahme produziert wird, sondern in der Mitte (Abbildung 7.3).

Im Falle von niedrigen CO₂-Preisen (z.B. 0 Euro/Tonne CO₂) sind daher sehr günstige Netzentgelte und Umlagen notwendig, um Flexibilität zu erreichen (d.h. Ausnahmen sowohl in Netzentgelten & Umlagen), während ein höherer CO₂-Preis (z.B. 60 Euro/Tonne CO₂) dazu führen würde, dass dieselbe Kombination zu so günstigen Strompreisen führen würde, dass immer der maximale Anteil an Strom genützt würde, und daher kaum Flexibilität bereit steht. Es ist eindeutig, dass je breiter

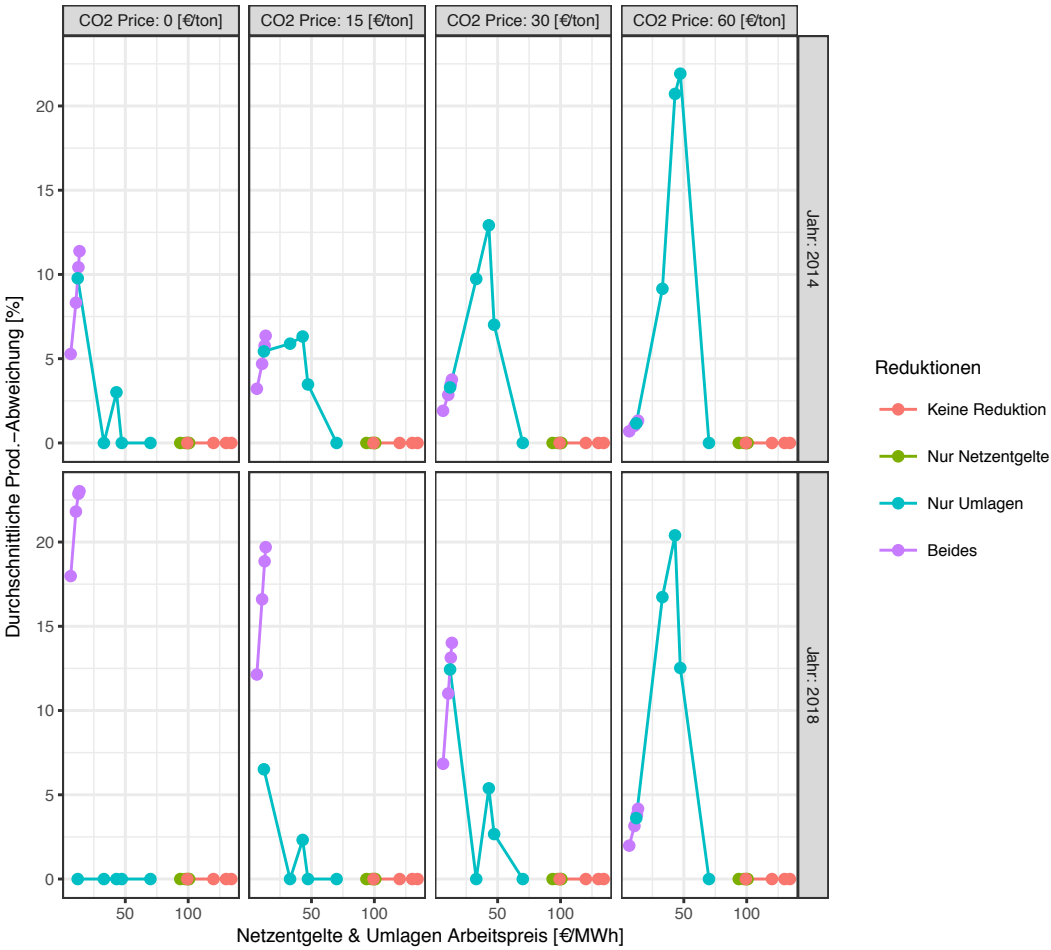


Abb. 7.4: Flexibilitätsbereitstellung: Durchschnittliche Abweichung vom Jahresmittel des Stromverbrauchs

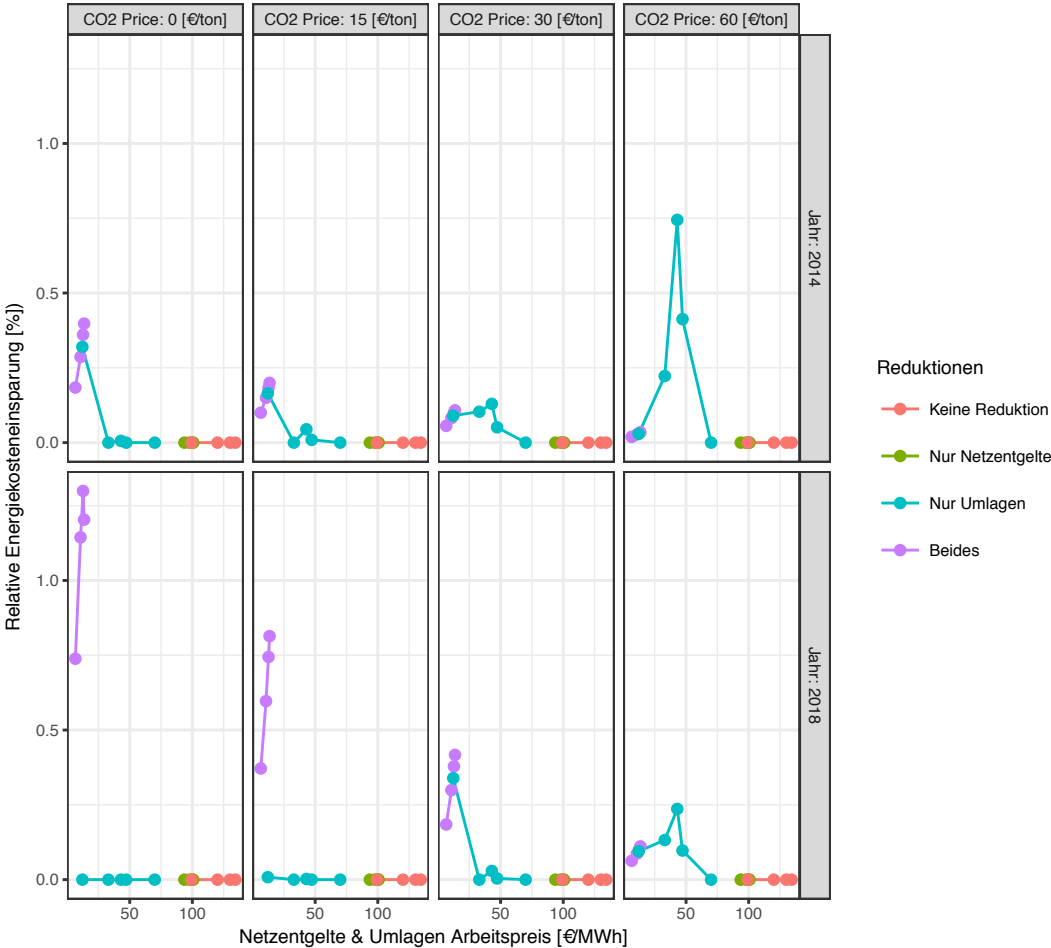


Abb. 7.5: Relative Energiekosteneinsparungen

die Verteilung von Strompreisen ist (wie in Zukunft erwartet), eine größere Breite von Netzentgelten und Umlagen zu Flexibilität führen würde. Die unterschiedliche maximale Höhe der erbrachten Flexibilitäten in den betrachteten CO₂-Preisszenarien ist nicht auf die spezifischen CO₂ Preisniveaus zurückzuführen, sondern deutet auf das relativ enge Band an für Flexibilität vorteilhaften Kombinationen aus Netzentgelten, Umlagen und CO₂-Preisen hin.

Um die Energiekosteneinsparungen (bezogen auf Gesamtenergiekosten, d.h. variable und fixe Strom- und Gaskosten) zu quantifizieren, wurden Modellläufe ohne Flexibilität erstellt. Für jedes betrachtete Szenario an Netzentgelten, Umlagen und Szenarien wurde dabei das optimale konstante Verhältnis aus Strom und Gas gesucht, sodass in Szenarien mit relativ günstigen Strom ein konstant hoher Anteil an Strom genutzt wird, und in Szenarien mit relativem teurem Strom ein konstant niedriger Anteil. So können die tatsächlich durch Flexibilität eingesparten Kosten beziffert werden. Abbildung 7.5 stellt diese Kosten dar; der Zusammenhang zwischen Flexibilitätserbringung (Abbildung 7.4) und Kosteneinsparungen ist deutlich zu sehen. Die relativen Einsparungen sind allerdings relativ gering, und betragen im besten untersuchten Szenario lediglich ca. 1,3 % der Gesamtenergiekosten.

7.1.4 Schlussfolgerungen

In der Glasindustrie existiert prinzipiell ein theoretisches Flexibilitätspotential durch aktive Steuerung von existierenden Hybridisierungsoptionen (durch die wahlweise Nutzung von Elektrizität und Gas zur Wärmebereitstellung in der Glaswanne), welches durch technische, praktische und regulatorische Rahmenbedingungen eingeschränkt wird. Diese Einschränkungen wurden mithilfe eines numerischen Modells anhand des Beispiels einer möglichen Intradayvermarktung von Flexibilität analysiert. Es wurden dabei ausschließlich Energiekosten im Betrieb evaluiert, Investitionskosten für die aktive Steuerung und IT wurden nicht berücksichtigt.

Es wurde festgestellt, dass ein durch technische, ökonomische und regulatorische Rahmenbedingungen gesetztes Fenster an Flexibilität existieren kann: sowohl zu günstige als auch zu teure Strompreise führen zu einem geringen ökonomischen Potential an Flexibilität, da ansonsten (im Rahmen der technischen Möglichkeiten) ausschließlich derjenige Energieträger benutzt wird, welcher dauerhaft günstiger ist. Daher führen nur gewisse Kombinationen an effektiven Strom- und Gaspreisen (beeinflusst durch Steuern, Netzentgelte und Umlagen) dazu, dass der Prozess prinzipiell ökonomisch sinnvoll dynamisch gefahren werden kann, da je nach Zeitpunkt der eine oder andere Energieträger günstiger ist. Bei einer größeren Volatilität von Strompreisen, wie sie in Zukunft erwartet werden, wird dies vermutlich häufiger der Fall sein. Aktuelle CO₂ Preise und weitgehende Ausnahmen von Netzentgelten und Umlagen würden bereits heute dazu führen, dass Elektrizität in der Glasherstellung im Betrieb günstiger sein kann und daher maximal ausgenutzt würde. Ob Investitionen in neue Anlagen mit einem höheren maximalen Energieeintrag durch Elektrizität ökonomisch sinnvoll wären, liegt allerdings außerhalb dieser Analyse, da keine Investitionskosten betrachtet wurden.

7.2 Verbrennung von Synthesegas (D. Zinsmeister; FFE; München)

Die Nutzung von Wasserstoff, welcher aus Erneuerbaren Energien Strom mit Hilfe von Power-to-Gas-Anlagen regenerativ erzeugt wird, bietet eine Möglichkeit, Stromnetze zu entlasten und den Netzausbau zu reduzieren. Hierbei können vorhandene Erdgasnetze als Speicher- und Transportinfrastruktur genutzt werden. Bisherige Untersuchungen und Modellversuche zeigten auf, dass eine Wasserstoffzumischung von bis zu 10 Vol.% für häusliche und gewerbliche Gasgeräte technisch machbar ist [5].

Neben der zentralen Erzeugung und Einspeisung von Wasserstoff ist auch eine dezentrale Erzeugung direkt beim Verbraucher möglich. Für den flexiblen dezentralen Erzeuger bietet dies eine zusätzliche Flexibilität bei der Brennstoffwahl. Dadurch können gegebenenfalls Energiekosten reduziert werden. In Branchengesprächen konnte ermittelt werden, dass bei entsprechender Umrüstung der Industriebrenner ein Wasserstoffanteil von bis zu 40 Vol.-% realisierbar ist. Dieser Prozess soll in der nachfolgenden Modellierung betrachtet werden.

Ein variabler Anteil an Wasserstoff führt bei der Verbrennung zu Änderungen im Luftbedarf, der Verbrennungsgüte und aufgrund des unterschiedlichen Brennerts auch der Leistung. Um diese Änderungen ausgleichen zu können, sind Umrüstungen an den Gasbrennern und eine Gasanalyse-vorrichtung notwendig, damit die Qualität der Erzeugnisse nicht negativ beeinflusst wird.

7.2.1 Modellbeschreibung

Für die Modelluntersuchung wird ein gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsmodell (engl.: mixed-integer linear programming, MILP) eingesetzt. Diese Optimierungsart eignet sich sehr gut für die Ausbau- und Einsatzplanung von Systemen.

MILP Optimierung ist ein Teilgebiet der angewandten Mathematik, welches sich mit der Optimierung linearer Zielfunktionen beschäftigt. Im Gegensatz zur linearen Optimierung haben hierbei einige oder alle Variablen die Einschränkung, nur ganzzahlige Werte annehmen zu können. Vorteil dieser zusätzlichen Forderung ist, dass man hierdurch den reellen Lösungsraum einschränkt, was reale Komponenten oftmals genauer abbildet, da diese nicht immer über das gesamte Leistungsspektrum modulierbar sind. Nachteil ist, dass die Lösungsfindung dieser Probleme komplizierter ist. Für die nachfolgende Betrachtung wurde ein solches Optimierungssystem (Ficus [6]) verwendet, welches für die Einsatzplanung von Fabriken erstellt wurde. Im Gegensatz zu vielen anderen Optimierungsansätzen für Energiesysteme können bei diesem Modell neben den Investitions- und Betriebskosten auch Kosten für Leistungsentgelte und Neustarten von Komponenten berücksichtigt werden. Das mathematische Modell ist derart aufgebaut, dass verschiedene Güter- und Energieflüsse berücksichtigt werden können [6, 7].

Die Grundstruktur des Modells ist Abbildung 7.6 dargestellt. Das Modell ist derart aufgebaut, dass die Gesamtkosten des Systems optimiert werden. Diese Kosten können durch Waren (commodities) oder die Investition in, bzw. den Betrieb von Technologien (process) und Speichern entstehen. Für jedes einzelne Gut kann definiert werden, ob dieses importiert/exportiert (blau), gespeichert (grün), verbraucht (rot), oder in verschiedenen Prozessen verwendet, bzw. erzeugt (grau) wird. Die Pfeile stellen die jeweilige Richtung des Warenflusses dar. Das System sorgt dafür, dass zu jedem Zeitpunkt die Bilanz der einzelnen Güterflüsse ausgeglichen ist. Investitionen für eine Erweiterung der Anlagen oder Speicher werden mit einer Abschreibungsdauer und einem gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostensatz (WACC: Weighted Average Cost of Capital) in der Simulation berücksichtigt.

Kosten, bzw. Erträge der importierten und exportierten Güter und deren Verbrauch werden vorab in einer Zeitreihe abgelegt [6]. Für das Modell wird wie in Abschnitt 7.1.1 von einer perfekten Voraussicht der Einsatzplanung und der Energiepreise ausgegangen.

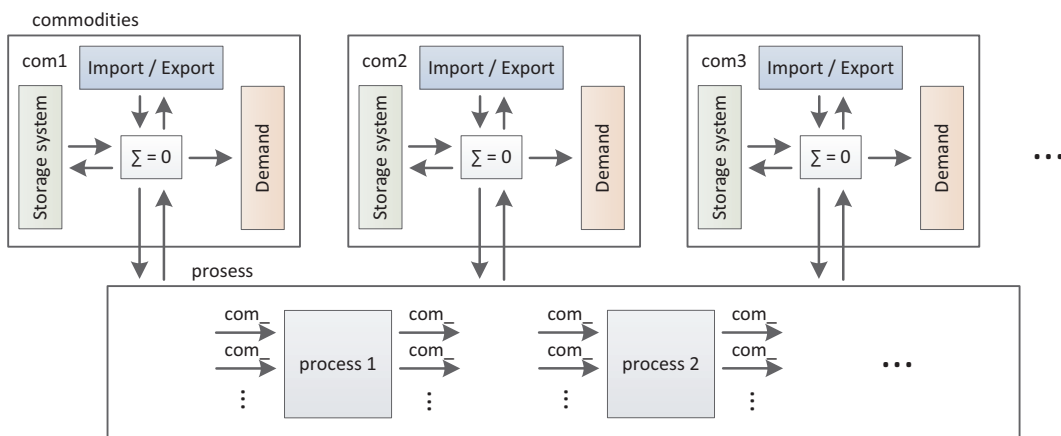


Abb. 7.6: Exemplarische Struktur der Modellierung in Ficus

Die zu optimierende Zielfunktion lautet:

$$\min_{\chi^{tot}} = \min \left(\chi_p + \chi_s + \chi^{imp} + \chi^{exp} + \chi^{peak} + \chi^{fee} \right) \quad \text{Formel 1}$$

Die einzelnen Gleichungen der Zielfunktion sind in Tabelle 74, die unterschiedlichen Variablen in Tabelle 7.5 aufgeführt. Eine detaillierte Beschreibung der Unterfunktionen ist in [6] zu finden.

Tabelle 7.4: Gleichungen der Zielfunktion

Beschreibung	Gleichung
Prozesskosten	$\chi = \chi^{inv} + \chi^{fix} + \chi^{var}$
Speicherkosten	$\chi = \chi^{inv} + \chi^{fix} + \chi^{var}$
Importkosten	$\chi^{imp} = \sum_{t \in T} \sum_{c \in \mathcal{C}^{imp}} \rho_{c,t}^{imp} \cdot x_{c,t}^{imp} \cdot \frac{\Delta T}{3600s} \cdot \frac{1}{\Delta T^{tot}}$
Exportkosten	$\chi^{exp} = \sum_{t \in T} \sum_{c \in \mathcal{C}^{exp}} -\rho_{c,t}^{exp} \cdot x_{c,t}^{exp} \cdot \frac{\Delta T}{3600s} \cdot \frac{1}{\Delta T^{tot}}$
Leistungsentgelt	$\chi^{peak} = \sum_{c \in \mathcal{C}^{imp}} \tilde{\rho}_c^{peak} \cdot \chi_c^{peak}$
Zusätzliche Gebühren	χ^{fee}

Tabelle 7.5: Variablen

Variable	Beschreibung
$t \in T$	Zeitabschnitt;
$c \in \mathcal{C}$	Gut (comodity)
T	Gesamtzahl an Zeitschritten
ΔT	Zeitschrittdauer
ΔT^{tot}	Gesamtdauer
χ_s^{inv}, χ^{inv}	Spezifische Investitionskosten
χ_s^{fix}, χ^{fix}	Spezifische fixe Kosten
χ_s^{var}, χ^{var}	Spezifische variable Kosten
$\chi_{c,t}^{imp}, \chi_{c,t}^{exp}$	Import-/ Exportkosten des Gutes c in Zeitschritt t
χ^{peak}	Leistungsentgelt
$\rho_{c,t}^{imp}, \rho_{c,t}^{exp}$	Importierte / Exportierte Leistung des Gutes c in Zeitschritt t
$\tilde{\rho}_c^{peak}$	Maximale bezogene Leistung des Gutes c (Bei Energieträgern)

7.2.2 Prozessbeschreibung

Es wird ein fiktiver Hersteller von Schamotte betrachtet. Abbildung 7.7 stellt das Schema des modellierten Prozesses mit den Daten des Nennbetriebspunktes und blau dargestellt die Erweiterung zur Verbrennung von Elektrolysegas dar. Für die Modellierung wird davon ausgegangen, dass wöchentlich 350 Tonnen fertiges Produkt abgerufen werden.

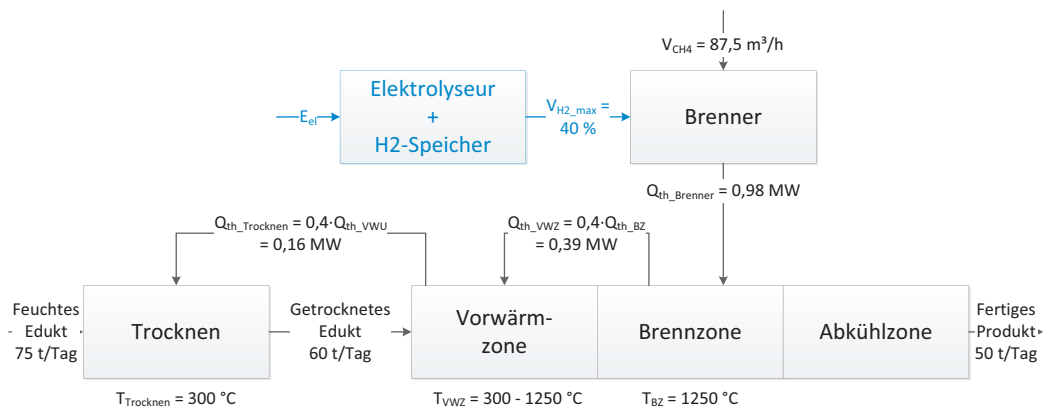


Abb. 7.7: Schema des modellierten Prozesses, in schwarz ist der bisherige Prozess dargestellt, blau dargestellt ist die Erweiterung zur Verbrennung von Synthesegas

Die angenommenen Kosten der Brennstoffe und die Kosten des CO₂-Ausstoßes werden auf Grundlage der in Tabelle 7.6 angenommenen Leistungs- und Arbeitsentgelte berechnet. Da keine Firmendaten bekannt sind, werden als Grundlage die Brennstoffpreise der Analysen des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln (EWI) [7,8], des Mona-Projekts [9] und der Preise am Spotmarkt 2017 [10] verwendet. Zusätzlich werden die in [11] aufgeführten durchschnittlichen Abgaben von Unternehmen aufgeschlagen.

Tabelle 7.6: Kosten für Import- / Exportgüter

Import- / Exportgüter	Leistungsentgelt [€/kW/a]	Arbeitspreis		Quelle
		Szenario 2017	Szenario 2030	
Strom	61,47	Spotmarkt 2017, inkl. Abgaben	Preiszeitreihe EWI, inkl. Abgaben	Day-Ahead-Auction (epexspot), EWI [12], Abgaben [11].
Erdgas	7,22	0,0273 €/kWh	0,0288 €/kWh	Mona [9], inkl. Abgaben
CO ₂	0	0 €/t / 7,6 €/t ⁵	30 €/t	Mona [9]

Im Modell von EWI steigen die Endkonsumentenpreise für energieintensive Modelle von 55 €/MWh im Jahr 2011 auf 77,8 €/MWh im Jahr 2030 [8].

Die Prozess- und Speicherkosten, welche in der Zielfunktion berücksichtigt werden, werden aufgrund der in Tabelle 7.7 und Tabelle 7.8 aufgelisteten Technologiekosten und -eigenschaften berechnet. Diese wurden in Zusammenarbeit mit Branchenvertretern und anhand einer Literaturrecherche erarbeitet. Für die Investition wird eine Amortisationszeit von 10 Jahren und ein gewichteter durchschnittlicher Kapitalkostensatz (wacc) von 5 % zugrunde gelegt.

Tabelle 7.7: Technologiekosten

Art	Investitionskosten	Betriebskosten	Installierte / maximale Kapazität	Quelle
Gasbrenner	-	-	1,2 MW / 1,2 MW	Branchengespräche
Gasbrenner (notwendige Erweiterungen)	100.000 €	-	-	Branchengespräche
Elektrolyseur	1500 €/kW	75 €/kW	0 MW / 0,5 MW	[13, 14, 15]
H ₂ -Speicher	14 €/kWh	0,3 €/kWh	0 MWh / offen	[15, 16]
Lagerhalle (Produkt)	-	-	400 t / 400 t ⁶	Branchengespräche
Lagerhalle (Rohstoffe)	-	-	200 t / 200 t	Branchengespräche

Tabelle 7.8: Technologieeigenschaften

Art	Wirkungsgrad / Zyklusnutzungsgrad [%]	Selbstentladungsrate [% / Monat]	Quelle
Gasbrenner	100 ⁷	-	Branchengespräche
Elektrolyseur	70	-	[15]
H ₂ Speicher	97,8	0,5	[15]
Lagerhalle (Produkt)	100	0	Branchengespräche
Lagerhalle (Rohstoffe)	100	0	Branchengespräche

5 Die Feuerfestindustrie ist von den CO₂-Abgaben befreit, weshalb bei diesem Szenario ein Preis von 0 €/t verwendet wird

6 Größe der Lagerhalle: 4000 t, da allerdings bis zu 10 verschiedene Sorten hergestellt und gelagert werden, wurde für die Modellierung eine Größe von 400 t pro Abruf angenommen

7 Datengrundlage des Branchenpartners war der Gasverbrauch, nicht die tatsächlich erzeugte Wärmemenge

7.2.3 Analysen

Nachfolgend werden verschiedene Szenarien analysiert. Als Vergleichsszenario wird das Jahr 2017 modelliert, bei welchem die Befreiung von CO₂-Abgaben berücksichtigt ist. Wie in Abbildung 7.8 zu sehen ist, sind selbst bei einer bereits erfolgten Umstellung des Gasbrenners und einem vorhandenen Elektrolyseur die Kosten im betrachteten Szenario aufgrund der zusätzlichen Fixkosten des Elektrolyseurs höher als bei einer reinen Verbrennung von Erdgas. Es wurde angenommen, dass ein Elektrolyseur mit einer Leistung 100 kW installiert ist und kein zusätzliches Leistungsentgelt für den bezogenen Strom anfällt. Ein zusätzlich anfallendes Leistungsentgelt würde den Betrieb des Elektrolyseurs komplett verhindern.

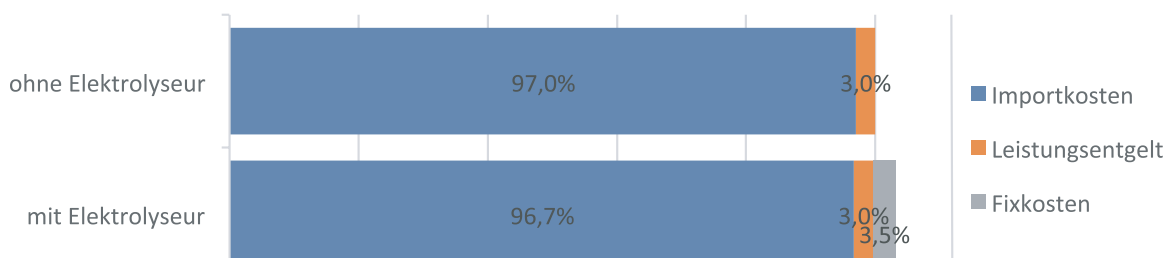


Abb. 7.8: Einfluss der Fixkosten des Elektrolyseurs

In der Modellierung des Jahres 2030 werden Kosten für den CO₂-Ausstoß berücksichtigt und verschiedene Szenarien analysiert. Zuerst wird der Einfluss sinkender Investitionskosten betrachtet, vor allem die Einsatzmöglichkeit der Wasserstoffverbrennung, wenn aufgrund schwankenden Wasserstoffanteils im Erdgasnetz die Erweiterungen am Gasbrenner bereits erfolgt sind. Dadurch würde ein sehr hoher Teil der Investitionskosten entfallen. Anschließend wird der Einfluss der Fixkosten zum Betreiben des Elektrolyseurs untersucht.

In der abschließenden Betrachtung wird angenommen, dass für die Elektrolyse in Zeiten des Stromüberschusses keine zusätzlichen Abgaben und kein höheres Leistungsentgelt entrichtet werden muss. Abbildung 7.9 zeigt die Aufteilung der Kosten des Modells, wenn die Investitions- und Fixkosten des Elektrolyseurs 150 €/kW, bzw. 40 €/kW/a betragen.

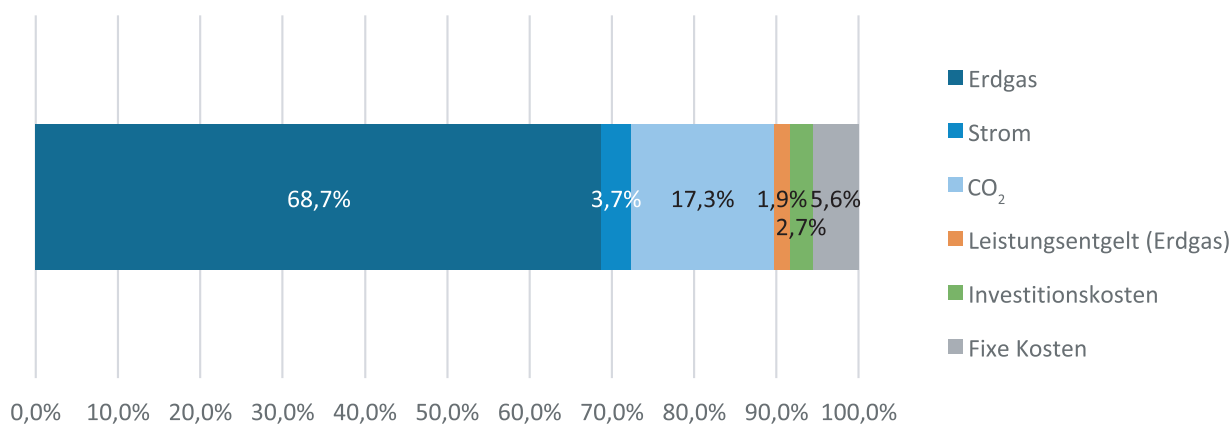


Abb. 7.9: Kostenverteilung

Exemplarisch ist in Abbildung 7.10 für zwei Wochen Ende Februar die Produktion und der Energiebezug dargestellt. Es ist deutlich erkennbar, dass zu Zeitpunkten niedriger Stromkosten der Erdgasverbrauch sinkt und oftmals gleichzeitig die Produktion gesteigert wird. Um auf wechselnde Strompreise reagieren zu können, ist ein flexibel betreibbarer Elektrolyseur notwendig. Die Modellierung ergab außerdem, dass der Betrieb eines kleinen Wasserstoffspeichers mit ca. 13 kg Speicherinhalt angeschafft werden würde.

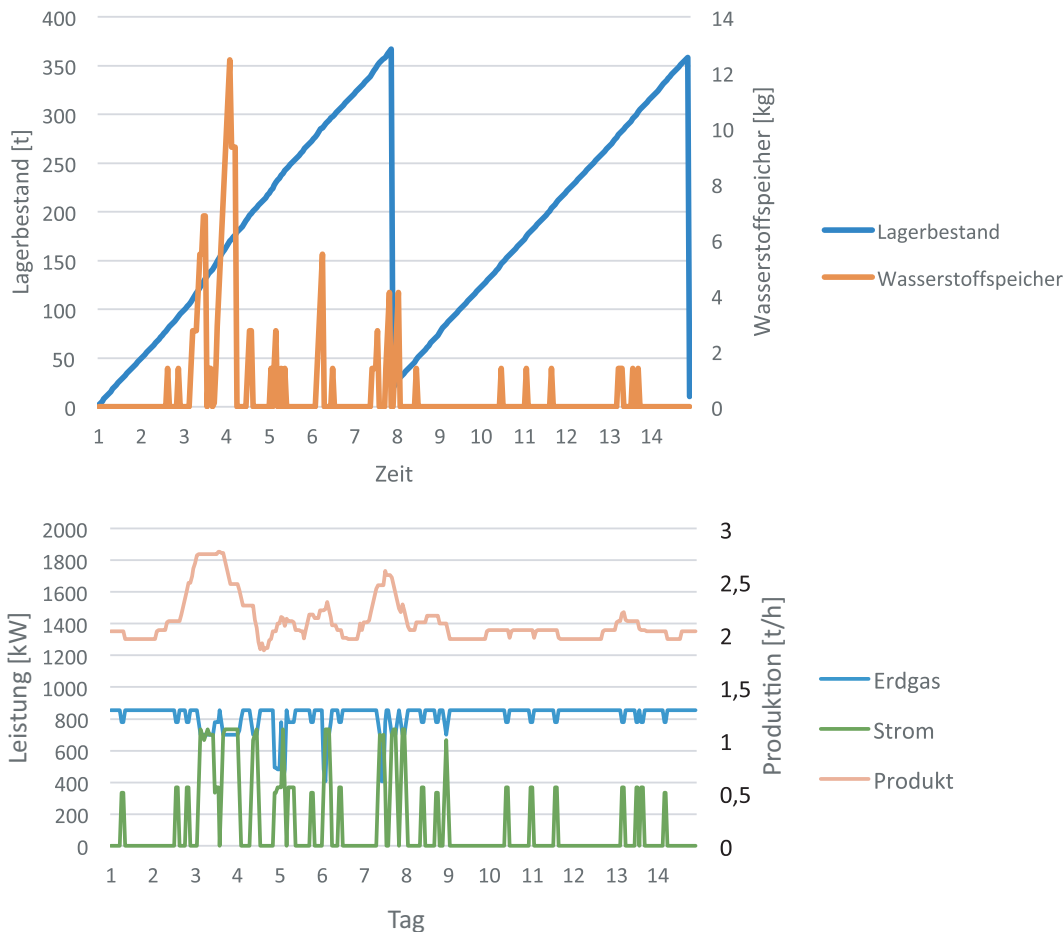


Abb. 7.10: Produktionsverlauf für zwei exemplarische Wochen Ende Februar

7.2.4 Fazit

Der Einsatz eines Elektrolyseurs zur Verbrennung von Synthesegas ist bei einer wirtschaftlichen Betrachtung in Zukunft nur unter bestimmten Voraussetzungen rentabel:

- Investitionskosten:**
 Die Investitionskosten für die Anschaffung eines Elektrolyseurs müssen stark sinken, bzw. von staatlicher Seite entsprechend subventioniert werden. Im Modell lohnt sich der Einsatz eines Elektrolyseurs erst bei maximalen Kosten von 150 €/kW, was 10 % der aktuellen Kosten entspricht.
 Eine Nachrüstung der Gasbrenner mit entsprechender Mess- und Regeltechnik einzig zur Verbrennung von durch Elektrolyse hergestelltem Wasserstoff verhindert aus ökonomischer Sicht die Erschließung dieses Flexibilitätspotentials. Ein Einsatz wäre nur dann möglich, wenn aus anderen Gründen (z.B. schwankende Erdgasqualität) die Anschaffung erfolgen muss. Dies stellt allerdings eine hohe finanzielle Belastung der Hersteller dar.
- Fixkosten des Elektrolyseurs:**
 Die anfallenden Fixkosten zum Betrieb des Elektrolyseurs müssten um mindestens 65 % niedriger sein als bei den in [15] aufgeführten Daten.
- Leistungsentgelt:**
 Sollte ein zusätzliches Leistungsentgelt zu Zeiten niedriger Strompreise anfallen, ist der Strombezug nicht rentabel. Eine Lösung hierfür wäre das Einführen eines zeitlich flexiblen Leistungsentgelts, welches zum Strombezug in Zeiten von Stromüberschuss motivieren kann.
- Stromabgaben:**
 Der Wegfall von Abgaben auf Strom in Zeiten von Stromüberschuss würde die Rentabilität der Verbrennung von Synthesegas unterstützen.

Weiter ergibt die Modellierung, dass sich der Einsatz eines Wasserstoffspeichers erst bei sehr niedrigen Elektrolyseurkosten lohnt und dieser dann auch nur ein sehr geringes Volumen hat.

7.3 Elektrische Verbrennungsluftvorwärmung als hybrider Prozess (D. Zinsmeister; FFE; München)

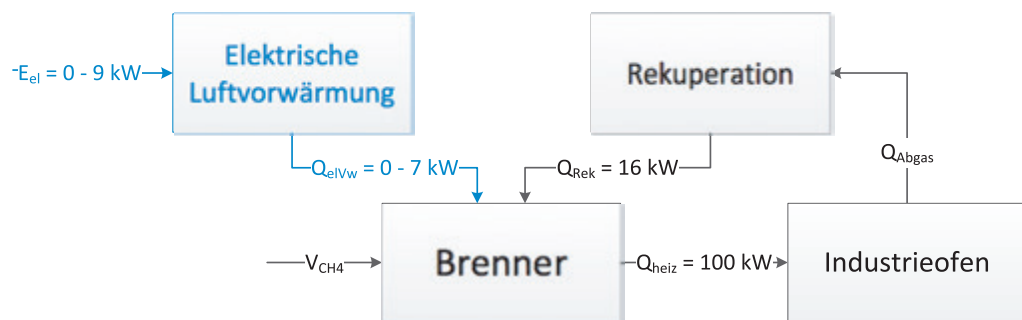
In der Grundstoffindustrie wird die für verschiedene Prozesse benötigte Wärme oftmals durch Verbrennen von Erdgas bereitgestellt. Um hierbei den Wirkungsgrad der Brenner zu steigern, werden bereits häufig Rekuperatoren zur Vorwärmung der Verbrennungsluft eingesetzt. Die Erweiterung dieser Brenner um ein elektrisches Heizgerät ermöglicht die Hybridisierung der Verbrennungsluftvorwärmung, wodurch brennstoffbeheizte Industrieöfen Flexibilität am Strommarkt anbieten und somit Energiekosten und den CO_2 -Ausstoß reduzieren können. Ein weiterer Vorteil der hybriden Verbrennungsluftvorwärmung ist, dass hierdurch beim Anfahren der Öfen die Verbrennungsluft bereits unabhängig von der Abgastemperatur aufgeheizt werden kann, was zu einer verbesserten Dynamik beim Anfahren und Brennstoffeinsparungen führen kann. Dieser dynamische Effekt wurde in der Modellierung nicht dargestellt, da hierzu detaillierte Informationen zu Verlusten beim Anfahren der Verbrennung notwendig wären.

Es wird wieder das in Kapitel 7.2.1 beschriebene Optimierungsprogramm *ficus* verwendet.

7.3.1 Prozessbeschreibung

Die hybride Verbrennungsluftvorwärmung wird schematisch in Abbildung 7.11 beschrieben. Der elektrische Heizstab kann zusätzlich zur Abgasrekuperation variabel betrieben werden. Für die Betrachtung wurde ein konstanter Wärmebezug von 100 kW angenommen, da in der Grundstoffindustrie häufig versucht wird, Prozesse konstant zu fahren. Zur Analyse von konkreten Anlagen und Umsetzungsmöglichkeiten können hier auch einfach dynamische Werte angenommen, oder das Modell erweitert werden.

Abb. 7.11: Schema des modellierten Prozesses, in schwarz ist der bisherige Prozess dargestellt, blau dargestellt ist die Erweiterung zur elektrischen Verbrennungsluftvorwärmung



Zur Bestimmung der Import-/ Exportkosten und Leistungsentgelte werden die bereits vorgestellten Kosten aus Tabelle 7.6 verwendet.

In einem Versuchsaufbau am Instituts für Industrieofenbau und Wärmetechnik der RWTH Aachen University wurden bereits Simulationsergebnisse zur hybriden Verbrennungsluftvorwärmung experimentell validiert und auf Machbarkeit untersucht [17]. Die hierbei verwendeten Daten dienen als Grundlage für die Technologie und sind in Tabelle 7.9 aufgeführt. Wie bereits im vorherigen Kapitel werden für die Investition eine Amortisationszeit von 10 Jahren und ein gewichteter durchschnittlicher Kapitalkostensatz von 5 % zugrunde gelegt.

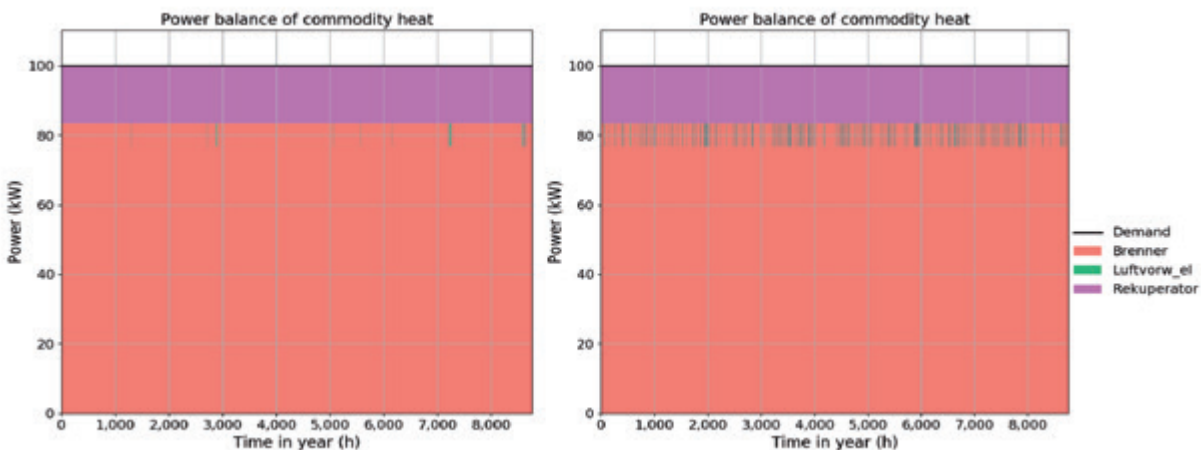
Tabelle 7.9: Technologiekosten und -eigenschaften

Art	Investitionskosten	Installierte Kapazität	Wirkungsgrad [%]	Quelle
Gasbrenner	–	100 kW	100 ⁸	Annahmen auf Grundlage von [17]
Rekuperation	–	16 kW	100 ⁹	Annahmen auf Grundlage von [17]
Elektrische Luftvorwärmung	1000 €/kW	–	73,6	Abschätzungen [17]

7.3.2 Analysen

In diesem Abschnitt werden ähnliche Szenarien wie in Kapitel 7.1.2 analysiert. Ausgehend wird wieder das Referenzszenario mit Daten des Jahres 2017 betrachtet. Wie erwartet, ist zur Minderung der Brennstoffkosten die Investition in eine hybride Verbrennungsluftvorwärmung noch nicht lohnend. Selbst wenn diese bereits zur Verbesserung der Dynamik beim Anfahren installiert wäre, würde aus ökonomischen Gründen der Einsatz des elektrischen Heizstabs nur dann Sinn machen, wenn hierdurch kein höheres Leistungsentgelt zu entrichten ist. Der Einsatz des Elektroheizstabs bei gleich bleibendem Leistungsentgelt ist in Abbildung 7.12 (links) aufgezeichnet. Hierbei kommt es vereinzelt zum Einsatz des elektrischen Heizstabs, der Erdgaseinsatz kann allerdings kaum gesenkt werden.

Auf der rechten Seite von Abbildung 7.12 ist die gleiche Betrachtung bei Energiekosten des Jahres 2030 dargestellt. Es ist erkennbar, dass bei dem verwendeten Strompreismodell im Jahr 2030 aufgrund der stärker schwankenden Strompreise der Einsatz des elektrischen Heizstabs sich häufiger lohnt als aktuell. Wie schon im Referenzjahr 2017 würde allerdings ein höheres Leistungsentgelt für den Einsatz des elektrischen Heizstabs zu höheren Energiekosten führen. Die Kosten der Wärmeerzeugung stiegen trotz häufigerem Einsatz des elektrischen Heizstabs bei den getroffenen Annahmen um insgesamt 45 %.



Im nächsten Schritt wird untersucht, welche Voraussetzungen gegeben sein müssen, damit sich die Anschaffung einer hybriden Verbrennungsluftvorwärmung zur Flexibilisierung lohnt bei dem Szenario im Jahr 2030 lohnt. Es wird wiederum der Einfluss der verschiedenen Kostenfaktoren betrachtet.

Ein Ausbau der elektrischen Verbrennungsluftvorwärmung erfolgt hierbei erst ab einem Investitionspreis des elektrischen Heizstabs von ca. 100 €/kW. Abbildung 7.13 oben zeigt die Aufteilung der Kosten, wenn kein zusätzliches Leistungsentgelt entrichtet werden muss. Abbildung 7.13 unten stellt dem gegenüber die Kosten dar, wenn zusätzlich die Stromabgaben in Zeiten von Stromüberschuss entfallen. Der Entfall der Stromabgaben würde zu einem 2,3-mal häufigeren Einsatz der elektrischen Verbrennungsluftvorwärmung führen.

Abb. 7.12: Einsatz der elektrischen Verbrennungsluftvorwärmung bei Verwendung der Stromkosten des Jahres 2017 (links) und 2030 (rechts)

8 Grundlage der Betrachtung ist die Massenbilanz der Luftvorwärmung, als Wirkungsgrad kann 100 % angenommen werden

9 Datengrundlage des Branchenpartners war der Gasverbrauch, nicht die tatsächlich erzeugte Wärmemenge

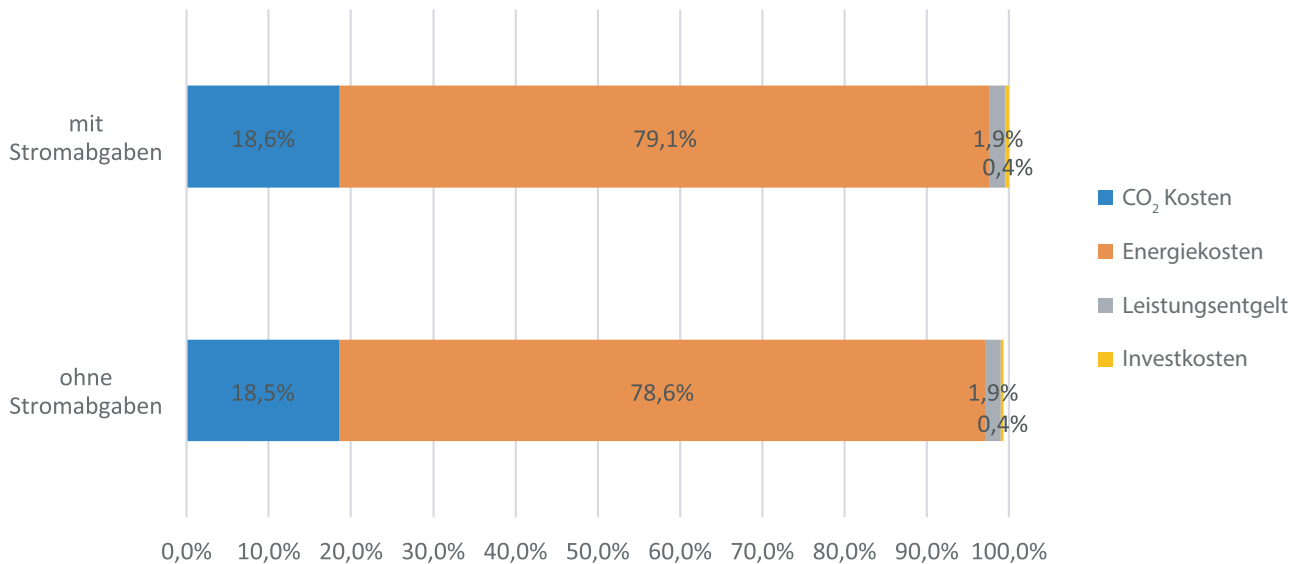


Abb. 7.13: Kostenaufteilung
hybride Verbrennungsluft-
vorwärmung

7.3.3 Fazit

Im Vergleich zur Verbrennung von Synthesegas aus dem vorherigen Kapitel ist der Einsatz der hybriden Verbrennungsluftvorwärmung als Maßnahme zur Steigerung der Flexibilität einfacher umzusetzen.

Für den Einsatz der hybriden Verbrennungsluftvorwärmung zur Flexibilisierung des Prozesses sind allerdings ähnliche Voraussetzungen wie in Abschnitt 7.2.4 notwendig:

- **Investitionskosten:**
Die Investitionskosten für eine Erweiterung der Verbrennungsluftvorwärmung rein zur Flexibilisierung des Energiebezugs dürfen maximal 200 €/kW betragen.
- **Leistungsentgelt:**
Das Anfallen eines zusätzlichen Leistungsentgelts für den Bezug elektrischer Energie ist ein KO-Kriterium, das den Einsatz der hybriden Verbrennungsluftvorwärmung verhindert.
- **Stromabgaben:**
Eine Befreiung von Abgaben auf Strom in Zeiten von Stromüberschuss würde die Rentabilität der Verbrennung von Synthesegas unterstützen und zu mehr Flexibilität motivieren.

7.4 Literatur

- [1] GITZHOFFER ET. AL., 2008. Schlussbericht, Förderkennzeichen: 206 42 300/02, Teilvorhaben 02: Bereitstellung aktueller Emissionsdaten für die Glas- und Mineralfaserindustrie.
- [2] RICHTSTEIN, J. & NEUHOFF, K., 2018. Vergleich der wirtschaftlichen Potenziale ausgewählter Prozesse, Kapitel 7, in „Flexibilitätsoptionen in der Grundstoffindustrie“, Hrgs. Florian Ausfelder, Antje Seitz und Serafin von Roon, 1. Auflage, ISBN: 978-3-89746-206-9
- [3] WESTNETZ, 2018. Entgelte für Netznutzung, Jahresleistungspreissystem für Entnahme mit registrierender Lastgangmessung.
- [4] BUNDESNETZAGENTUR, 2018. Monitoringbericht 2018, Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB, Stand: 29. Mai 2019.
- [5] DÖRR, H., K. KRÖGER, F. GRAF, W. KÖPPEL, F. BURMEISTER, SENNER JANINA, P. NITSCHKE-KOWSKY und W. WEBING, 2016. Untersuchungen zur Einspeisung von Wasserstoff in ein Erdgasnetz. DVGW energie | wasser-praxis, 2016(11/2016).
- [6] ATABAY, D., 2017. An open-source model for optimal design and operation of industrial energy systems [online]. Energy, 121, 803-821. ISSN 03605442 [Zugriff am: 21. Juni 2019]. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.energy.2017.01.030
- [7] RINGKJØB, H.-K., P.M. HAUGAN und I.M. SOLBREKKE, 2018. A review of modelling tools for energy and electricity systems with large shares of variable renewables [online]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 96, 440-459. ISSN 13640321. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.rser.2018.08.002
- [8] KNAUT, A., C. TODE, D. LINDENBERGER, R. MALISCHEK, S. PAULUS und J. WAGNER, 2016. The reference forecast of the German energy transition—An outlook on electricity markets [online]. Energy Policy, 92, 477-491. ISSN 03014215 [Zugriff am: 28. Juni 2019]. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.enpol.2016.02.010
- [9] REGETT, A., A. ZEISELMAIR, K. WACHINGER und C. HELLER, März 2017. Merit Order Netz-Ausbau 2030. Szenario-Analyse - potenzielle zukünftige Rahmenbedingungen für den Netz-Ausbau : Abschlussbericht. München: FfE Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.
- [10] EPEXSPOT. Market Data Day-Ahead Auction [online]. Verfügbar unter: <http://www.epexspot.com/en/market-data/dayaheadauction>
- [11] BDEW BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V. BDEW-Strompreisanalyse Januar 2019 [online] [Zugriff am: 21. Juni 2019].
- [12] RICHTER, J. DIMENSION – A Dispatch and Investment Model for European Electricity Markets.
- [13] HENTSCHEL, J., 2014. Potenziale nachhaltiger Power-to-Gas Kraftstoffe aus Elektrizitätsüberschüssen im Jahr 2030. Dissertation. AutoUni-Schriftenreihe. 61. ISBN 978-3-8325-3702-9.
- [14] SCHMIDT, O., A. GAMBHIR, I. STAFFELL, A. HAWKES, J. NELSON und S. FEW, 2017. Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study [online]. International Journal of Hydrogen Energy, 42(52), 30470-30492. ISSN 03603199. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.ijhydene.2017.10.045
- [15] HOVEN, M.v.d., 2015. *Technology Roadmap. Hydrogen and Fuel Cells* [online]. Verfügbar unter: [http://ieahydrogen.org/pdfs/TechnologyRoadmapHydrogenandFuelCells-\(1\).aspx](http://ieahydrogen.org/pdfs/TechnologyRoadmapHydrogenandFuelCells-(1).aspx)
- [16] BUNDESMINISTERIUM FÜR VERKEHR UND DIGITALE INFRASTRUKTUR (BMVI), 2014. Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem. Abschlussbericht [online]. Berlin. Verfügbar unter: https://www.now-gmbh.de/content/1-aktuelles/1-presse/20140402-abschlussbericht-zur-integration-von-wind-wasserstoff-systemen-in-das-energiesystem-ist-veroeffentlicht/abschlussbericht_integration_von_wind-wasserstoff-systemen_in_das_energiesystem.pdf
- [17] SCHWOTZER, C., F. SCHECK, H. PFEIFER und W. BENDER, 2018. Hybrider Rekuperator für den Einsatz erneuerbarer Energien im Industrieofenbau. Prozesswärme, 2018(03/2018).

8 FALLBEISPIELE FÜR FLEXIBILITÄTSPOTENZIALE UND FLEXIBILITÄTSPERSPEKTIVEN IN DER STAHLHERSTELLUNG

Verantwortliche Autoren

Steffen Möhring steffen.moehring@bfi.de
 VDEh-Betriebsforschungsinstitut GmbH, Sohnstraße 65, 40237 Düsseldorf
 Roland Pietruck roland.pietruck@bfi.de
 VDEh-Betriebsforschungsinstitut GmbH, Sohnstraße 65, 40237 Düsseldorf
 Holger Rosemann holger.rosemann@bfi.de
 VDEh-Betriebsforschungsinstitut GmbH, Sohnstraße 65, 40237 Düsseldorf
 Andreas Queck andreas.queck@bfi.de
 VDEh-Betriebsforschungsinstitut GmbH, Sohnstraße 65, 40237 Düsseldorf

Weitere beteiligte Partner

Michael Mayer michael.mayer@lech-stahlwerke.de
 Lech-Stahlwerke GmbH, Industriestrasse 1, 86405 Meitingen
 Matthias Weng matthias.weng@arcelormittal.com
 Arcelor Mittal Hamburg GmbH, Dradenaustasse 33, 21129 Hamburg

8.1 Vorbemerkungen

In Teil 1 des Berichts [1] wurde die Herstellung von Eisen- und Stahl entsprechend der Elektroofenroute erläutert und dabei insbesondere das Flexibilitätspotential des Elektrolichtbogenofens untersucht. Diese Untersuchung wird in dem vorliegenden Teil 2 verifiziert und ergänzt um vertiefte Analysen des Betriebsverhaltens eines Elektrolichtbogenofens. Weiterhin wird die Flexibilität größerer Haupt- und Nebenanlagen der Elektrostahlroute betrachtet. Im vorliegenden Teil 2 werden weitere Potentiale und Perspektiven für die Schaffung neuer Flexibilitäten in der Eisen- und Stahlindustrie dargestellt. So kann Strom in einigen Prozessen auch hybrid als Energieträger genutzt werden mit teilweiser Substitution von fossilen Brennstoffen. In diesem Zusammenhang wurden Perspektiven zur Flexibilisierung des Brennstoffeinsatzes mittels einer hybriden Beheizung eines Warmwalzwerks untersucht. Außerdem werden Möglichkeiten zur Umstellung von fossilen Brennstoffen der Stahlerzeugung auf synthetische Gase betrachtet.

8.2 Betriebsdaten eines Elektrolichtbogenofens

Elektrolichtbogenöfen kommen aufgrund ihrer großen elektrischen Leistungsaufnahme und ihres chargenweisen Betriebes für eine flexible Nutzung von elektrischer Energie besonders in Frage. Der Vorgang zum Einschmelzen von Stahlschrott erfordert i.d.R. eine Chargenzeit von ca. 40-60 min. Innerhalb dieser Zykluszeit werden 1 bis 3 Körbe an Schrott in das Ofengefäß gefüllt und eingeschmolzen. Der Einschmelzvorgang wird mehrfach kurzzeitig unterbrochen z.B. für das Nachsetzen des 2. oder 3. Korbes. Kurz vor dem Abstich finden z. T. weitere kurze Unterbrechungen für Probenahmen und Temperaturmessungen statt, für die der Lichtbogenofen abzuschalten ist („power-off“). In der „power-on“-Betriebszeit mit aktivem Lichtbogen kann die Leistung des Lichtbogens

ggf. verändert und an den Einschmelzvorgang angepasst werden. Die power-on-Betriebszeit eines Elektrolichtbogenofens kann somit in gewissen Grenzen beeinflusst und begrenzt für einen flexiblen Energieeinsatz genutzt werden.

Im Rahmen des SynErgie-Vorhabens war zu ermitteln, in welcher Bandbreite die elektrisch übertragene Leistung eines Elektrolichtbogenofens variieren kann und welche Kenngrößen der Leistungsaufnahme für Hochrechnungen und Abschätzungen der Energieaufnahme eines Elektrolichtbogenofens verwendet werden können. Zu diesem Zweck wurde exemplarisch das Betriebsverhalten des Elektrolichtbogenofens des Elektrostahlwerks ArcelorMittal Hamburg (AMH) über einen repräsentativen Betriebszeitraum von 12 Tagen untersucht. Die technischen Daten der Anlage sind nachfolgend in Tabelle 8.1 aufgeführt. In der Versuchszeit wurden insgesamt 210 Chargen hergestellt mit einem mittleren Abstichgewicht von 149,3 t/Charge und einer Stahlproduktion von insgesamt 31.361 t Rohstahl.

Tabelle 8.1: Technische Daten des untersuchten AMH-Elektrolichtbogenofens

Bauart	Drehstrom-Lichtbogenofen
Rohstoffe zur Beschickung	ca. 1.118 kg/t RS (43 % Stahlschrott, 57 % DRI)
Elektroden-Durchmesser	610 mm
Gefäßdurchmesser	6.800 mm
Mittleres Abstichgewicht	rd. 150 t
Nennleistung des Trafos	120 MVA
Regelbereich Sekundärspannung	550 – 960 V

8.2.1 Zeitliche Aggregation der Prozessdaten

Bei der Modellierung von Energiesystemen bilden die Annahmen bzgl. der zeitlichen und/oder räumlichen Aggregation der verwendeten Daten eine wesentliche Grundlage für nachfolgende Modellbetrachtungen [2]. Durch zeitliche / räumliche Aggregation von Daten wird die Komplexität der Analyse und die Streubreite der Resultate reduziert. Deshalb wurden in der vorliegenden Untersuchung die Daten zunächst mit hoher zeitlicher Auflösung in Intervallen von 5 Sekunden erfasst und zu Mittelwerten über 15 Minuten, 1 Stunde, 8 Stunden und 24 Stunden aggregiert. Aus Tabelle 8.2 geht hervor, dass die mittlere Leistung einheitlich 56,7 MW beträgt. Der jeweilige Maximalwert und damit die Varianz der Daten verändert sich in den verschiedenen Aggregationsintervallen von 128 MW als Maximalwert der 5 sec-Datensätze bis zu 70,5 MW als Maximalwert der Tagesdurchschnittswerte.

Tabelle 8.2: Varianz der Messdaten bei unterschiedlicher Aggregation

Aggregationsintervall		5 sec	15 min	1 h	8 h	24 h
Datensätze	1/d	17.280	96	24	3	1
P Max/Plnst.	%	106,7 %	100,8 %	78,0 %	62,5 %	58,8 %
P Max	MW	128,0	121,0	93,6	75,0	70,5
P Mittel	MW	56,7				
P Min	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	20,3

8.2.2 Visualisierung der 15 min- bzw. 1 Std.-Mittelwerte

Ziel der Datenauswertung ist es, die Schwankungsbreite und Varianz der elektrischen Leistung des Elektrolichtbogenofens im Dauerbetrieb zu bestimmen und Unterschiede zwischen verschiedenen Methoden der Datenaggregation zu ermitteln. Abbildung 8.1 zeigt dazu ein Balkendiagramm mit dem zeitlichen Verlauf der 15 min-Mittelwerte der Leistungsaufnahme des Elektrolichtbogenofens.

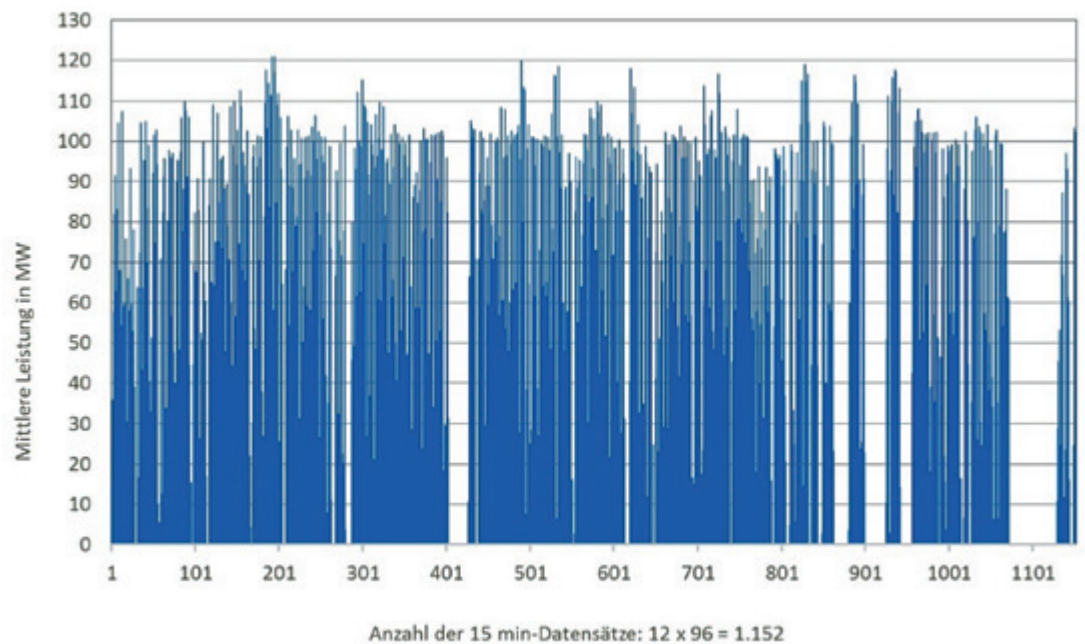


Abb. 8.1: Elektrische Leistung (15-min) eines Elektrolichtbogenofens

In dem Bild sind insgesamt 1.152 Datensätze dargestellt. Jedem einzelnen 15-min-Mittelwert liegen 180 Einzelmesswerte der in Abständen von 5 Sekunden bestimmten elektrischen Leistung zugrunde. Die Analyse des Zeittrends in Abbildung 8.1 führt z.B. zu folgenden Aussagen:

- Die Messwerte der 15 min-Mittelwerte liegen überwiegend unter 100 MW.
- Einzelne Leistungsspitzen können bis zu 120 MW betragen.
- An einigen Tagen traten Betriebsunterbrechungen von mehreren Stunden auf mit i.d.R. geplanten Instandsetzungsmaßnahmen (Bauschichten).

Hieraus lassen sich ggf. z.B. Maßnahmen zur Reduzierung der Spitzenlast und Möglichkeiten zur Lastverschiebung ableiten.

Eine andere Art der Datenauswertung wird in Abbildung 8.2 dargestellt, in der links die 15-min-Mittelwerte und rechts die 1-Std.-Mittelwerte in Einzelkästchen mit differenzierten Farbklassen gezeigt werden. Der Vergleich der linken und rechten Grafik zeigt, dass sich die Detailschärfe durch Datenverdichtung der 15min-Mittelwerte hin zu 1 Std.-Mittelwerten deutlich verringert.

Die Darstellung der Daten mit Farbumschlägen ermöglicht schnelle Analysen bzgl. der energetischen Auslastung der Anlage in einzelnen Zeitabschnitten mit klarer Zuordnung der Dauer und Häufigkeit von Produktionsunterbrechungen. Zeiträume mit einem Produktionsstop von > 15 min. bzw. > 60 min (rote Kästchen) können als geplante (Instandhaltungsmaßnahmen) oder ungeplante Unterbrechung (Störungen) interpretiert werden. In dem dargestellten Beispiel in Abbildung 8.2 wurden am Tag 5 und 12 jeweils die zyklisch im Wochenrhythmus geplante kurze bzw. lange Bauschicht (bis 15 h) durchgeführt, in der ggf. auch ein Gefäßwechsel stattfindet.

Die Art der Visualisierung der Leistungsaufnahme eines Lichtbogenofens entsprechend Abbildung 8.2 eignet sich besonders zur Protokollierung von Stillständen bzw. Wartungsarbeiten und Betriebsphasen mit unterschiedlicher Auslastung. Diese Übersicht unterstützt ggf. auch eine Ermittlung von Fehlerursachen (FMEA).

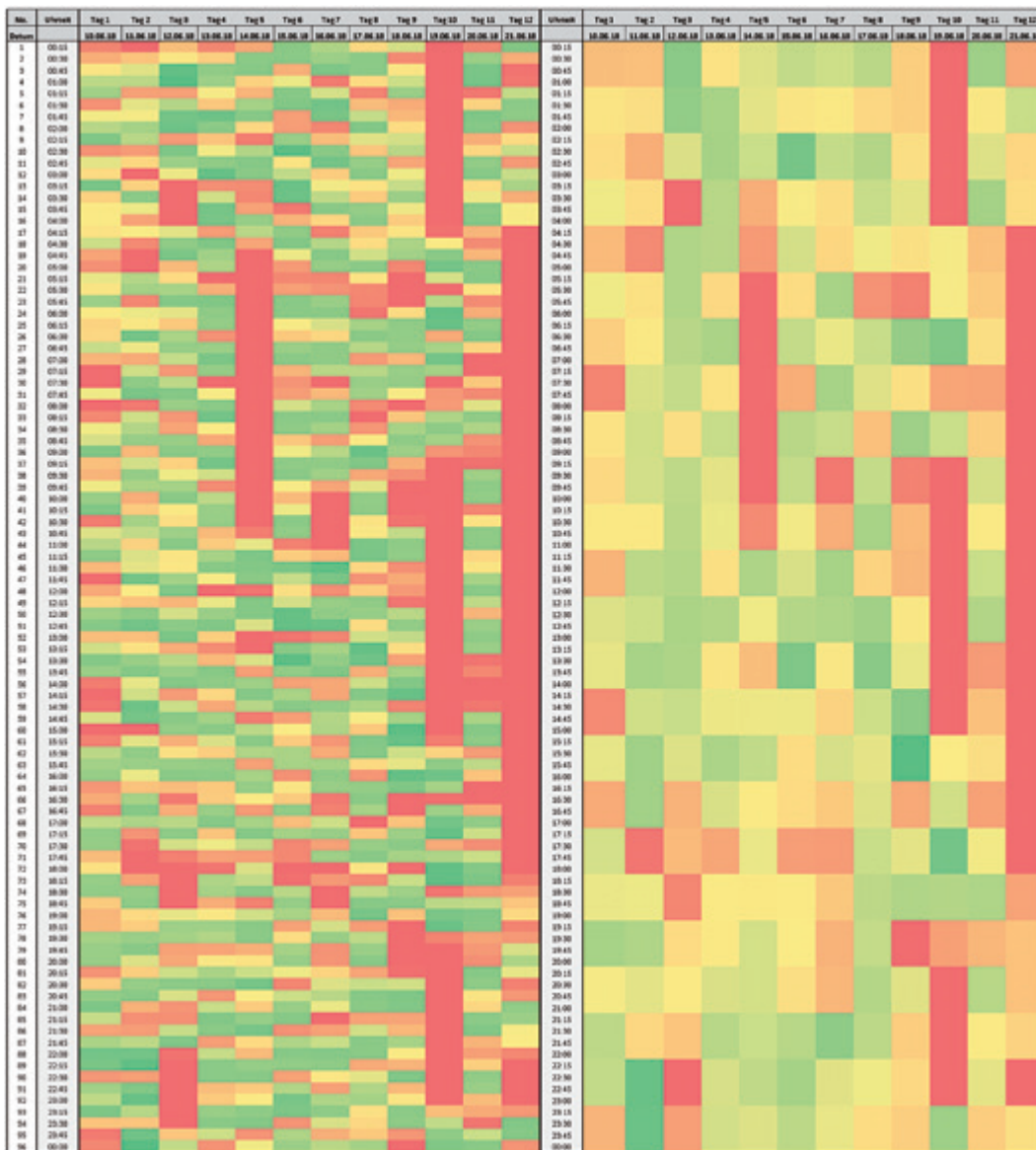


Abb. 8.2: Elektrische Leistung (in MVA) eines Elektrolichtbogenofens an 12 Betriebstagen. Links: 15 min-Werte, Rechts: 1 h-Werte, rot=0%, grün=100%

In Tabelle 8.3 sind die Dauer und Häufigkeit von Stillständen dargestellt. Die kumulierte Dauer von Stillständen mit einer Dauer von ≥ 15 min betrug insgesamt 50,25 Stunden bzw. 17,4 % der Betriebszeit. Davon entfiel etwa die Hälfte auf Stillstände mit einer Dauer < 4 Std. (S1, S2, S3), die andere Hälfte auf meist geplante Stillstände > 4 Std. (S4, S5).

Tabelle 8.3: Analyse der Stillstände (15-min-Mittel) nach Dauer und Häufigkeit

Art des Stillstands	Einheit	S1	S2	S3	S4	S5	Summe
Dauer		15 min	>15 min bis 1 h	>1 bis 4 Std.	> 4 bis 8 Std.	> 8 h	
Anzahl 15 min-Intervalle		17	40	40	48	56	201
Gesamt-Stillstand	Std.	4,25	10	10	12	14	50,25
Anteil der Stillstände	%	8,5	19,9	19,9	23,9	27,8	100,0
Anteil der Betriebszeit	%	1,5	3,5	3,5	4,1	4,9	17,4

8.2.3 Abweichung zwischen 1-Std. und 15 min-Mittelwerten

In Elektrostahlwerken werden zur Planung und Prognose des Energiebedarfs zum Teil aggregierte Daten als stündlicher Mittelwert prognostiziert. Allerdings erfolgt die Abrechnung des tatsächlich bezogenen Energiebedarfs i.d.R. auf Basis einer Leistungsmessung mit Aggregation der Daten in

15 min- Mittelwerten. Die Differenz zwischen dem geplanten Energiebedarf und dem real in 15 min-Intervallen gemessenem Energiebedarf muss nachträglich in Form von Ausgleichsenergie zu relativ hohen Kosten kompensiert werden. Es stellt sich somit die Frage, welcher Fehler durch die unterschiedliche zeitliche Aggregation von Energiedaten entstehen würde. Für den genannten Versuchszeitraum wurden deshalb die Differenzen zwischen den 1-Std.-Mittelwerten und den 15-Minuten-Mittelwerten berechnet und als Dauerlinie in Abbildung 8.3 dargestellt. Darin wird die relative Abweichung der 1 Std.-Mittelwerte vom tatsächlichen Energiebedarf in 15 min dargestellt (bezogen auf den mittleren Bedarf von 56,7 MW).

Aus Abbildung 8.3 geht hervor, dass für 50 % aller Zeitabschnitte mit jeweils ¼ Stunde eine Ausgleichsenergie in Höhe von mehr als 10,2 % benötigt würde und zwar + 5,1 % sowie – 5,1 % bezogen auf die tatsächlich bezogene Energie. Für weitere 37,5 % der Zeitabschnitte würde die Differenz unter 10,2 % liegen. Nur für 12,5 % der Zeitabschnitte (i.d.R. Zeiten der geplanten Instandhaltung) würde sich keine Abweichung ergeben, da in diesen Fällen der prognostizierte 1 h-Mittelwert dem gemessenen 15 min – Mittelwert entspricht und beide den Wert 0 besitzen.

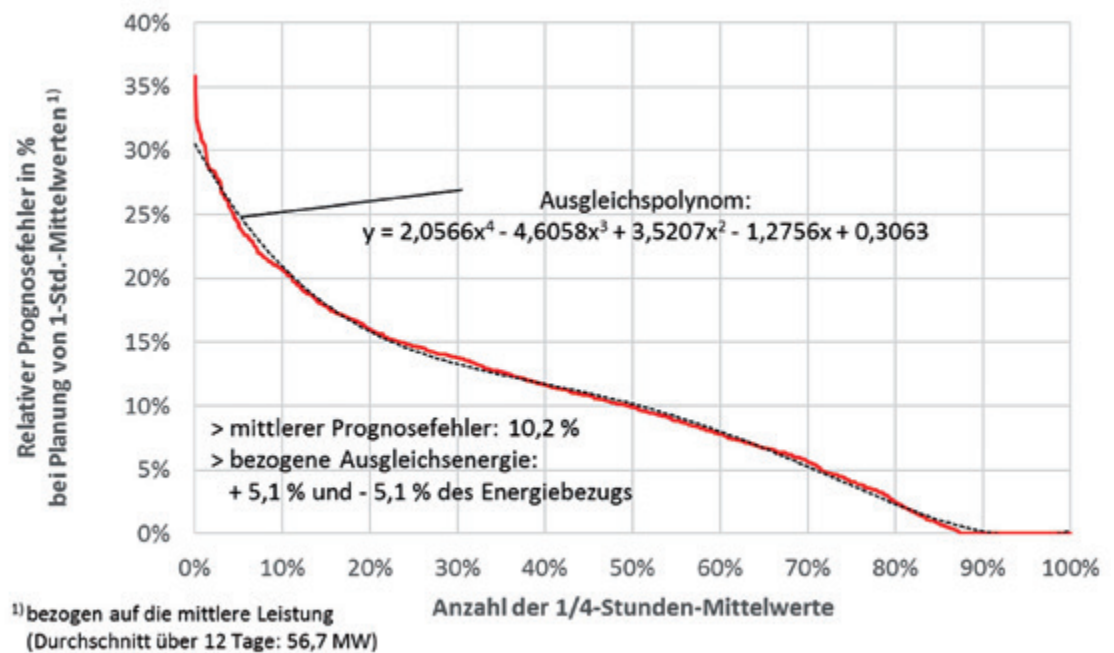


Abb. 8.3: Relative Abweichung zwischen 1-Std.- und 15-min-Mittelwerten

8.2.4 Tagesdurchschnittswerte und Leistungs-Kenngrößen

In Tabelle 8.4 sind die Tageskennzahlen des AMH-Elektrolichtbogenofens aufgeführt. An den 12 Betriebstagen (=288 h) wurden insgesamt 209 Schmelzen hergestellt. Die power-on-Betriebszeit betrug in 12 Tagen insgesamt 174 Std., die tägliche Vollbenutzungsdauer lag im Mittel bei 46,9 %.

Tabelle 8.4: Betriebskennzahlen des AMH-Elektrolichtbogenofens

Tage	Elektrische Energieaufnahme [MWh/d]	Tages-Höchstwert in 15 min [MW _{max}]	Mittlere elektrische Leistungsaufnahme		Power-On-Betriebszeit D+E+F ²⁾ Std./d	Vollben. Stunden [%]	Anzahl Schmelzen [1/d]	Spez. elektr. Energiebedarf % v. Mittel	Rohstahl-Produktion t / d
			in 24 h [MW]	in P _{on} -Zeit [MW]					
1	1.420	109,8	59,2	91,7	15,5	53,9%	18	100%	2.705
2	1.583	121,0	66,0	94,0	16,8	54,5%	21	98%	3.128
3	1.466	121,0	61,1	93,5	15,7	50,5%	19	98%	2.850
4	1.693	115,3	70,5	95,3	17,8	61,2%	22	98%	3.287
5	1.220	108,4	50,9	93,3	13,1	46,9%	16	98%	2.360
6	1.661	120,0	69,2	95,5	17,4	57,7%	22	100%	3.273
7	1.491	118,1	62,1	93,8	15,9	52,6%	19	98%	2.836
8	1.687	116,7	70,3	94,6	17,8	60,2%	22	99%	3.275
9	1.396	118,9	58,2	93,1	15,0	48,9%	16	104%	2.408
10	754	117,6	31,4	99,7	7,6	26,7%	10	105%	1.497
11	1.484	108,1	61,8	93,6	15,9	57,2%	18	102%	2.696
12	487	103,4	20,3	87,3	5,6	19,6%	6	99%	898
Max	1.693	121,0	70,5	99,7	17,8	61,2%	22	105%	
Mittel	1.362	114,9	56,7	93,9	14,5	49,2%	17,4	100%	
Min	487	103,4	20,3	87,3	5,6	19,6%	6	98%	
	16.342				174,0	46,9%	209		31.213

Die mittlere Leistung des Elektrolichtbogenofens kann entsprechend Formel 2 mit dem Leistungsfaktor und dem power-on-Faktor aus der installierten Leistung bestimmt werden:

$$P_{\text{mittel}} = P_{\text{Inst}} * \varepsilon * \tau \quad \text{Formel 2}$$

Für den Versuchszeitraum wurde der power-on-Anteil τ der 5 sec-Daten ermittelt:

$$\tau = 60,4 \% \quad \text{Formel 3}$$

Der Leistungsfaktor innerhalb der power-on-Betriebszeit betrug:

$$\varepsilon = 16.342 \text{ MWh} : (120 \text{ MW} * 0,604 * 288 \text{ h}) = 78,3 \% \quad \text{Formel 4}$$

In Tabelle 8.5 wurden die Ergebnisse der durchgeführten Messungen zur Verifizierung den in [1] getroffenen Annahmen gegenübergestellt.

Tabelle 8.5: Vergleich der in [1] getroffenen Annahmen mit Messdaten

Messgröße	Referenzdaten aus [1]		Ergebnis der Überprüfung mit Messdaten der Anlage
Bezugszeitraum	Kalenderjahr inkl. Nicht-Produktion	88 % geplante Produktionszeit	12 d geplante Produktionszeit
Power-on-Faktor	52 %	59,1 %	60,4 %
Leistungsfaktor in der power-on-Zeit	72 % (geschätzt: bis 80 %)	72 % (geschätzt: bis 80 %)	78,3 %
Verfügbarkeitsverlust durch Störungen	14 %	15,9 %	17,4 %
Spez. Elektrischer Energiebedarf	350 – 500 kWh/t RS		Bereich wurde bestätigt

Aus Tabelle 8.5 geht hervor, dass die power-on-Betriebszeit des untersuchten Elektrolichtbogenofens bezogen auf eine geplante Produktionszeit nahezu der Referenzangabe entsprach und rd. 60 % betrug. Beim Leistungsfaktor hat sich die getroffene Annahme von < 80 % ebenfalls bestätigt. Im Leistungsfaktor zeigte die untersuchte Anlage einen höheren Wert von 78,3 %, was auf unterschiedliche Vorgaben für die Spitzenlaststeuerung oder unterschiedliche Regelstrategien für die je-

weiligen Produkte der jeweiligen Werke zurückzuführen ist. Auch der Bereich des spez. elektrischen Energiebedarfs wurde unter Beachtung des leicht höheren Einschmelzenergiebedarfs bei Verwendung von DRI als Einsatzstoff im Vergleich zum Einsatz von Stahlschrott bestätigt.

Abbildung 8.4 zeigt, wie die Energieaufnahme des Elektrolichtbogenofens mit der Power-on-Betriebszeit korreliert. Die Energieübertragungsleistung in der power-on-Zeit betrug im Mittel rd. 78,3 % der installierten Leistung (s. Formel 4).

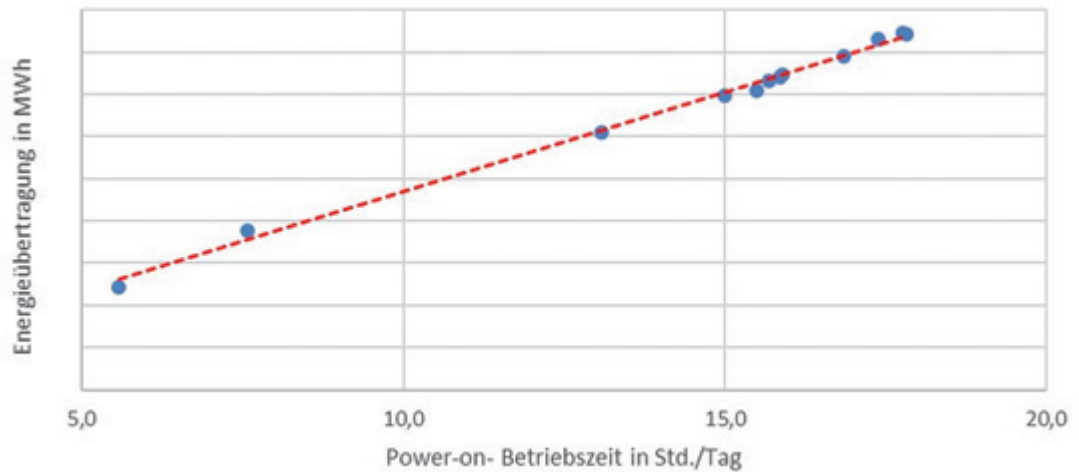


Abb. 8.4: Energieübertragung als Funktion der power-on-Betriebszeit

Die Bandbreite des spez. elektrischen Energiebedarfs der einzelnen Stahlschmelzen ist in Abbildung 8.5 dargestellt. Als Ursachen für Schwankungen des elektrischen Energiebedarfs kommen ggf. Unterschiede in der Behandlungsdauer, Unterbrechungen des Prozessablaufs oder auch Unterschiede des chemischen Energieeintrags der einzelnen Stahlschmelzen in Betracht. Ferner verändern sich auch die Zusammensetzung der Rohstoffe sowie die Zufuhr von O_2 und Schlackebildnern. Diese Einflussgrößen wurden im Rahmen dieser Untersuchung nicht vertieft analysiert.

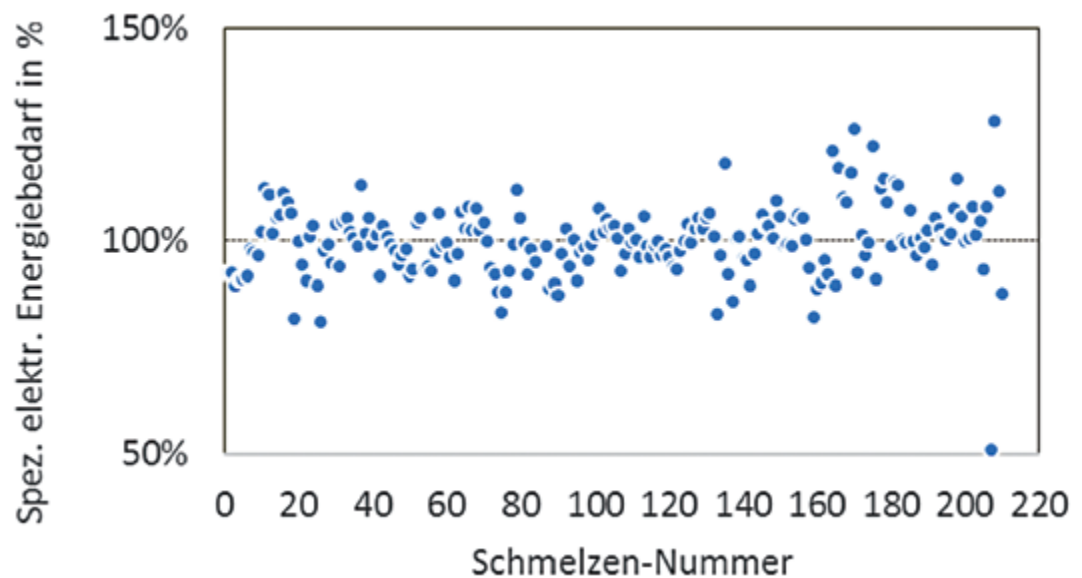


Abb. 8.5: Streubreite des spezifischen elektrischen Energiebedarfs je Schmelze

8.2.5 Dauerlinie eines Elektrolichtbogenofens

Die zeitliche Entwicklung der Energieaufnahme eines Elektrolichtbogenofens kann z.B. anhand der Dauerlinie beurteilt werden, die in Abbildung 8.6 dargestellt wurde. Die Abbildung zeigt drei Dauerlinien, die aus den 5 Sekunden-Mittelwerten (blau), den 15 Minuten-Mittelwerten (rot) und den 1 Std.-Mittelwerten (grün) gebildet wurden. Die Energieaufnahme wurde jeweils auf die installierte Leistung (hier: 120 MW) bezogen. Die drei Dauerlinien lassen erkennen, mit welchen Zeitanteilen die Anlage in den jeweiligen Lastbereichen betrieben wurde.

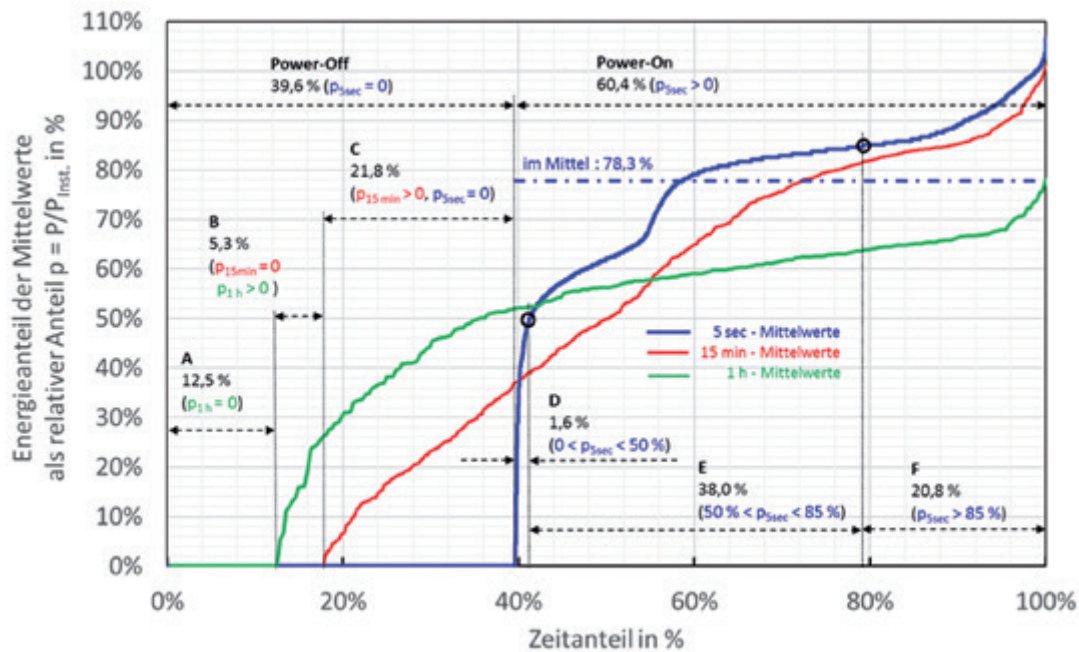


Abb. 8.6: Dauerlinien der elektr. Leistung eines Elektrolichtbogenofens (blau: 5sec, rot: 15 min, grün: 1h)

Über den Zeitraum von 12 Tagen wurden insgesamt 1.152 15 min-Mittelwerte gebildet. Die Zeitabschnitte A bis F beziehen sich auf eine Differenzierung der power-off- und power-on-Betriebszeiten, sie werden in Tabelle 8.6 erläutert. Dabei kennzeichnen die Zeitabschnitte A, B und C drei unterschiedlich abgegrenzte power-off-Zeiträume. Hingegen beschreiben die Zeitabschnitte D, E und F die Betriebszeiten des power-on-Betriebs mit dem Anfahren, dem Mittellast- und dem Hochlastbetrieb.

Tabelle 8.6: Charakteristische Zeitabschnitte in Abbildung 8.6

Zeitabschnitt	Bezeichnung	Bezogene Leistung	Zeitanteil in %	
A	Power off	$p_{1h} = 0\%$	12,5	39,6 %
B	Power off	$p_{15min} = 0\%$, $p_{1h} > 0\%$	5,3	
C	Power off	$p_{5sec} = 0\%$, $p_{15min} > 0\%$	21,8	
D	Anfahren	$0\% < p_{5sec} < 50\%$	1,6	60,4 %
E	Mittellast	$50\% < p_{5sec} < 85\%$	38,0	
F	Hochlast	$85\% < p_{5sec} < 105\%$	20,8	
Summe				100,0 %

Auf die power-off-Betriebszeit (39,6 %), entfallen:

- 12,5 % der Zeitanteile, in denen die 1-Std.-Mittelwerte = 0 sind (Zeitanteil A),
- 5,3 % des Zeitanteils B, in denen die 15 min-Mittelwerte gleich Null sind.
- Bei An- und Abfahrvorgängen werden 15 min-Mittelwerte teilweise über power-off-Zeiten hinweg gemittelt. Ihr Anteil C beträgt hier 21,8 %.

Dem Kurvenverlauf in Abbildung 8.6 ist ferner zu entnehmen, dass die power-on-Zeit insgesamt 60,4 % der Betriebszeit beträgt und sich in die Zeitanteile D, E und F gliedert:

- Der Zeitanteil D entfällt auf das An- und Abfahren der Anlage mit $< 50\%$ der installierten Leistung. Er beträgt nur rd. 1,6 % der Betriebszeit.

- Auf den Mittellastbereich der Gruppe E mit einer relativen Leistung zwischen 50 und 85 % entfällt ein Zeitanteil von 38 % und
- auf die Lastgruppe F mit dem Hochlastbereich > 85 % der installierten Leistung entfällt ein Zeitanteil von insgesamt 20,8 % der Betriebszeit.

Werden mehrere Elektrolichtbogenöfen zeitgleich betrieben, so sind deren Leistungskennlinien i.d.R. zueinander versetzt. Eine „räumliche“ Aggregation mehrerer Anlagen (z.B. durch Pooling über ÜNB-Grenzen hinweg) bewirkt, dass deren gemeinsame Dauerlinie im Vergleich zur Einzelanlage einen neuen, flacheren Verlauf zeigt.

8.3 Flexibilität einer Sauerstofferzeugungsanlage

Die Lech-Stahlwerke (LSW) betreiben eine Sauerstofferzeugungsanlage, die auf der Basis einer Druckwechseladsorption arbeitet (PVSA) (s. Abbildung 8.7).

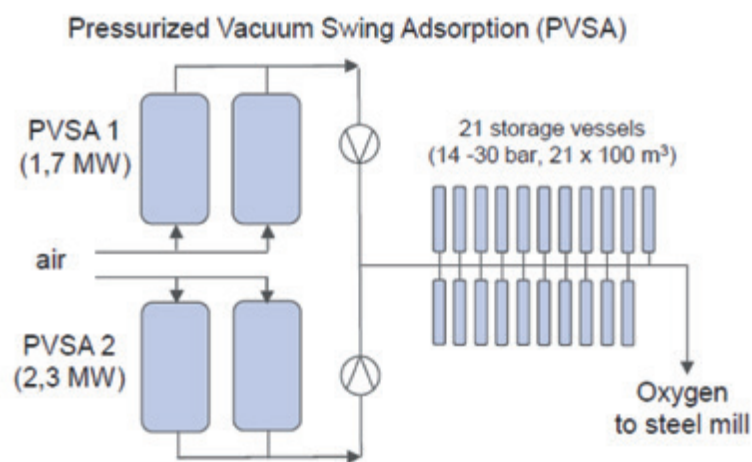


Abb. 8.7: Fließbild einer Anlage zur O₂-Erzeugung [3]

Diese Anlage bietet im Rahmen der Kapazität der vorhandenen Pufferspeicher und der möglichen Varianz der Sauerstoffabnahme durch das Stahlwerk eine begrenzte Flexibilität zur Nutzung der abschaltbaren Verdichterleistung als positive Regelenergie. LSW hat Betriebserfahrungen mit der Flexibilisierung der Sauerstofferzeugungsanlage ausgewertet [3]. In einer Versuchszeit von mehreren Monaten wurde in Kooperation mit der Fa. ENERNOC eine der beiden PVSA-Sauerstofferzeugungsanlagen durch flexiblen, kurzzeitigen Leistungsverzicht in Höhe von ca. 1,8 MW am Regelenergiemarkt beteiligt. Dabei konnten insgesamt 5 Betriebsunterbrechungen der Anlage von je ca. 8 min Dauer automatisch abgerufen werden. Es zeigte sich allerdings, dass der vollautomatische Start beim Wiederaufstart der Anlage nach den Unterbrechungen nicht einwandfrei funktionierte. Deshalb wurde der Versuchsbetrieb zunächst beendet. LSW beabsichtigt, den automatisierten An- und Abfahrbetrieb der Anlage für einen flexiblen Einsatz der Anlage weiter zu optimieren.

8.4 Betrieb von Pflannenöfen in der Sekundärmetallurgie

In den in [1] dargestellten Arbeiten wurde der Strombedarf des Elektrolichtbogenofens untersucht, der das Hauptaggregat der Prozessroute der Elektrostahlherstellung darstellt. Er benötigt für das Einschmelzen der Rohstoffe in der „Primärmetallurgie“ dieser Prozessroute den größten Anteil des elektrischen Energiebedarfs. Aber auch in der nachfolgenden „Sekundärmetallurgie“ wird zusätzliche elektrische Energie eingesetzt, insbesondere zum Wiedererwärmen des flüssigen Stahls in Pflannenöfen. Im nachfolgenden Kapitel wird deshalb untersucht, ob auch der Pflannenofen ein mögliches Potential für Flexibilitätsmaßnahmen besitzen könnte.

In der Sekundärmetallurgie werden zur Qualitätsoptimierung hochwertiger Stahlqualitäten zusätzliche Behandlungsschritte des Flüssigstahls durchgeführt [4]. So werden z.B. für hochfeste Premi-

um-Stahlqualitäten Legierungsanteile ergänzt und störende Gehalte an Phosphor und Schwefel aus dem Stahl abgetrennt. Bei vielen Stahlqualitäten wird der Flüssigstahl zusätzlich mittels einer Vakuumbehandlung entgast und desoxidiert. Vor dem Vergießen des Stahls muss schließlich die in der Sekundärmetallurgie eingetretene Abkühlung der Schmelzen durch Beheizung im Pfan­nenofen kompensiert werden.

In den letzten Jahren wurden mehrere neue Pfan­nenöfen in Stahlwerken installiert, auch in integrierten Hüttenwerken zwischen dem Konverter und der Stranggießanlage. Über die Erfahrungen bei diesen Investitionsvorhaben wurde an verschiedenen Stellen berichtet [5-10]. Demnach verbessert ein Pfan­nenofen die Flexibilität der Prozesse erheblich und ermöglicht damit zusätzliche Behandlungsschritte in der Sekundärmetallurgie zur Erzielung höherer Produktqualitäten.

Abbildung 8.8 zeigt die installierte elektrische Leistung von 40 Pfan­nenöfen in Deutschland in Abhängigkeit von der Pfan­nengröße und zwar für integrierte Hüttenwerke (blau) und Elektrostahlwerke (rot). Dem Bild ist zu entnehmen, dass sich die installierte Leistung der betrachteten Pfan­nenöfen annähernd proportional zu ihrer Pfan­nengröße verhält. Sie beträgt in den Beispielen zwischen 5 bis 55 MVA je Anlage bzw. rd. 152 kVA/t RS. Insgesamt beträgt die installierte Leistung aller 40 Pfan­nenöfen der Stahlindustrie kumuliert rd. 889 MVA.

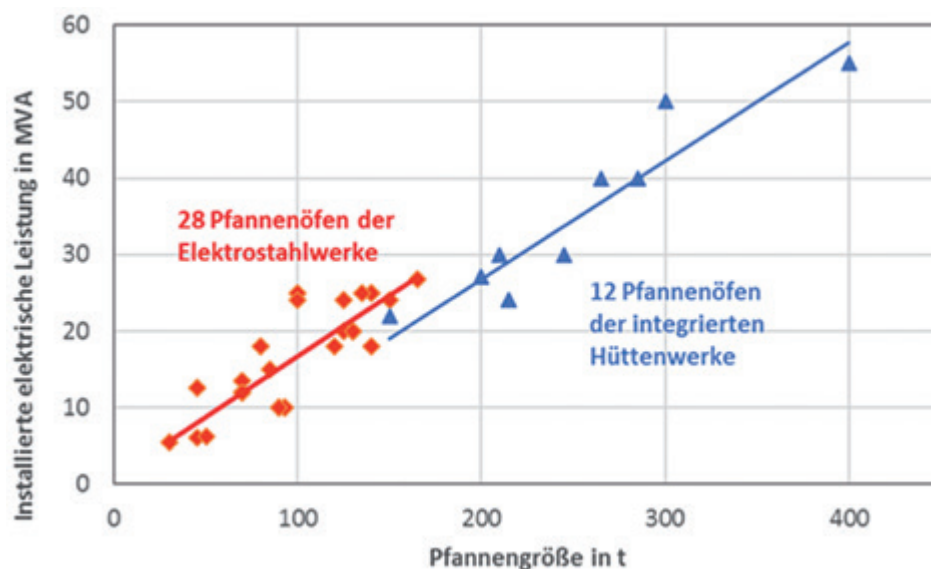


Abb. 8.8: Installierte Leistung von Pfan­nenöfen in der Sekundärmetallurgie (Quelle: Stahlinstitut VDEh, database PLANTFACTS)

Abbildung 8.9 zeigt beispielhaft den Temperaturverlauf von Flüssigstahl als Funktion der Zeit nach dem Abstich des Elektrolichtbogenofens. Pfan­nenöfen werden chargenweise betrieben und elektrisch über den Lichtbogen beheizt. In ihnen wird der Flüssigstahl nach Vorgaben von rechnerge­stützten Prozessmodellen wiedererwärmt, damit zum Gießen des Stahls in der Stranggießanlage die benötigte Soll-Temperatur genau eingestellt werden kann.

In Abbildung 8.9 sind dem mit einem Prozessmodell berechneten Verlauf der Temperatur einzelne Temperatur-Messungen gegenübergestellt. Die Schmelze wurde in dem Beispiel nach dem Abstich bzw. vor ihrer Behandlung im Argon-Spülstand zunächst im Pfan­nenofen auf eine höhere Temperatur erhitzt. Die Aufheizung im Pfan­nenofen erfolgt nach [11] über variierende Zeitabschnitte mit einer Dauer von ca. 5-25 min. Die Aufheizrate beträgt dabei nach [6] und [11] ca. 4 bzw. 5 K/min mit einem spez. elektr. Energiebedarf von ca. 0,4 kWh/K/t [11]. Die Abkühlgeschwindigkeit im Argon-Spülstand beträgt im Beispiel von Abbildung 8.9 ca. 1 K/min.

Die Einsatzzeiten von Pfan­nenöfen sind wie in Abbildung 8.9 gezeigt genau auf die thermische Situation der einzelnen Schmelze und den geplanten Temperatur- und Zeitverlauf innerhalb der Be­handlungsfolge der Sekundärmetallurgie eingestellt. Nur so kann sichergestellt werden, dass die einzelne Schmelze zur geplanten Zeit die Temperatur-Sollwerte erreicht und in der nachfolgenden Stranggießanlage rechtzeitig vergossen werden kann. Damit wird die durch einen Pfan­nenofen ge­schaffene Flexibilität in der thermischen Bilanz von Stahlschmelzen im Stahlwerk zugleich einer

strikten Ablauf- und Logistiksteuerung der zeitgleich im Stahlwerk behandelten Pflannen unterworfen und Bestandteil des Produktionsmanagements.

Ein ungeplanter externer Abruf von „Energieflexibilität“ würde die komplizierten und vernetzten Abläufe innerhalb der Sekundärmetallurgie erheblich stören. Die jeweils gerade behandelte Schmelze könnte nicht zeitgerecht fertiggestellt werden. Dies würde schließlich zum Produktionsstop und zur Unterbrechung des Stranggussbetriebes führen. Deshalb muss gegenwärtig festgestellt werden, dass aufgrund der engen Einbindung von Pflannenöfen in die Prozessstruktur der jeweiligen Stahlwerke keine extern abrufbare Energieflexibilität des Pflannenofens zur Verfügung gestellt werden kann.

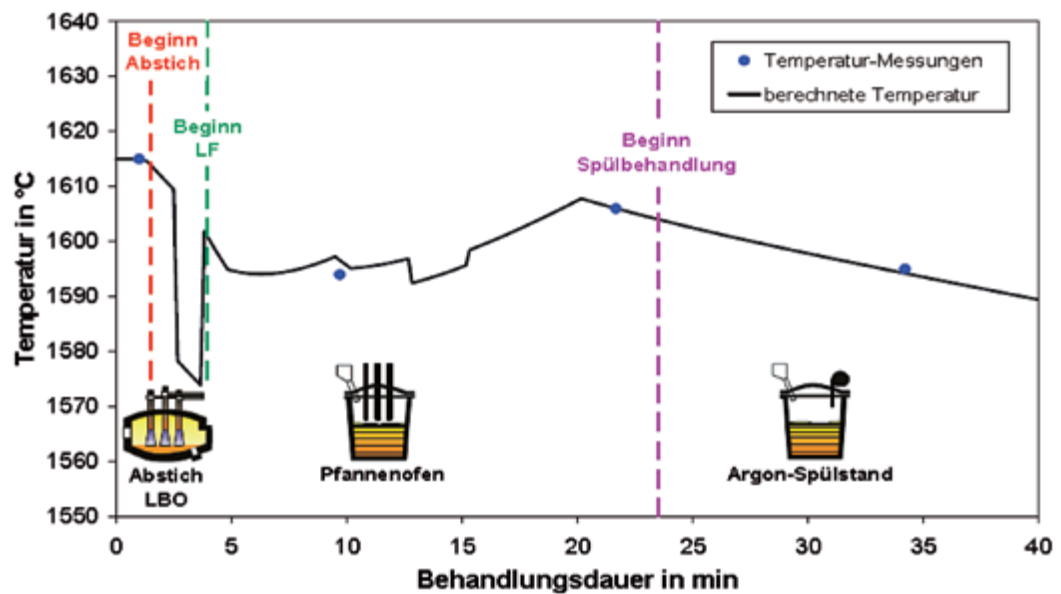


Abb. 8.9: Temperaturverlauf einer Flüssigstahl-Schmelze bei Aufheizung im Pflannenofen (Quelle: B. Kleimt, Stahlakademie des Stahlinstituts VDEh [5])

8.5 Perspektiven der hybriden Wärmebereitstellung im Warmwalzwerk

Die Stahlindustrie Deutschlands hat einen jährlichen Erdgasverbrauch von ca. 112,5 PJ [16], wovon der Großteil energetisch genutzt wird. Im Bereich der Walzwerke werden allein ca. 55 PJ genutzt. In einem Warmwalzwerk wird der Stahl in sogenannten Wärmöfen zumeist mit Erdgas aufgeheizt und dann durch Umformung, dem Walzen, in eine Zwischen- oder Fertigteilform überführt. Typische Produkte eines Warmwalzwerkes sind z.B. Bleche, Profile, Draht oder Rohre.

In Abbildung 8.10 ist das Energiefließbild eines Warmwalzwerkes für Warmband dargestellt. Es werden ca. 1.500 MJ/t an Brennstoffenergie benötigt.

Eine Perspektive für die Nutzung von elektrischem Strom in Warmwalzwerken besteht in der Hybridisierung bei der Wärmeversorgung, um einen Teil der für die Prozesse benötigten Energie durch Strom bereit zu stellen. Ein dauerhafter Ersatz von Gas durch Strom ist allenfalls in Teilbereichen möglich, neben Fragen der Sicherheit, Qualität und Prozesstechnik ist auch die Wirtschaftlichkeit ein Hemmnis. Aus CO₂-Sicht muss Strom aus erneuerbaren Energiequellen verwendet werden (Überschussstrom).

Um Perspektiven für eine hybride Wärmebereitstellung zu erschließen, müssen Investitionen in neue Anlagen und Verfahren vorgenommen werden. Parallel dazu ist die genutzte Automatisierungstechnik zu erweitern, um schnell und flexibel zwischen unterschiedlichen Energieträgern umschalten zu können. Darüber hinaus muss berücksichtigt werden, dass die neuen Lösungen zusätzliche Lasten für das Energienetz darstellen können.

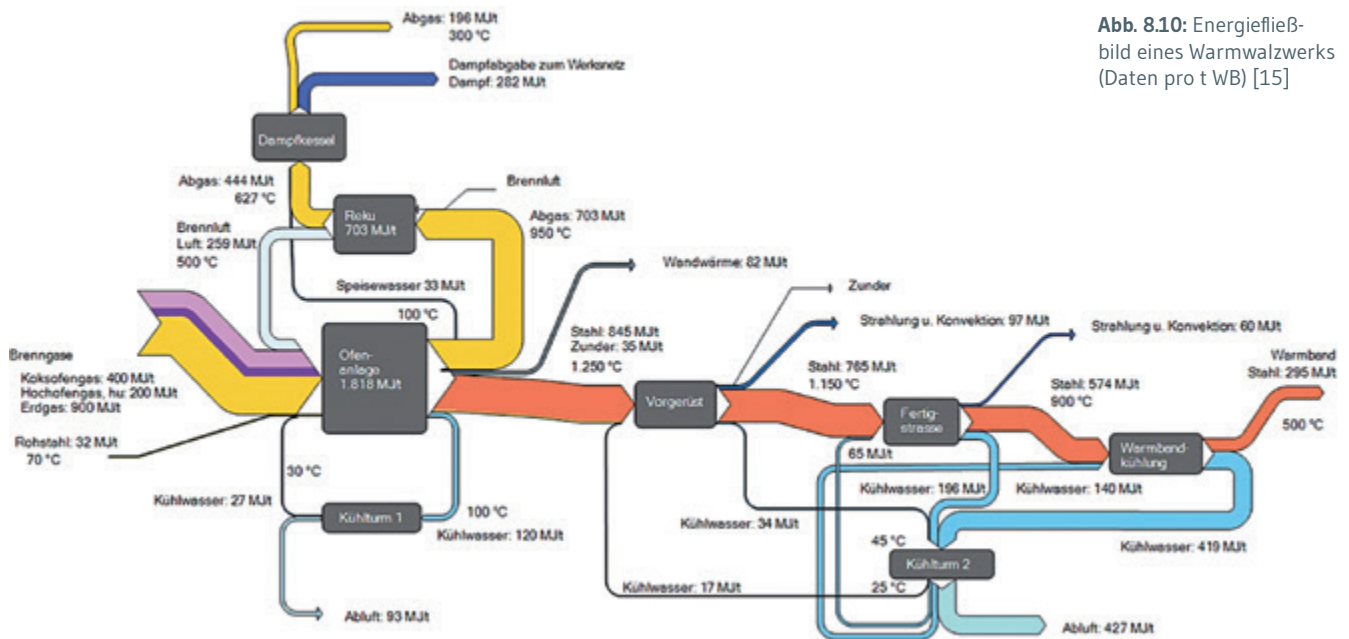


Abb. 8.10: Energiefließbild eines Warmwalzwerks (Daten pro t WB) [15]

Eine untersuchte mögliche Perspektive ist die hybride Medienvorwärmung. In [12] wird die Einbindung elektrischer Heizelemente in einen Rohrbündelrekuperator vorgestellt. Dieser hybride Rekupe-
rator soll als flexibler elektrischer Verbraucher die im Prozess genutzte Verbrennungsluft zusätzlich vorwärmen. Überschussstrom aus erneuerbaren Energien könnte so genutzt und die Energieeffizienz des Verbrennungsprozesses verbessert werden. In Abbildung 8.11 ist das Funktionsprinzip dieses Hybrid-Rekuperators schematisch dargestellt.

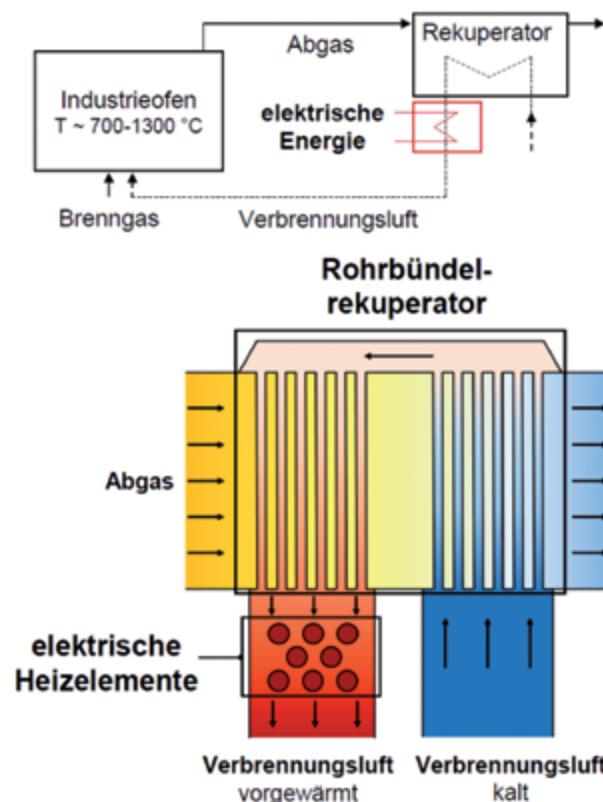


Abb. 8.11: Hybrider Rekuperator als flexibler Verbraucher [12]

Ein Prototyp eines solchen Hybrid-Rekuperators wurde angefertigt und im Rahmen eines Forschungsprojektes untersucht [14]. Eine Auslegung für den industriellen Maßstab ist vorgesehen, ein Einsatzszenario in einem Schmiedebetrieb wird aktuell untersucht [12].

Ein anderer Ansatz zur Nutzung hybrider Wärmeeinkopplung ist die Verwendung von Induktionstechnologie. In [13] wird eine solche Lösung vorgestellt. Wie in Abbildung 8.12 dargestellt, soll hierbei eine Wärmeeinbringung in das metallische Nutzgut durch den Wärmofen vor- oder nachgeschaltete Induktionsanlagen umgesetzt werden.

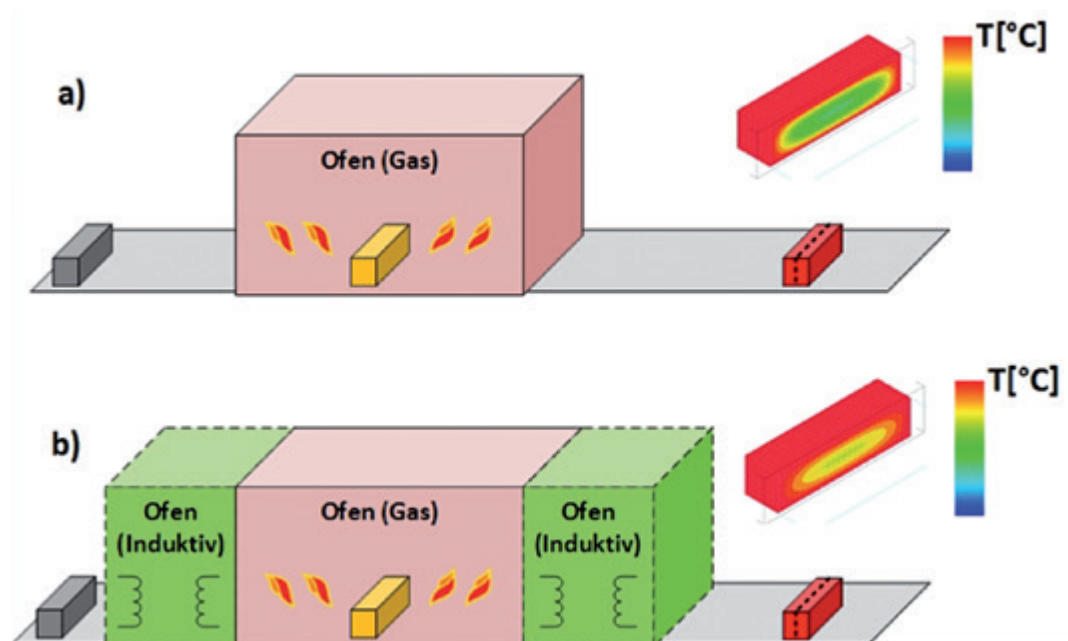


Abb. 8.12: Vergleichmäßigung der Wärmezufuhr durch Induktion [13]

Ansatzpunkte sind hier die Erhöhung der Energieeffizienz, des Durchsatzes und die ökonomisch sinnvolle Nutzung der elektrischen Wärmetechnologie im Rahmen des Energiemarktes. Das neue hybride Wärmekonzept zielt auf den gasbefeuerteren als auch einen elektrischen Betrieb von Industrieofenanlagen ab. Hierfür sind neben der Investition in die Induktionsanlage auch Aufwendungen für zusätzliche Steuerungen notwendig. Optional kann ein Energiemanagement gekoppelt werden, um die jeweils effizienteste Arbeitsweise zu nutzen, z.B. mit Strom, wenn im Netz ausreichend günstiger Strom aus erneuerbaren Quellen bereitsteht.

Allen vorgestellten Perspektiven zur hybriden Wärmebereitstellung in der Stahlindustrie ist gemein, dass sie teils erhebliche Investitionen erfordern und nicht kurzfristig und flächendeckend eingesetzt werden können. Die Einbindung in die Prozesse und Anlagen erfordert darüber hinaus neue Konzepte und Lösungen für flexible Steuerungstechnik und schnelle Umschaltmöglichkeiten zwischen verschiedenen Energieträgern. Eine interdisziplinäre Zusammenarbeit zur Umsetzung ist erforderlich, beispielsweise zwischen Anlagenbauern, -betreibern, Automatisierungstechnik und Netzbetreibern.

8.6 Nutzung synthetischer Gase in der Stahlindustrie

In den Prozessen der Eisen- und Stahlindustrie werden fossile Energieträger zur Beheizung, Reduktion und zum Schmelzen eingesetzt. Hierbei handelt es sich um feste Kohlenstoffträger, kohlenwasserstoffhaltige Gase und CO/H₂-haltige Prozessgase. Um Perspektiven für einen Austausch von konventionellen Energieträgern durch synthetische Gase aufzuzeigen wurden zunächst die branchenspezifischen Prozesse bei der Stahlherstellung identifiziert.

Die Verwendung von synthetischen Gasen bei der Stahlherstellung zielt auf Möglichkeiten ab, die bisherige Gasnutzung in Zukunft ökologischer und dabei weiterhin technisch und wirtschaftlich praktikabel für das Unternehmen zu gestalten. Von entscheidender Bedeutung ist dabei die Reduzierung der CO₂-Emissionen. Die Betrachtung zum Austausch von Gasen bei einzelnen Prozessen erfolgte basierend auf bereits umgesetzten sowie auf zurzeit in der technischen und theoretischen Planung bzw. Untersuchung befindlichen Lösungen. So wurden als praktikable Möglichkeiten für die Verwendung synthetischer Gase im Bereich der Stahlindustrie einige Einsatzfelder beispielhaft herausgearbeitet:

- Einsatz von Wasserstoff als Reduktionsgas anstelle von kohlenstoffhaltigen Energieträgern
- Verstärkte Nutzung von Wasserstoff als Spülgas bei Glühprozessen
- Austausch von Erdgas durch Biogas im Bereich von Heiz- und Schmelzprozessen

Aufgrund des großen Potentials wurde der Fokus der Betrachtung auf den Einsatz bzw. die Verwendung von Wasserstoff gelegt, welcher heutzutage hauptsächlich in chemischen Prozessen und den damit zusammenhängenden Erzeugungs- und Speicherungstechnologien angewendet wird. Die Mengen an Wasserstoff, die zurzeit und zukünftig benötigt werden, sind bei den einzelnen Anwendungen in der Stahlindustrie unterschiedlich hoch, sie bewegen sich von wenigen Kubikmetern Wasserstoff pro Stunde bei Spülvorgängen bis zu mehreren Tausend Kubikmetern Wasserstoff pro Stunde bei Reduktionsvorgängen.

Vor allem die Verwendung von Wasserstoff als Reduktionsgas stellt eine große Perspektive für die Nutzung eines synthetischen Gases im Bereich der Stahlherstellung dar. Die Reduktion des Eisenerzes durch Wasserstoff erfolgt dabei stöchiometrisch analog zu der Reduktion mit Kohlenmonoxid. Die vereinfachte Summenreaktion der Reduktion lautet für die beiden Reduktionsprozesse wie folgt:



Nach den beiden oben angeführten vereinfachten Summenreaktionen wird beim Direktreduktionsprozess mit CO/H₂ als Reduktionsgas das Eisenerz zu Eisenschwamm reduziert [15, 16].

Aktuell wird in zahlreichen Stahlunternehmen der verstärkte Einsatz von Wasserstoff als Reduktionsgas sowohl theoretisch als auch praktisch untersucht [17-20]. Der Schwerpunkt der Untersuchungen liegt dabei auf:

- Einsatz von Wasserstoff als Reduktionsgas im Hochofen anstelle von fossilen, kohlenstoffhaltigen Energieträgern
- Einsatz von reinem Wasserstoff als Reduktionsgas beim Direktreduktionsprozess

Der Einsatz von Wasserstoff im Hochofen stellt dabei eine Brückentechnologie dar, um kurzfristig mit vorhandenen Anlagen die CO₂-Emissionen bei der Stahlherstellung zu verringern (s. Abbildung 8.13).

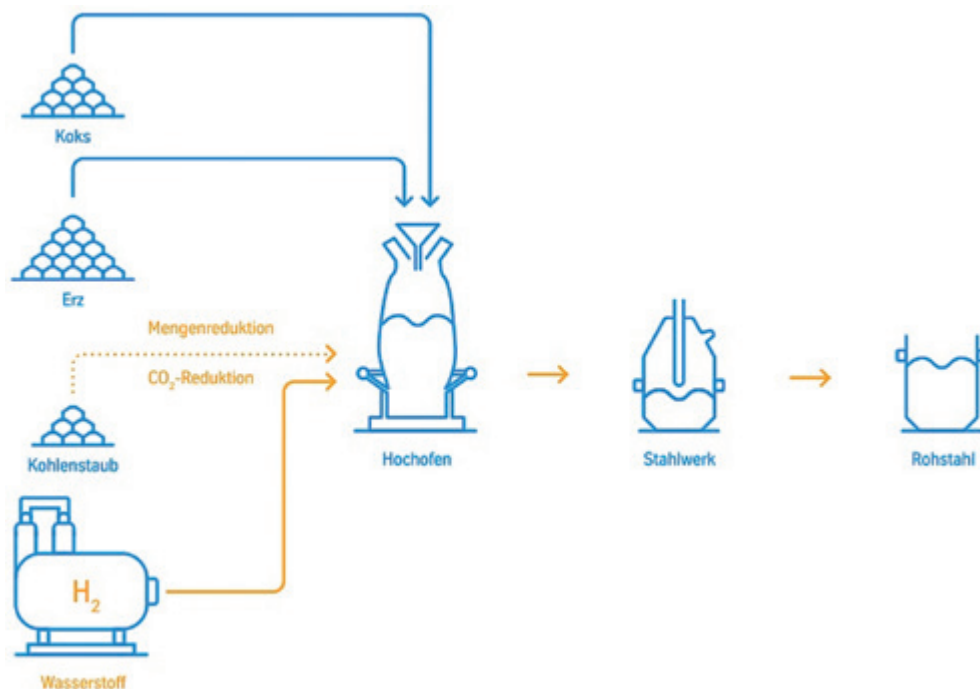
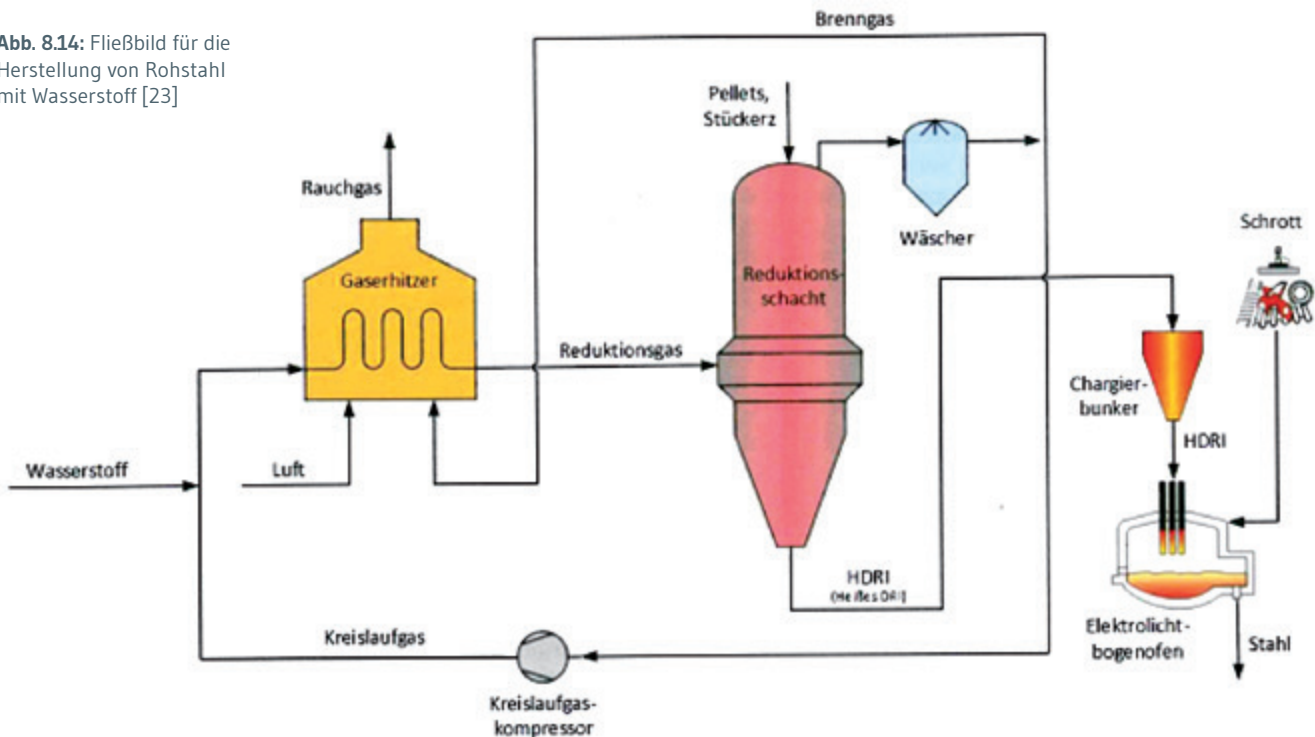


Abb. 8.13: Wasserstoff als Reduktionsmittel am Hochofen [19]

Durch die Injektion von Wasserstoff in den Hochofen können metallurgische Fragestellungen zum Reduktionsverhalten untersucht und die Erkenntnisse auf die Zieltechnologie, die Direktreduktion mit Wasserstoff, übertragen werden.

Der Einsatz von reinem Wasserstoff als Reduktionsmittel beim Direktreduktionsverfahren (DRI-Verfahren) für die Herstellung von Eisenschwamm, wie in Abbildung 8.14 dargestellt, bedarf noch weitreichenderer Untersuchungen.

Abb. 8.14: Fließbild für die Herstellung von Rohstahl mit Wasserstoff [23]



Derzeit wird das DRI-Verfahren mit Erdgas betrieben, welches in einem Reformer in Wasserstoff und Kohlenmonoxid aufgespalten und dem Reduktionsschacht heiß zugeführt wird. Beim Direktreduktionsverfahren z.B. im Reduktionsschacht (MIDREX-Verfahren) wird das Reduktionsgas im Gegenstrom zum zu reduzierenden Eisen geführt. Das Eisenerz wird von oben in den Schacht eingebracht, aufgewärmt und in der heißen Zone des Schachtofens zu metallischem Eisen reduziert. Das Produkt ist ein schwammartiges poriges Produkt mit einem Eisengehalt von etwa 92–95 %, was auch als Eisenschwamm bezeichnet wird. Der in einem Reduktionsschacht produzierte Eisenschwamm kann heiß in einem Elektrolichtbogenofen eingesetzt werden. Eine Perspektive für den Einsatz von synthetischen Gasen stellt der schrittweise Austausch von Erdgas durch Wasserstoff dar.

Da keine Erfahrungen vorliegen, muss der (fluktuierende) Austausch von Erdgas durch Wasserstoff in ausgeführten Anlagen stufenweise erprobt werden, um die Veränderungen im Produktionsprozess und in der Produktqualität zu erkennen und wenn nötig zu kompensieren. Die Erhöhung des Wasserstoffanteils im Reduktionsgas auf 100 % würde den Verfahrensschritt der Reformierung überflüssig machen. Erste Schätzungen nach jetzigem Stand gehen von einer benötigten Wasserstoffmenge von über 600 m³ i. N. pro Tonne in der DRI-Anlage erzeugten Eisens bzw. Eisenschwamms aus, für deren Herstellung mittels Elektrolyse eine elektrische Energie von mindestens 3,3 MWh benötigt würde. [24]

Durch den Einsatz von 100 % Wasserstoff enthält der Eisenschwamm im Vergleich zu den heute marktüblichen Qualitäten von DRI und HBI keinen Kohlenstoff. Die Integration der einzelnen Einheiten muss jedoch in einer Betriebsanlage noch nachgewiesen werden.

Hinsichtlich der Nutzung von Wasserstoff als Reduktionsgas müssen daher die technischen Hemmnisse bzw. auch Auswirkungen auf nachfolgende Prozessschritte durch umfangreiche Entwicklungs- bzw. Forschungsarbeiten erarbeitet werden. Eine technische Umstellung derartiger Produktions-

verfahren auf die Verwendung synthetischer Gase wie Wasserstoff ist mit sehr hohen Kosten für die Stahlindustrie verbunden.

Darüber hinaus müssen Fragen zur Menge und Bereitstellung der benötigten Energien bzw. zu den infrastrukturellen Gegebenheiten der jeweiligen Werke beantwortet werden. Neben der bereits heute benötigten elektrischen Energie kommen noch zusätzliche Mengen für die Erzeugung von regenerativ erzeugtem Wasserstoff sowie für die zusätzlich benötigten Kapazitäten an Elektrolichtbogenofenanlagen hinzu.

8.7 Literaturverzeichnis

- [1] Ausfelder, F., et al.: Flexibilitätsoptionen in der Grundstoffindustrie, Frankfurt 2018, ISBN: 978-3-89746-206-9.
- [2] Hoffmann, M., et al.: Integration of Long-Term Time Series Data into Energy System Optimization Models. https://www.researchgate.net/publication/333429257_Integration_of_Long-Term_Time_Series_Data_into_Energy_System_Optimization_Models.
- [3] Marchiori, F., et al.: Integrated dynamic energy management for steel production (DYNERGYSteel). European Commission, Brüssel 2019. ISBN 978-92-79-98335-1.
- [4] Stahlinstitut VDEh: Stahlfibel, Verlag Stahleisen GmbH, Düsseldorf 2015. ISBN 978-3-514-00815-1
- [5] Kleimt, B.: Energetische Modellierung des Lichtbogenofen-Prozesses. Stahl-Akademie im Stahlzentrum, März 2016.
- [6] saarstahl: Flyer Neue Sekundärmetallurgie im LD-Stahlwerk, <https://www.saarstahl.de/sag/downloads/download/9314>
- [7] thyssenkrupp, Pressemitteilung v. 08.11.2018: Bedeutendes Investitionsprojekt bei thyssenkrupp vor dem Abschluss: Neuer Pfannenofen im Stahlwerk ist jetzt in der Erprobungsphase. Verfügbar unter: <https://www.thyssenkrupp-steel.com/de/newsroom/pressemitteilungen/pressemitteilung-106689.html>
- [8] WAZ-Artikel vom 14.11.2018: Erste Schmelzen im neuen Pfannenofen von thyssenkrupp.
- [9] ArcelorMittal Bremen, Pressemitteilung v. 24. April 2014: Erfahrungen mit dem neuen Pfannenofen im Stahlwerk. Verfügbar unter: https://www.stahl.tv/de/bereiche/stahlwerk/der_pfannenofen_im_stahlwerk/
- [10] ArcelorMittal Hamburg, Pressemitteilung v. 25.03.2013: Neuer Pfannenofen für Hamburger Stahlwerke. Verfügbar unter: <https://germany.arcelormittal.com/icc/arcelor/med/3f7/3f768d81-6b1b-d31c-8fb9-39607d7b2f25,11111111-1111-1111-1111-111111111111.pdf>
- [11] Ponamarenko, A. et al.: The first production results of a new ladle-furnace in Oxygen Steel Plant No. 2. Vortrag zur METEC & 4th ESTAD 2019, Düsseldorf, Juni 2019.
- [12] Bender, W.: Hybride Rekuperatoren als flexible Verbraucher: Einbindungsmöglichkeiten; Innovationsforum „Hybrid Heating“; Aachen, 12.04.2019
- [13] Denker, J.; Zander, D. Göttische, M.: Flexibilisierung bestehender Ofenanlagen – Ofenführung 4.0, stahleisen 137(2017)8, S. 47-50
- [14] Schwotzer, C.; Scheck, F., Pfeifer, H. Bender, W.: Hybrider Rekuperator für den Einsatz erneuerbarer Energien im Industrieofenbau, prozesswärme 03/2018, S. 87-95
- [15] Sprecher, M.; Lungen, H. B.; Stranzinger, B.; Rosemann, H.; Adler, W.: Abwärmenutzungspotenziale in Anlagen integrierter Hüttenwerke der Stahlindustrie. Forschungsbericht des Umweltbundesamtes, Dessau-Roßlau, November 2018. ISSN 1862-4804.
- [16] 10. CO₂-Monitoring-Fortschrittsbericht der Stahlindustrie in Deutschland, Stahlinstitut VDEh, 2010, S. 84
- [17] Weigel, M.: Ganzheitliche Bewertung zukünftig verfügbarer primärer Stahlherstellungsverfahren; Dissertation Bergischen Universität Wuppertal 2014
- [18] Yilmaz, C.: Maßnahmen zur Dekarbonisierung des Hochofenprozesses durch Einsatz von Wasserstoff; Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen, Band 54; Cuvillier Verlag Göttingen 2018
- [19] thyssenkrupp Steel Europe: Wasserstoff statt Kohle für eine klimafreundliche Stahlproduktion; Stahl + Technik 1 (2019) Nr. 6/7
- [20] Kainersdorfer, F.: Dekarbonisierung der Stahlproduktion; Vortrag auf Energiekonferenz „energy2050: Am Marktplatz Energiezukunft: Was wollen Kunden, was kann die Branche?“; Hof 2017
- [21] Hille, V.: Dekarbonisierung der Stahlproduktion durch signifikanten Einsatz von Wasserstoff – das Projekt SALCOS; Kurzvortrag VIK-Jahrestagung, Berlin 2017
- [22] Schaper, R.: CO₂-Reduktion in der Industrie: Grüner Wasserstoff im Hüttenwerk; Vortrag im Rahmen der Zehnten Niedersächsischen Energietage Fachforum 1: Dekarbonisierung des Gesamtsystems, Hannover 2017
- [23] Bäck, E.; Schenk, J.; Badr, K.; Sormann, A.; Plaul, J. F.: Wasserstoff als Reduktionsmittel für die Eisen- und Rohstahlerzeugung – Ist Situation, Potentiale und Herausforderungen; BHM (2015) Vol. 160 (3)
- [24] Hölling, M.; Weng, M.; Gellert, S.: Bewertung der Herstellung von Eisenschwamm unter Verwendung von Wasserstoff; stahl und eisen 137 (2017) Nr. 6

9 FLEXIBILITÄTSPOTENTIAL UND PERSPEKTIVEN DER GLASINDUSTRIE BEZÜGLICH DES EINSATZES ERNEUERBARER ELEKTRISCHER ENERGIE

Verantwortlicher Autor

Bernhard Fleischmann fleischmann@hvg-dgg.de

Hüttentechnische Vereinigung der Deutschen Glasindustrie e.V., Siemensstraße 45, 63071 Offenbach am Main

9.1 Flexibilitätspotential

Zur Ermittlung der Flexibilität der schmelzenden Glasindustrie in Deutschland wurden die beiden Herstellungsprozesse der sog. Massengläser näher betrachtet. Der Glasherstellungsprozess ist generell ein kontinuierlicher Prozess, bei dem die Prozessschritte Einlegen, Schmelzen, Konditionieren, Formgebung, spannungsarm Kühlen, Qualitätsprüfung und Verpacken allen Glasherstellungsprozessen gemeinsam sind. Dabei gibt es zwei als sog. Schlüsselprozesse eingestufte Prozessketten, die ca. 85% der Glasproduktion in Deutschland repräsentieren und die näher untersucht werden. Kennzeichnend für die Glasherstellung sind zum Einen die über viele Jahre (10 bis 18 Jahre) laufenden, ohne Unterbrechung der Energiezufuhr betriebenen Schmelzanlagen und zum Anderen die enge Verzahnung der einzelnen Produktionsschritte, so dass die Einflussnahme auf einen Prozessschritt sich sofort auf die gesamte Kette auswirkt und die Produktqualität beeinflusst.

9.1.1 Behälterglasproduktion

Die Ergebnisse [1] der Betrachtung der Behälterglasproduktion (Abbildung 9.1) sind hier noch einmal kurz zusammengefasst. Die relevanten Prozessschritte mit nennenswertem Strombezug sind bei der Behälterglasproduktion:

- Elektrozusatzheizung (EZH) der Schmelzaggregate mit einer verbrennungsbasierten Wärmezufuhr (ca. 75 % der ca. 60 Behälterglaswannen sind mit einer EZH ausgerüstet)
- Druckluftherzeugung, Betrieb von Gebläsen und Ventilatoren
- Steuerung der Mess- und Regeltechnik, Automatisierung, PCs.

Die genannten Verbraucher sind annähernd zu je 1/3 am Verbrauch der elektrischen Energie beteiligt. Die Elektrozusatzheizung (EZH) wird heute schon bei einigen Glasherstellern zur Netzstabilisierung im Rahmen des Demand-Side-Management (DSM) zur Verfügung gestellt. Es liegen also auch schon praktische Erfahrungen zur Flexibilität, den technischen Möglichkeiten und Hemmnissen vor [1].

Der in [1] ermittelte Wert der maximalen technischen Flexibilität unter den Randbedingungen des Kurzzeit-Flexibilitätsprofils 1 [1] von ± 550 GWh pro Jahr berücksichtigt dabei, dass nicht immer alle EZH in allen Wannen und selten mit Maximallast betrieben werden. Für die Flexibilitätsprofile 2 und 3 (Mittelfristig und Langfristig) konnte kein Potential nachgewiesen werden.

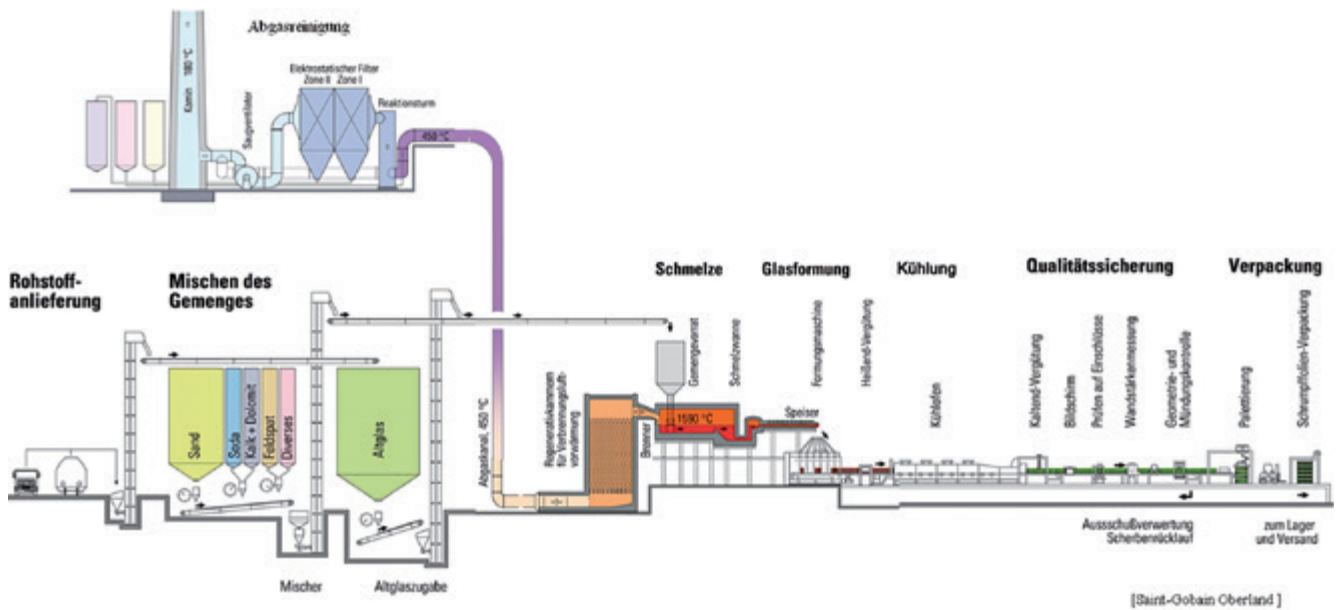


Abb. 9.1: Produktionskette der Behälterglasherstellung mit ihren wesentlichen Prozessschritten und der angeschlossenen Abgasreinigungsanlage

9.1.2 Flachglasherstellung

Beim zweiten Schlüsselprozess, der Floatglasherstellung ist die Verzahnung der einzelnen Prozessschritte noch stärker ausgeprägt (Abbildung 9.2).

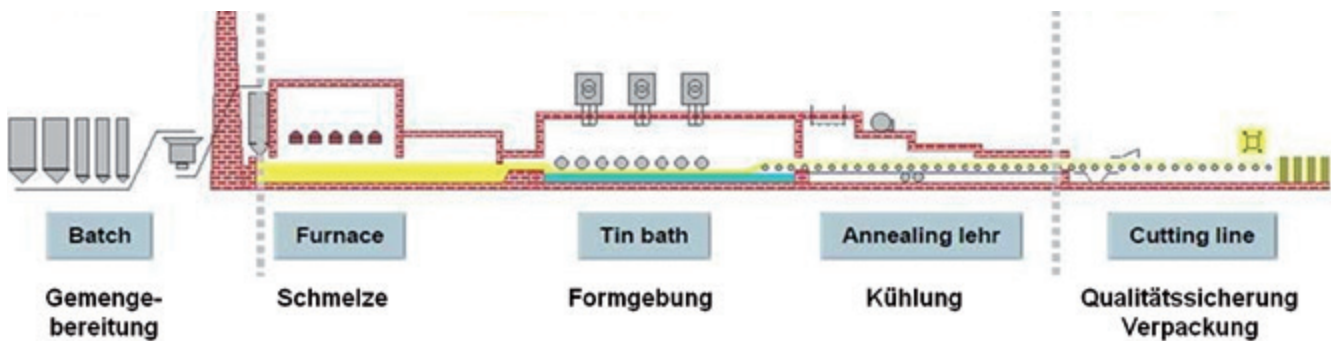


Abb. 9.2: Produktionskette der Floatglasherstellung mit ihren wesentlichen Prozessschritten

Dabei sind die Prozessstufen mit nennenswertem Strombezug,

- die Glasschmelzwanne, nur falls eine EZH vorhanden ist (4 von 11 Wannen)
- das Float- bzw. Zinnbad:
da eine Schutzgasatmosphäre (N_2 , H_2 -Mischung) für den Prozessschritt benötigt wird, kann die benötigte Wärmezufuhr nur elektrisch erfolgen.
- die Kühlung:
am wenigsten Energie im Vergleich zu anderen beiden Teilprozessen wird hierfür benötigt

Die noch engere Verzahnung der einzelnen Prozessschritte wird schon dadurch verdeutlicht, dass es ein durchgängiges Produktband vom Auslauf/Überlauf des Ofens bis zum Zuschnitt am Ende der Produktion gibt. Die Geschwindigkeit, mit der die Glasschmelze das Zinnbad durchläuft wird von der Bandgeschwindigkeit des Kühlrofens bestimmt (also ein durchgängiger Prozess von Schmelze über Zinnbad bis Kühlung). Ein nennbares Flexibilitätspotential konnte nicht nachgewiesen werden.

9.2 Flexibilitätsperspektive

Um den kontinuierlichen Glasschmelz- und -herstellungsprozess bezüglich des Einsatzes von elektrischer Energie flexibler gestalten zu können, müssen Änderungen an den Anlagen und der Prozess-

kette vorgenommen werden. Bei einer Ofenreise (Laufzeit der Anlage von kalt zu kalt, ohne Wechsel der Ausmauerung) von ca. 15 Jahren (10 bis zu über 18 Jahren) können Änderungen nur langsam flächendeckend zum Einsatz kommen.

Folgende Optionen wurden näher betrachtet, um die Flexibilitätsperspektiven für die Zeithorizonte 2030 und 2050 bei gleichzeitiger Minderung der CO₂-Emissionen zu erhöhen: Konstruktive und technologische Änderungen am Schmelzaggregat (Hybridwanne und vollelektrische Wannen) sowie der Einsatz von zusätzlichen Hochtemperaturwärmespeichern.

9.2.1 Anpassung des Schmelzaggregates an erneuerbare elektrische Energie: vollelektrische Wannen

Unter der Prämisse, dass die zur Verfügung gestellte elektrische Energie aus erneuerbaren, CO₂-neutralen Quellen stammt, ist die Elektrifizierung die offensichtlichste Methode, um den CO₂-Austoss zu minimieren.

Heutzutage werden in Deutschland fast alle Glasschmelzwannen mit fossilen Brennstoffen beheizt. Über 90 % der fossil beheizten Schmelzaggregate werden mit Erdgas und weniger als 10 % mit Erdöl befeuert. Ca. 5 % aller Schmelzanlagen mit einer Tages tonnage von mindestens 10 t/d sind vollelektrische Schmelzaggregate, in denen meist kleinere Tonnagen (<50 t/d) erschmolzen werden, während Behälterglaswannen im Mittel ca. 220 t/d und Floatanlagen 500 t/d und mehr erschmelzen.

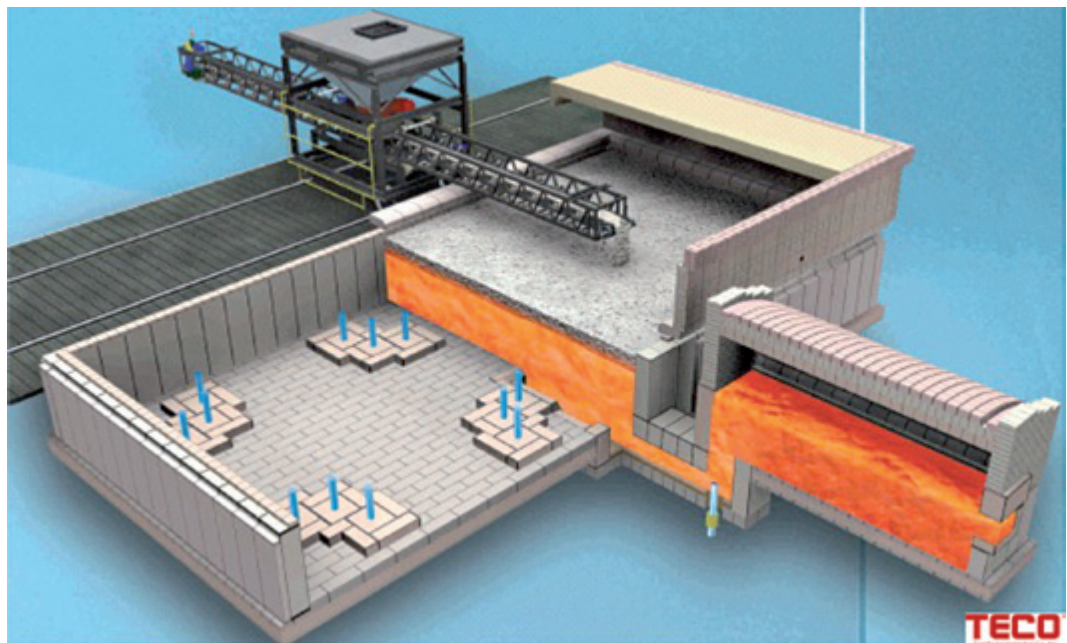


Abb. 9.3: Vollelektrische Glasschmelzwanne für Behälterglas mit einer Maximaltonnage von ca. 200 t/d

Die z.Zt. weltweit größten vollelektrisch betriebenen Glasschmelzwannen erschmelzen >200 t/d [2] (vereinzelt Berichte bis 250 t/d), vgl. Abbildung 9.3. Zur Anwendung kommt dabei das sog. Cold-Top-Verfahren, bei dem eine kalte Gemengedecke die Schmelze nach oben abschließt. Die kalte Gemengedecke hat u.a. den Vorteil, dass keine Verdampfung aus der freien Oberfläche stattfindet und somit keine Verarmung an leicht flüchtigen Komponenten. Außerdem ist der Aufwand bei der „Abgas“reinigung geringer, da weniger Emissionen erfolgen, da der „Abgas“strom gering ist und dessen Temperaturen deutlich geringer sind als bei konventionell befeuerten Wannen. Auch die Strahlungsverluste der heißen Schmelze entfallen, da die Schmelzoberfläche vom kalten Gemenge bedeckt ist und daher keine Wärmestrahlung verloren geht, sondern zum Abschmelzen der Gemengedecke genutzt wird. Die Wärmebelastung des oberen Teils des Ofens ist damit auch verringert und preiswertere feuerfeste Materialien können eingesetzt werden.

In konventionellen Glasschmelzwannen sind die einzelnen Teilschritte (Rauhschmelze, Läutern, Absteigen) des Schmelzens horizontal nebeneinander angeordnet, während bei den elektrischen Schmelzanlagen die einzelnen Schritte vertikal übereinander angeordnet sind.

Die CFD-Modellierungen von zukünftigen, größer ausgelegten Elektrowannen erfolgt z.Zt., auch um die Anordnung und Platzierung der Elektroden zu optimieren. Einige Ofenbauer gehen von einem möglichen Ausbau bis zu 300 t/d aus [2]. Eine andere Möglichkeit hohe Tagestonnagen zu erreichen, ist das Konzept, mehrere „kleinere“ Aggregate zur Versorgung mehrerer Linien mit Hilfe einer Querverbindung (gemeinsamer Verteilerkanal) [2] zu kombinieren. Gerade letztere Möglichkeit bietet den Vorteil, dass eine Wanne repariert bzw. erneuert werden kann und die Produktion der nahestehenden Linie mit Hilfe der anderen Wannen aufrecht erhalten werden kann. Außerdem können so kleinere Wanneneinheiten gebaut werden, deren Funktionstüchtigkeit hinreichend bewiesen wurde. Es wird auch die Möglichkeit diskutiert, das Konzept „eine Wanne (bis ca. 150 t/d) für eine Linie“ zur präferieren, um unnötig große Schmelzaggregate zu vermeiden.

Es gibt aber auch einige grundlegenden Probleme und kritische Fragestellungen bezüglich des Einsatzes vollelektrischer Wannen, die hier noch einmal zusammengefasst werden.

- Elektrisch bedeutet nicht flexibel.
Ohne entsprechende (Zwischen-)Speicher besteht der Glasherstellungsprozess immer noch aus einer eng verflochtenen Prozesskette mit direkt verknüpften Prozessschritten, die ohne Auswirkung auf die Produktqualität nicht gestört oder in ihrer Taktung verändert werden darf.
- Die elektrische Leitfähigkeit der zu erschmelzenden Glasart.
Beim elektrischen Schmelzen ist die elektrische Leitfähigkeit bei hohen Temperaturen Ausschlag gebend, vor allem im Vergleich zur elektrischen Leitfähigkeit der feuerfesten Steine bei denselben hohen Temperaturen. Da die Refraktärwerkstoffe meist die gleichen Hauptkomponenten aufweisen wie die zu erschmelzende Glasschmelze, nähert sich das elektrische Verhalten beider Massen bei hohen Temperaturen oft einander an. Dies ist auch durch die Eindiffusion von Glasinhaltsstoffen in (die Glasphase) des feuerfesten Materials bedingt, da diese leicht beweglichen Bestandteile auch die elektrische Leitfähigkeit maßgeblich mit bestimmen. Dies kann dann auf Grund eines nicht unerheblichen Stromflusses im feuerfesten Material zu vorausseilendem Verschleiß und zu sehr schneller Korrosion führen, so dass geringere Laufzeiten mit einem Schmelzaggregat erreicht werden als vorgesehen. Die Laufzeit von vollelektrischen Wannen ist dabei grundsätzlich kürzer (4 bis 7(8) Jahre bei Massengläsern) als bei konventionellen Wannen (für Massengläser: 10 bis 18 (20) Jahre).
- Elektrodenkorrosion.
Vor allem Farbgläser aber auch „Sonder“-Gläser können Bestandteile enthalten, die beim gebräuchlichen Elektrodenwerkstoff (Molybdän) zu erhöhter Korrosion führen. Zum Einen führt die vermehrte Elektrodenkorrosion zu unerwünschten Farberscheinungen bzw. Fehlfarben im Glasprodukt, zum Anderen ist Molybdän ein Rohstoff, der auch für andere Anwendungen in weit größeren Mengen benötigt wird. Da der hohe Preis für Molybdän durch diesen anderen Anwendungen bestimmt wird, ist eine verstärkte Korrosion mit hohem und schnellem Verbrauch des Molybdän zu vermeiden.
- Cold-Top und Scherbengehalt.
Will man oder kann man das Prinzip des Cold-Top nicht verlassen, dann sind aus der heutigen Erfahrung heraus Scherbengehalte über 60% ein Problem. Mit höherem Scherbengehalt reißt die Gemengedecke gerne auf und die Materialien des eigentlich kalten Oberofens werden höheren Temperaturen als den üblichen 200 bis 250 °C ausgesetzt und drohen zu versagen oder zumindest deutlich schneller zu verschleiben als vorgesehen. Außerdem läuft man bei vielen Einlegetechnologien Gefahr, dass die metallischen Bauteile versagen, wenn sie unerwartet Temperaturen bis 1000°C ausgesetzt werden.

Lösungen die z. Zt. diskutiert und durch Modellierung und Simulationsrechnungen auf der Basis von CFD abgeschätzt, berechnet und beurteilt werden [3], sind

- bei größeren Schmelzaggregaten vom vertikalen Schmelzverlauf wieder zur horizontalen Anordnung zurück zu kehren;

- außerdem das Prinzip des Cold-Top mit all seinen Vorteilen aufzugeben und zu Semi Hot-Top überzugehen. Der Oberofen kann dabei Temperaturen um die 1100°C und mehr erreichen (im Vergleich: heute zwischen 1500 und 1600°C) und sowohl mit elektrisch beheizten Strahlungskörpern betrieben oder auch mit synthetischen, CO₂-neutralen Brennstoffen mit Hilfe der üblichen Brennertechnologien beheizt werden.

Ein erster Schritt in Sachen Flexibilisierung von voll elektrischen Wannen ist in Neuseeland umgesetzt worden. Zum Abbau von Spitzenlasten im lokalen Netz können an zwei voll elektrischen Behälterglaswannen, in denen Farbglass erschmolzen wird, bis zu 30 % der benötigten Leistung für einige Stunden heraus genommen und die Glasproduktion dabei aufrecht erhalten werden. Über die Häufigkeit der Umsetzung dieser Maßnahme und über die Erholungszeit liegen keine Informationen vor. Um das Schmelzaggregat zu diesem Verhalten zu befähigen, musste auch das Refraktärmaterial des Oberofens angepasst werden, damit die Temperaturschwankungen unbeschadet überstanden werden. Auch hier sind keine detaillierten Informationen verfügbar [4].

Ein weiteres Problem stellt der zusätzliche Leistungsbezug für das Werk bei voller Elektrifizierung dar. Die derzeitig installierten (Zu-)Leitungen und Installationen sind in den meisten Werken bzw. Standorten nicht für den zur vollen Elektrifizierung nötigen Bezug an elektrischer Energie ausgelegt. Hier muss die Infrastruktur angepasst werden und die Kosten für Umrüstung der Strominfrastruktur sind unklar. Werksintern wären zudem zusätzliche Trafos, Verteiler etc. nötig. Auch die lokalen Verteilernetze stoßen dabei oft an ihre Grenzen.

9.2.2 Hybridwannen

Bei der Diskussion um einen hybriden bzw. bimodalen Betrieb von Glasschmelzaggregaten ist die einhellige Meinung, dass ein Wechsel 100 % elektrisch auf 100 % Brennstoff in einem Schritt und kurzer Zeit nicht möglich ist, ohne die Produktqualität massiv zu beeinflussen. Die zwei wichtigsten Hemmnisse sind das Verhalten der feuerfesten Materialien und die Einflussnahme auf Konvektionsströmungen in der Schmelze, was zu extremen Qualitätsproblemen führen wird. Konsens ist, dass ein Schmelzaggregat mit deutlich erhöhtem Anteil an Elektrozusatzheizung im Schmelzbereich und ein Läuter-/Abstehbereich mit freier Oberfläche und Strahlungserwärmung durch Brenner oder Strahlungsrohre eine mögliche Lösung ist. Damit sollte ein maximaler Anteil der elektrischen Energie von bis zu 60 % (in der aktuellen Diskussion [3]: Superboost bis 80 %) und ein minimaler Anteil von ca. 10 % realisierbar sein. Auch hier kommt man auf Grund von Simulationsrechnungen zu folgendem, möglicherweise umsetzbaren Lösungsweg: horizontaler Anordnung der Prozessschritte und semi hot-top, mit hohem Elektrifizierungsgrad (60-80 %), freier Schmelzbadoberfläche im Läuterbereich und Strahlungsbrenner bzw. -rohre, für Tonnagen auch über 600 t/d. Eine Frage die auch hier noch offen bleibt, und durch Simulationsrechnungen nicht ohne weiteres beantwortbar ist, ist das zu verwendete feuerfeste Material für die Auskleidung der Schmelzanlage und dessen Korrosionsverhalten. Ein weiteres Ergebnis der Simulationsrechnungen ist, dass der Wechsel des Energieträgers nur in kleinen Schritten (bis ca. 10 % pro Schritt) erfolgen darf, da ansonsten die Strömungsprofile in der Schmelze schlagartig so stark verändert werden, dass Schmelzrelikte als Fehler im Produkt erscheinen. Größere Sprünge in der Verteilung der Energieträger müssen also stufenweise und über Tage verteilt erfolgen.

9.2.3 Hochtemperaturwärmespeicher bei der Glasherstellung

Regeneratoren sind als Hochtemperatur-Wärmespeicher für sensible Wärme seit Erfindung des Wannenofens durch die Gebrüder Siemens im Jahr 1867 integraler Bestandteil der Glasschmelzwannen. Die Regeneratoren werden dabei als Kurzzeit- bzw. Verschiebespeicher genutzt. Dabei wird ca. 1/3 der zur Schmelze in das Schmelzaggregat eingebrachten Energie bei der Massenglasherstellung durch die Luftvorwärmung in Form von thermischer Energie in den Schmelzprozess eingebracht. Die Effizienz der Luftvorwärmung ist heute nahe am physikalischen Maximum. Die thermische Energie, die so auf direktem Wege wieder dem Prozess zugeführt wird, beträgt ca. 16 PJ/a. Würde die thermische Verwertung, der im Abgas beim Verlassen des Verbrennungsraumes enthaltenen Energie nicht erfolgen, müsste mehr als dieser Betrag durch andere Energieträger (elektrische Energie

oder Brennstoffe) ersetzt werden, um dieselbe Menge an Glasprodukten in vergleichbarer Qualität in der selben Zeit mit der gleichen Anzahl an Wannen zu erzeugen.

Im Rahmen des Vorhabens wurden Überlegungen angestellt, ob und wie weitere (Hochtemperatur-)Wärmespeicher in die bestehende Prozesskette integriert werden können, und dies mit den Industriepartnern diskutiert. Die Ergebnisse dieser Überlegungen sind in Kapitel 3.5 genauer dargestellt. Grundsätzlich handelt es sich dabei um Teilprozesse bei denen eine gezielte Erwärmung (Temper- bzw. Kühlöfen) bzw. Vorerwärmung (erste Stufe der Vorwärmung der Verbrennungsluft bzw. des Gemenges) mit Hilfe eines Mediums (Luft) vorgenommen werden kann. Die Erwärmung des Speichermediums erfolgt mit elektrischer Energie, wenn diese ausreichend und preiswert zur Verfügung steht. In Zeiten in denen die elektrische Energie aus regenerativen Quellen nicht verfügbar ist, kann dann die zum Erhalt des Prozesses nötige Wärme aus dem Speicher entnommen und prozesstechnisch genutzt werden.

9.3 Zusammenfassung

Zur Beurteilung der Flexibilität der Glasindustrie in Deutschland bezüglich der zeitlich schwankenden Verfügbarkeit erneuerbarer Energien wurden zwei sog. Schlüsselprozesse näher betrachtet: die Behälter- und die Flachglasherstellung. Beide Glasherstellungsprozesse decken ca. 85 % der Jahrestonnage ab und repräsentieren auch ca. 85 % des Energiebedarfs zur Glasherstellung in Deutschland. Während bei der Behälterglasherstellung ein gewisses technisches Flexibilitätspotential für kurzzeitige Maßnahmen auf Grund der vorhandenen Elektrozusatzheizung (EZH) ermittelt werden konnte, wurde bei der Flachglasherstellung praktisch keine Flexibilität für die abgefragten Profile erkannt bzw. von den Herstellern kein erkennbares Potential ausgewiesen. Als maximales technisches Flexibilitätspotential ergibt sich somit 550 GWh/a in positiver wie in negativer Richtung bei einem aktuellen Strombezug von rund 3000 GWh/a der schmelzenden Betriebe.

Die Diskussion um die Anpassung bzw. Adaption der Glasschmelzanlagen an die Forderung der CO₂-neutralen Schmelze ist in vollem Gange. Hier werden zurzeit national wie international die beiden grundlegenden Konzepte „vollelektrische Wanne“ und „Hybridwanne“ diskutiert und mit Hilfe von Simulations- und Modellrechnungen eine Beurteilung bzw. Abschätzung der unterschiedlichsten Varianten vorgenommen.

Unabhängig davon nahm im Laufe der Arbeiten eine Idee Gestalt an, einen geschlossenen CO₂-Kreislauf um eine Wanne zu errichten. In einem Nachfolgeprojekt soll eine Machbarkeitsstudie klären, welche Technologien einsatzbereit sind sowie mit hoher Effizienz zur Verfügung stehen und ob diese mit den speziellen Randbedingungen (Temperatur, Verunreinigungen, Staubbelastung) der Glasherstellung zu Rande kommen. Außerdem soll geklärt werden, wo entsprechende Speicher in dieser Kette integriert und wie sie ausgelegt werden müssen, um eine hohe Flexibilität des CO₂-Kreislaufes zu gewährleisten.

9.4 Literatur

- [a] Ausfelder, F.; Seitz, A.; von Roon, S. (Hrsg.): Flexibilitätsoptionen in der Grundstoffindustrie. Methodik – Potenziale – Hemmnisse. Februar 2018. Frankfurt am Main. ISBN: 978-3-89746-206-9
- [b] Interview m. Vertretern der Flachglasindustrie. Februar 2019.
- [c] 060_Tab02_mit_GH_2017.xlsx des statistischen Bundesamtes Wiesbaden
- [1] Ausfelder, F.; Seitz, A.; von Roon, S. (Hrsg.): Flexibilitätsoptionen in der Grundstoffindustrie. Methodik – Potenziale – Hemmnisse. Februar 2018. Frankfurt am Main. ISBN: 978-3-89746-206-9
- [2] Reynolds, A.: Larger capacity all-electric furnaces. Furnaces international 2017-Dec, 16-19
- [3] International Congress on Glass ICG, Boston (USA), 09. bis 14.06.2019. Vorträge und Diskussionen, persönliche Gespräche
- [4] persönliches Gespräch am Rande des ICG Congress on Glass, Boston (USA), 09. - 14.06.2019 nach Vortrag über Ergebnisse von SynErgie

10 EINSCHÄTZUNG DES FLEXIBILITÄTSPOTENTIALS BEI DER ZEMENTMAHLUNG

Verantwortliche Autoren

Johannes Ruppert	johannes.ruppert@vdz-online.de
VDZ gGmbH, Tannenstraße 2, 40476 Düsseldorf	
Sebastian Rösch	sebastian.roesch@vdz-online.de
VDZ gGmbH, Tannenstraße 2, 40476 Düsseldorf	
Stefan Seemann	stefan.seemann@vdz-online.de
VDZ gGmbH, Tannenstraße 2, 40476 Düsseldorf	
Kevin Treiber	kevin.treiber@vdz-online.de
VDZ gGmbH, Tannenstraße 2, 40476 Düsseldorf	
Stefan Lindner	stefan.lindner@rohrdorfer.eu
Rohrdorfer Gruppe, Sinning 1, 83101 Rohrdorf	

10.1 Einleitung

Im SynErgie-Projekt wurden zunächst Möglichkeiten für den flexiblen Betrieb von Mahlprozessen bei der Zementherstellung beschrieben und ihre maximalen technischen Potentiale eingeschätzt [1]. Darauf aufbauend hat der VDZ in Zusammenarbeit mit der Rohrdorfer Gruppe ein Modell entwickelt, welches unter Berücksichtigung von realen Produktionsdaten eine detailliertere Einschätzung des Flexibilitätspotentials für den Zementmühlenbetrieb ermöglicht [2]. Das bestehende Modell wurde erweitert und genutzt, um das Flexibilitätspotential anhand der Produktionsdaten von zwei Referenzwerken und für die beiden im Projekt übergreifend definierten Anforderungsprofile 1 und 2 für kurzfristige und mittelfristige Flexibilität zu untersuchen. Zudem wurde für Anforderungsprofil 3 die praktische Umsetzbarkeit einer langfristigen Lastflexibilisierung von 1-5 Tagen bei der Zementmahlung anhand von Modellergebnissen evaluiert.

10.2 Modell-Eingangsdaten

Das Referenzwerk 1 verfügte in zwei modellierten Jahren im ersten Referenzjahr über drei Zementmühlen. Im Referenzjahr 2 waren nur noch zwei Zementmühlen in Betrieb und gleichzeitig sind diese erheblich stärker ausgelastet. Die Zementmühlen verfügen über installierte Antriebsleistungen von jeweils 2,3 MW, 5,0 MW und 1,1 MW. Auf den Zementmühlen wurden acht unterschiedliche Zementsorten produziert. Für die Produktlagerung und um eine kontinuierliche Verfügbarkeit der Produkte für die Kunden des Zementwerks sicherzustellen, stehen dreizehn Silos mit einer Gesamtkapazität von knapp über 40.000 Tonnen zur Verfügung. Diese Größenordnung ist vergleichbar mit der ermittelten Gesamtsilokapazität von 35.000 Tonnen in durchschnittlichen integrierten Zementwerken. [1, S. 107].

Im Referenzwerk 2 wurden in den beiden modellierten Jahren neunzehn verschiedene Zementprodukte auf zwei Kugelmühlen produziert. Die gesamte Silokapazität der vierundzwanzig Zementsilos dieses Zementwerks liegt bei etwa 28.000 Tonnen für alle Zementprodukte und ist somit im Vergleich zur mittleren Gesamtsilokapazität integrierter Zementwerke von 35.000 Tonnen geringer [1, S. 107]. Die beiden Kugelmühlen verfügen über installierte Antriebsleistungen von jeweils 1,3 MW und 3,6 MW.

10.3 Modellergebnisse

Die ermittelten Ergebnisse basieren auf der entwickelten Modellstruktur [2, S. 9] zur Abbildung des Lastflexibilisierungspotentials von Zementmühlen. Im Unterschied zu der ersten Anwendung des Modells [2, S. 14] wurde das Strompreiskriterium in den aktuellen Modellberechnungen variiert. Es werden weiterhin unterschiedliche Strompreis-Perzentile je nach Referenzjahr verwendet, die sich nun jedoch auf einen gleitenden Bezugszeitraum von einem Monat beziehen. Der Bezugszeitraum für die Berechnung des Strompreislimits (*Glossar*) für den flexiblen Mühlenbetrieb wird somit unabhängig von den einzelnen Anforderungsprofilen berechnet und stündliche Schwankungen des genutzten Kostenindex (*Glossar*) wirken sich weniger stark auf das berechnete Strompreislimit im Modellmühlenbetrieb aus. Die im Modell ermittelte flexibel nutzbare Regelenergie (*Glossar*) basiert hierbei auf einer Maximalabschätzung für die beiden Referenzwerke, da die installierte Mühlenantriebsleistung den Berechnungen zugrunde gelegt wird und nicht die tatsächlich abgerufene Mühlenantriebsenergie im Jahresmittel.

10.3.1 Ergebnisse Anforderungsprofil 1 und 2

Abbildung 10.1 zeigt die verfügbare Regelenergie gemäß Anforderungsprofil 1 der beiden Referenzwerke bei einer Mindestmühlenbetriebszeit von 4 Stunden im Vergleich. In Summe können im ersten Referenzjahr im Fall des ersten Referenzwerks etwa 13.300 MWh an positiver Regelenergie (Lastreduktion) zur Verfügung gestellt werden, im zweiten Referenzjahr hingegen lediglich 2.800 MWh. Die Reduktion der positiven Regelenergie zwischen den ersten beiden Referenzjahren bei Referenzwerk 1 lässt sich auf die Abschaltung der Zementmühle 3 sowie auf die höhere Mühlenauslastung insgesamt im zweiten Referenzjahr zurückführen. Für das untersuchte zweite Referenzwerk liegt die gesamt verfügbare Regelenergie zwischen 6.200 MWh im ersten Referenzjahr und 8.700 MWh im zweiten Referenzjahr. Der Anstieg ist im Wesentlichen auf die reduzierte Auslastung der größeren Zementmühle 2 mit einer installierten Antriebsleistung von 3,6 MW zurückzuführen. Die Regelenergiebeiträge der einzelnen Zementmühlen aus beiden Referenzwerken zum Gesamtergebnis sind in Abbildung 10.1 jeweils in einem Balken dargestellt.

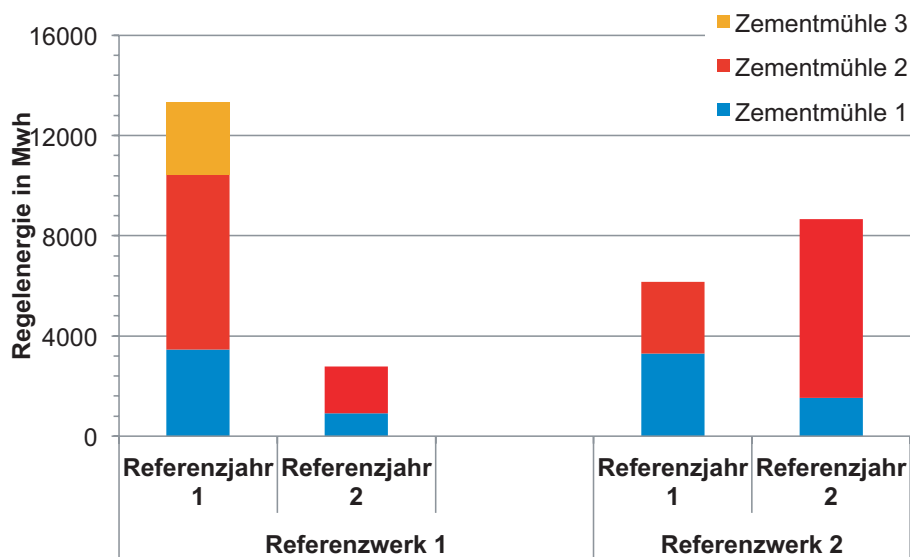


Abb. 10.1: Vergleich der flexibel eingesetzten positiven Regelenergie für zwei unterschiedliche Referenzwerke und Referenzjahre für Anforderungsprofil 1

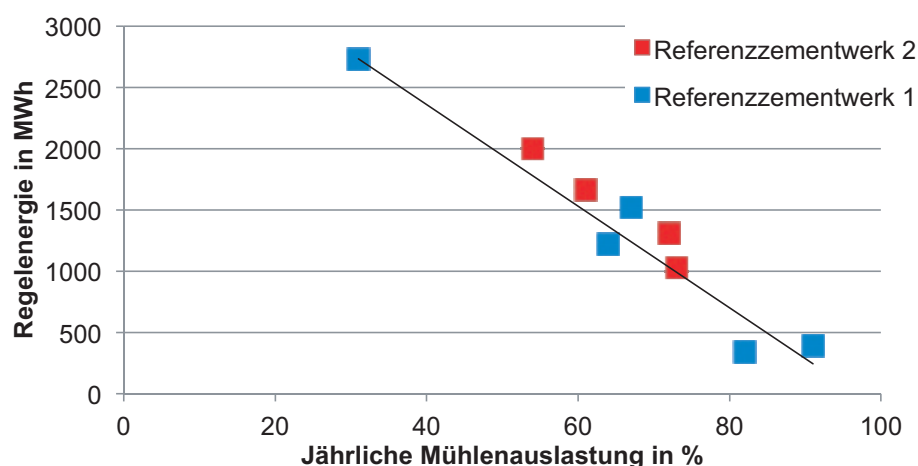
In Tabelle 10.1 sind die Ergebnisse gemäß Anforderungsprofil 2 für zwei unterschiedliche Referenzwerke jeweils bei einer Mindestmühlenbetriebszeit von 4 Stunden zusammengefasst. Für das erste Referenzwerk sind die Ergebnisse nochmals vergleichend in der ersten Tabellenhälfte gegenübergestellt (links: Regelenergie mit Energiepreislimit je Anforderungsprofil, rechts: Regelenergie bei verändertem monatlichem Energiepreislimit). Aus der Änderung des Kriteriums für den flexiblen Mühlenbetrieb resultiert ein Anstieg der verfügbaren Regelenergie größer 30% unabhängig vom betrachteten Referenzjahr.

Tabelle 10.1: Modellierte jährliche Regelenergie der Zementmühlen aus zwei Referenzwerken nach Anforderungsprofil 2 (links: *Regelenergie mit Strompreislimit je Anforderungsprofil [2], rechts: Regelenergie bei verändertem monatlichem Strompreislimit).

	Referenzjahr 1		Referenzjahr 2	
Regelenergie in MWh	positiv (Lastminderung)	negativ (Lasterhöhung)	positiv (Lastminderung)	negativ (Lasterhöhung)
Referenzwerk 1				
Zementmühle 1	2300 / 3500	1800 / 2900	500 / 900	500 / 900
Zementmühle 2	4500 / 6100	4600 / 7900	1400 / 1700	1300 / 1400
Zementmühle 3	1300 / 3000	1600 / 1500	–	–
Referenzwerk 2				
Zementmühle 1	2600	2100	1700	6000
Zementmühle 2	3700	2900	6000	1500

In Abbildung 10.2 ist der Zusammenhang zwischen bereitgestellter positiver Regelenergie und der prozentualen Mühlenauslastung dargestellt. Die berechnete Regelenergie bzw. das Lastflexibilisierungspotential hängt maßgeblich von der abgerufenen Antriebsleistung einer Kugelmühle ab. Um eine einheitliche Darstellung für alle Zementmühlen mit unterschiedlichen Antriebsleistungen zu ermöglichen, wurde in der nachfolgenden Abbildung 10.2 eine normierte Antriebsleistung verwendet. Das Diagramm verdeutlicht, dass eine Steigerung der Mühlenauslastung unmittelbar zur Verringerung der bereitgestellten positiven Regelenergie führt. Die Daten weisen dabei einen annähernd linearen Verlauf auf.

Abb. 10.2: Korrelation zwischen Mühlenauslastung und verfügbarer Regelenergie bei einer normierten Mühlenantriebsleistung für zwei unterschiedliche Referenzwerke und Referenzjahre nach Anforderungsprofil 2



10.3.2 Ergebnisse Anforderungsprofil 3

Vor dem Hintergrund einer zunehmenden Integration von erneuerbaren Energieträgern in die Versorgungsstruktur gewinnt das Anforderungsprofil 3 zur Abdeckung von längeren Stromknappheitsperioden zwischen 1 und 5 Tagen (sogenannte Dunkelflauten) in Zukunft zunehmend an Bedeutung [3, S. 34, Abb. 1.8]. Die Auftrittshäufigkeit einer Dunkelflaute in Zukunft ist stark von den genutzten Wetterdaten und der zukünftigen räumlichen Verteilung der Erzeuger abhängig, sodass sich unterschiedliche Szenarien ergeben [3, S. 37]. In Abhängigkeit des betrachteten Szenarios treten solche Ereignisse mit einer relativ geringen Wahrscheinlichkeit auf, die stark von der Netzeinspeisung aus Wind- und Sonnenenergie sowie dem Kriterium zur Definition einer Dunkelflaute abhängt [3, S. 37, Abb. 1.11].

Eine langfristige Lastreduktion bzw. Lasterhöhung setzt zur fortwährenden Gewährleistung der Versandfähigkeit jedoch ausreichende Silofüllstände voraus. Zur Quantifizierung des Lastflexibilisierungspotentials bei Verwendung der Randbedingungen aus Anforderungsprofil 3 wurde das Modell genutzt und eine Parameterstudie durchgeführt. Die Ergebnisse dieser Berechnungen sind nachfolgend dargestellt.

Erhöhung der Silokapazität

Abbildung 10.3 zeigt exemplarisch die Häufigkeiten der potentiellen positiven Lastflexibilisierung, also einer Lastreduktion durch Mühlenabschaltung, in Abhängigkeit der Gesamtsilokapazität. Diese Häufigkeiten beziehen sich hierbei auf theoretisch maximal mögliche Lastflexibilisierungszeiträume zwischen 1 und 5 Tagen entsprechend des Modellmühlenbetriebs bei veränderter Silokapazität.

Auf der Abszisse wurde die Dauer der Mühlenabschaltung zwischen 1 und 5 Tagen variiert, während auf der Ordinate die jährlichen Häufigkeiten einer Lastflexibilisierung summarisch für alle Zementmühlen eines Zementwerks dargestellt sind. Die Erhöhung der Silokapazität führt, wie erwartet, zu einem Anstieg des Lastflexibilisierungspotentials. Mit zunehmender Dauer der Abschaltung verringert sich dieser Effekt jedoch deutlich.

Es ist darüber hinaus zu erkennen, dass bei kürzeren Abschaltdauern die Häufigkeit steigt. Im realen Betrieb ist hier aber eine deutlich diffusere Zeitspanne zu erwarten. Aufgrund der geringen Auftretswahrscheinlichkeit einer Dunkelflaute in Abhängigkeit der Residuallast im Netz und vor dem Hintergrund der hohen Investitionskosten zur Erweiterung der Silokapazität bleibt der ökonomische Nutzen einer erhöhten Silokapazität zur Steigerung des Lastflexibilisierungspotentials nach Anforderungsprofil 3 jedoch fraglich. Die beiden Referenzwerke weisen hierbei, gemessen an den Häufigkeiten, ein ähnliches Potential zur Lastflexibilisierung auf. Eine Silokapazität von 200 % entspricht hierbei einer Verdoppelung der bestehenden Silokapazität im betrachteten Zementwerk.

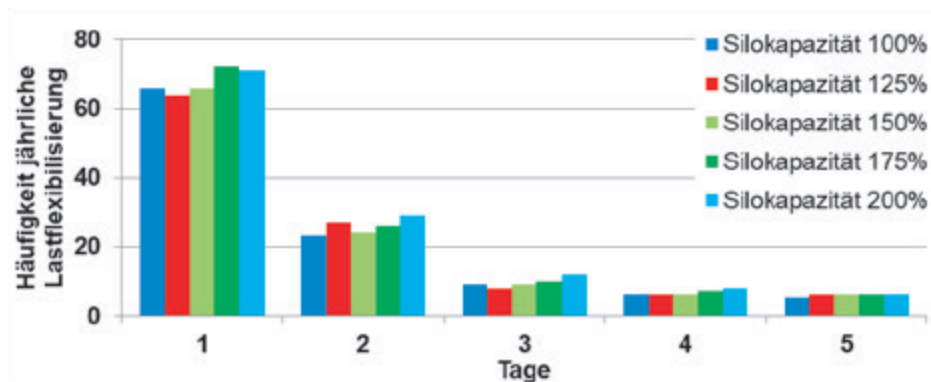


Abb. 10.3: Häufigkeiten einer potentiellen positiven Lastflexibilisierung über 1-5 Tage gemäß Anforderungsprofil 3 bei Erhöhung der Silokapazität jeweils für alle Zementmühlen in Referenzwerk 2

Erhöhung der Mühlenkapazität

Abbildung 10.4 sowie Abbildung 10.5 stellen den Einfluss einer erhöhten Mühlenkapazität auf die Häufigkeiten der potentiellen Lastflexibilisierung gemäß Anforderungsprofil 3 für alle Zementmühlen dar. Diese Häufigkeiten beziehen sich wiederum auf theoretisch maximal mögliche Lastflexibilisierungszeiträume zwischen 1 und 5 Tagen entsprechend des Modellmühlenbetriebs bei veränderter Mühlenkapazität. Es wurde eine Variation der Mühlenkapazität zwischen 100 % und 200 % untersucht. Unabhängig von der Dauer der Lastflexibilisierung zeigt sich, dass bei Erhöhung der Mühlenkapazität längere Abschaltzeiten möglich sind, da Produktionsziele in kürzeren Zeiträumen erreicht werden können. Eine Lasterhöhung durch Mühleneinschaltung, die im Falle einer Hellbrise (Stromüberschuss über einen längeren Zeitraum gemäß Anforderungsprofil 3) relevant werden kann, ist für dieses Szenario aufgrund der gesteigerten Produktionsleistung bei gleichbleibender Silokapazität jedoch nur noch in reduziertem Maß möglich (Abbildung 10.5).

Abb. 10.4: Häufigkeiten einer positiven Lastflexibilisierung (Mühlenabschaltung) über 1-5 Tage gemäß Anforderungsprofil 3 bei Erhöhung der Mühlenkapazität für Referenzwerk 2

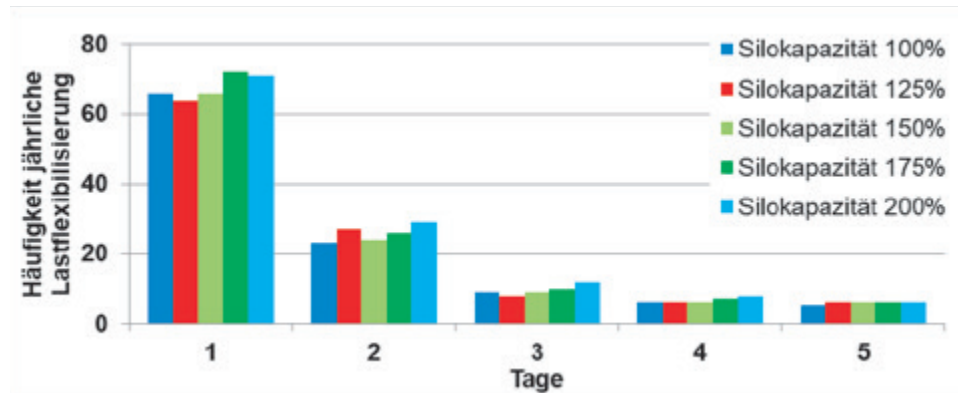
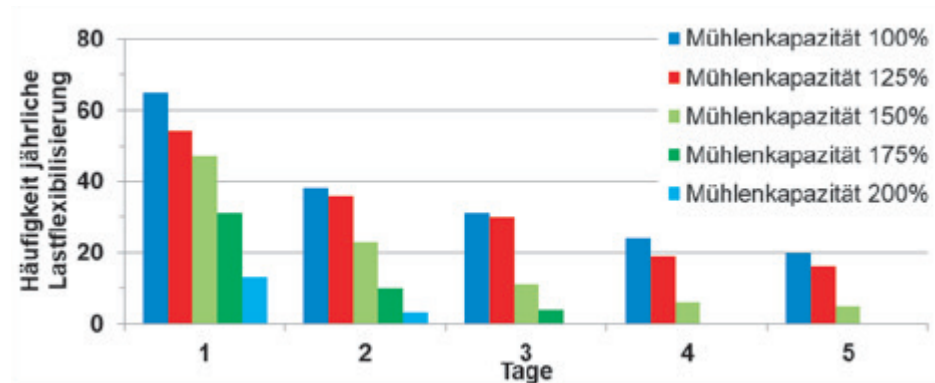


Abb. 10.5: Häufigkeiten einer negativen Lastflexibilisierung (Mühlen-einschaltung) über 1-5 Tage gemäß Anforderungsprofil 3 bei Erhöhung der Mühlenkapazität für Referenzwerk 2.



10.4 Rahmenbedingungen des flexiblen Mühlenbetriebs und Kostenindizes

Die untersuchten Szenarien beziehen sich auf Daten zum Mühlenbetrieb aus zwei Zementwerken und in zwei unterschiedlichen Referenzjahren. Zusätzlich wurde der potentielle Mühlenbetrieb im Jahr 2030 unter Berücksichtigung von zwei unterschiedlichen Strompreisszenarien modelliert, um die Auswirkungen zukünftiger Strompreisentwicklungen auf das Ergebnis untersuchen zu können. Die beiden Referenzjahre 1 und 2 beziehen sich dabei auf Daten aus der jüngeren Vergangenheit und die beiden Strompreisszenarien 1 und 2 auf modellierte Jahreszeitreihen für das Jahr 2030.

Als Maß für das Lastflexibilisierungspotential ist die berechnete Regelenergie im Modell im Wesentlichen an den zeitlichen Verlauf eines Kostenindex im Jahr und die damit verbundenen Mühlenbetriebszeiten gekoppelt. Für die Vergleichbarkeit der Modellergebnisse entsprechen die Produktionsziele für das Jahr 2030 hierbei denen aus dem Referenzjahr 1. Das Nachholen der durch den flexiblen Betrieb ggf. ausgefallenen Produktion wird im Modell durch das unveränderte Produktionsziel sichergestellt. In den drei Szenarien des Modells wird also eine konstante Produktion angenommen und lediglich der Kostenindex als Kriterium zur Mühlenein- und Mühlenabschaltung wurde verändert.

Die genutzten Kostenindizes wurden aus den Börsenstrompreisen in Deutschland abgeleitet. Hierbei muss beachtet werden, dass es sich bei diesen Kostenindizes um fiktive Daten zur Abbildung der variablen Anteile der Stromkosten handelt. Ein direkter Bezug auf effektive Gesamtstromkosten und -preise für Industriebetriebe ist unter anderem aus Gründen des Wettbewerbs an dieser Stelle nicht möglich. Die in der Industriepraxis ebenfalls relevanten fixen Kostenanteile, Steuern und Netzentgelte wurden nicht miteinbezogen. Vielmehr wurden sie vereinfachend für den Vergleich der Ergebnisse als konstant und für eine zunehmend flexible Mühlenbetriebsweise als zunächst nicht ausschlaggebend angenommen.

Abbildung 10.6 zeigt die statistische Auswertung der genutzten Kostenindizes für die beiden Referenzjahre sowie für die beiden unterschiedlichen Strompreisszenarien im Jahr 2030. Insgesamt wird in den Kostenindizes der Strompreisszenarien 1 und 2 von einem bis 2030 deutlich steigenden variablen Anteil im Strompreis ausgegangen (Abbildung 10.6, Zeilen 3 und 4, mit annähernde Verdopp-

lung oder Verdreifachung im Mittelwert und Median). Während die Daten im Strompreisszenario 1 eine ähnliche Verteilung und Breite wie in den Referenzjahren aufweisen, wird im Strompreisszenario 2 eine breitere Verteilung mit deutlich abgesetzten Minimal- und Maximalwerten im Kostenindex angenommen (Abbildung 10.6, Zeile 4). Im Strompreisszenario 1 werden negative Börsenstrompreise ausgeschlossen und zu Null gesetzt. Dies könnte aus einer insgesamt zunehmenden Nutzung von unterschiedlichen Technologien zur Stromspeicherung resultieren. Im Kostenindex des Strompreisszenarios 1 ist dadurch die Häufigkeit des Minimalwertes 0 €/MWh auf ca. 5 % der Jahresstunden erhöht und die Verteilung bei diesem Wert nach unten abgeschnitten (Abbildung 10.6, Zeile 3). Mit den beiden Strompreisszenarien 1 und 2 für 2030 lassen sich die Auswirkungen auf das ökonomische Potential beim flexiblen Betrieb von Zementmühlen somit in einer gewissen Bandbreite von möglichen Entwicklungen der variablen Strompreisanteile im Modell untersuchen.

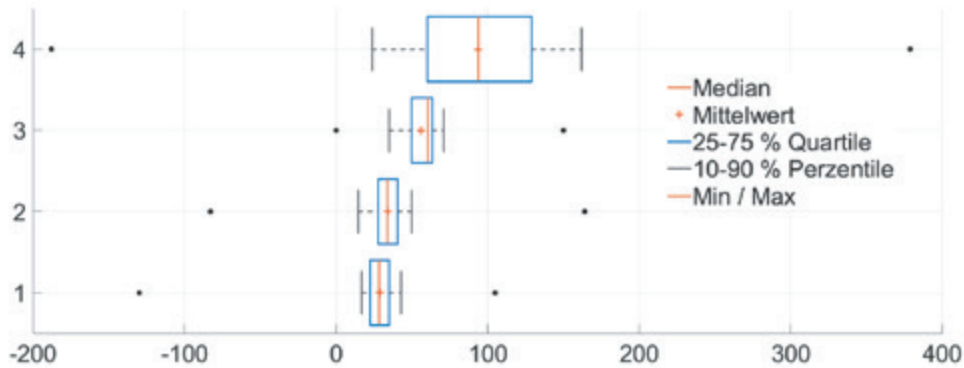


Abb. 10.6: Statistische Auswertung der Jahresverläufe der genutzten Kostenindizes, von unten nach oben in Zeilen: 1 = Referenzjahr 1, 2 = Referenzjahr 2, 3 = Strompreisszenario 1 und 4 = Strompreisszenario 2. Kostenindizes für die beiden Referenzjahre 1 und 2 [4] sowie für die Strompreisszenarien 1 und 2 für 2030 [5,6]

10.4.1 Modellergebnisse für unterschiedliche Strompreisszenarien

Abbildung 10.7 zeigt die Entwicklung der positiven Regelennergie (Mühlenabschaltung) nach Anforderungsprofil 2 für eine mittelfristige Flexibilität (3-12 Std.) in den zwei Referenzwerken in Abhängigkeit der Kostenindizes für das Referenzjahr 1 und der beiden Strompreisszenarien 1 und 2 für 2030. Die modellierte Summe der Regelennergie der Zementmühlen weist insgesamt nur geringe Änderungen bei Nutzung der verschiedenen Kostenindizes in den beiden Referenzwerken auf. Während für den Mühlenbetrieb des ersten Referenzwerkes die Summe der Regelennergie im Jahr 2030 um maximal 10 % zunimmt, fällt diese im Fall des zweiten Referenzwerkes um maximal 15 %. Dabei ist der absolute Unterschied der verfügbaren Regelennergie zwischen Referenzwerk 1 und Referenzwerk 2 auf die unterschiedli-

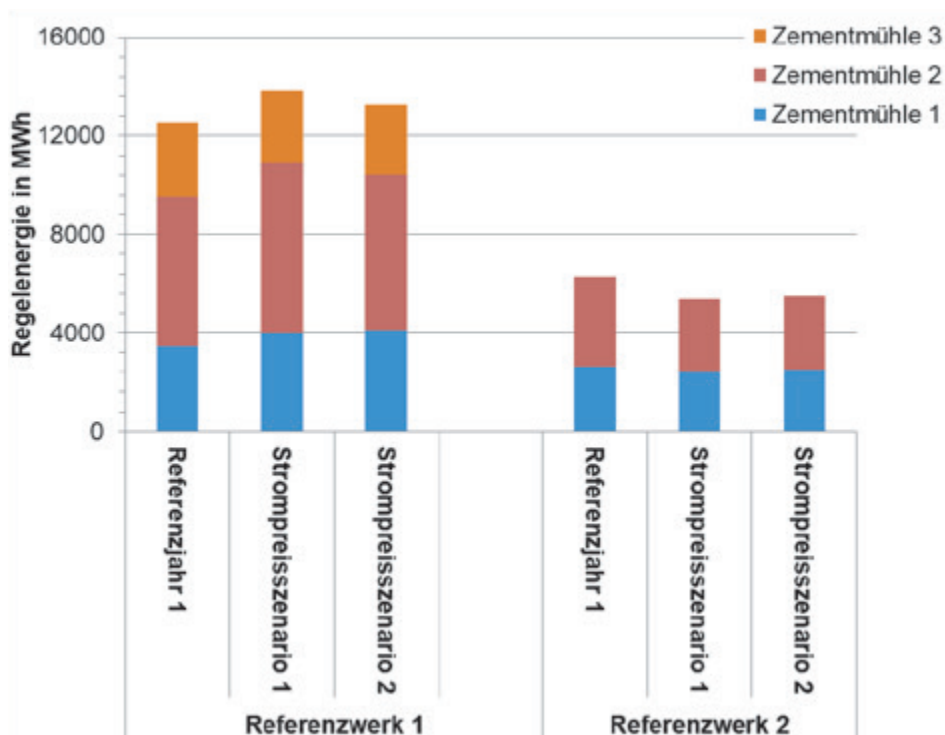


Abb. 10.7: In der Zementmahlung nach Anforderungsprofil 2 flexibel eingesetzte positive Regelennergie bei unterschiedlichen Kostenindizes und bei einer Mindestmühlenbetriebszeit von 4 Stunden in zwei Referenzwerken

che Mühlenantriebsleistung sowie auf Unterschiede der Mühlenauslastung der Zementmühlen von etwa 10 % zurückzuführen. Ein zunächst erwarteter Effekt auf die Regelenergie durch den Anreiz besonderer Extremwerte im Kostenindex des Strompreisszenarios 2 für 2030 und eine deutliche Auswirkung auf die Jahressumme der verfügbaren Regelenergie nach Anforderungsprofil 2 bleiben aus.

10.5 Hemmnisanalyse

Die bisherigen wirtschaftlichen Analysen ergaben hinsichtlich der Kostenreduktion eher geringe Effekte bis -7 % auf dem Kostenindex durch die zusätzlichen Flexibilität im Modellbetrieb [2]. Insbesondere zeigte sich, dass im Fall starker Einschränkung der technischen Möglichkeiten zum flexiblen Betrieb bei hoher Auslastung der Mühlen Abbildung 10.1 nur äußerst geringe Möglichkeiten zur Kostenreduktion von -2 % verbleiben. In der erneuten Untersuchung mit einem im Modell erhöhten Maß an zeitlicher Flexibilität zum Nachholen von Produktionszeiten wird die sehr starke Einschränkung der wirtschaftlichen Vorteile bei hoher Auslastung als Ergebnis mit -2 % bestätigt (Tabelle 10.2, Referenzjahr 2). Die höhere Flexibilität erlaubt eine etwas weitere Reduktion im angenommenen Kostenindex von -11 % bei geringerer Auslastung der Produktionskapazitäten (Tabelle 10.2, Referenzjahr 1).

Im Vergleich zum Referenzjahr 1 steigen in beiden Strompreisszenarien für 2030 die Kostenindizes für den flexiblen Anteil in den Stromkosten (+90 %, +210 %) deutlich an und hiernach auch die absoluten Beträge für die Reduktion in den Kostenindizes durch flexiblen Betrieb. Es zeigt sich jedoch bei ähnlich breiter Verteilung im Strompreisszenario 1 kein positiver Effekt auf die relative Reduktion im Kostenindex. Lediglich bei deutlich breiterer Verteilung im Kostenindex (Abbildung 10.6) mit äußerst extremen Einzelwerten im Strompreisszenario 2 ergibt sich eine größere relative Einsparung von -16 % in Bezug auf den Kostenindex für den Anteil der variablen Stromkosten.

Tabelle 10.2: Änderung der jährlichen Kostenindizes durch flexiblen Betrieb der Zementmühlen nach Anforderungsprofil 2

	Zeitliche Auslastung der Zementmühlen	Kostenindex im Referenzbetrieb (ohne zusätzliche Flexibilität) in €/a	Reduktion im Kostenindex, absolut in €/a	Reduktion im Kostenindex, relativ
Referenzjahr 1	63 %	1.330.000	-141.000	-11 %
Referenzjahr 2	84 %	1.756.000	-43.000	-2 %
im Vergleich zu Referenzjahr 1				
Strompreisszenario 1	62 %	2.538.000, +90 %	-232.000	-9 %
Strompreisszenario 2	61 %	4.126.000, +210 %	-643.000	-16 %

Insgesamt zeigen die Ergebnisse allerdings, dass nur begrenzte wirtschaftliche Einsparpotentiale entstehen, auch bei erstens extremen Änderungen in der Verteilung der variablen Anteile in den Stromkosten und zweitens verhältnismäßig geringer Auslastung der Produktionskapazitäten. Erst wenn die wirtschaftlichen Vorteile deutlich über dem zusätzlichen Aufwand für die Bereitstellung der Flexibilität liegen und wenn der zusätzliche organisatorische und personelle Aufwand kompensiert werden kann, ergeben sich wirtschaftlich sinnvolle Potentiale zur Nutzung der Flexibilität beim Zementmühlenbetrieb.

Gezielte Investitionen zur Erhöhung der Silo- und Mühlenkapazitäten eines Zementwerks scheinen deshalb zunächst nur aus anderem Grund möglich. Die in den Experteninterviews abgefragten Kosten für den Neubau eines größeren Silos belaufen sich auf etwa 10 Mio. €. Nach Berücksichtigung der zusätzlichen Betriebskosten scheint eine Amortisation erst nach sehr vielen Jahren möglich. Für eine Investition in zusätzliche Mühlenkapazität müssten höhere Kosten (Kapitel 10.6.5) und Zeiten zur Amortisation angesetzt werden. Gleichzeitig droht eine zusätzliche Kostenbelastung durch insgesamt steigende Strompreise finanzielle Mittel für Investitionen durch Unternehmen in steigenden Produktionskosten zu binden. Der wirtschaftliche Vorteil einer Erhöhung der Mühlenkapazität zur Steigerung der Flexibilität bleibt auch im Hinblick auf das voraussichtlich äußerst seltene Wetterphänomen Dunkelflaute (Anforderungsprofil 3, Kapitel 10.3.2) fraglich. Eine geringfügige Steigerung der Mühlenproduktionsleistung bestehender Anlagen um 3 bis 5 % lässt sich unter Umständen

durch verfahrenstechnische Maßnahmen wie Anpassung der Kugelmühlengattierung realisieren. Diese Maßnahme weist allerdings im Hinblick auf die Steigerung flexibler Regelernergie ein vernachlässigbares Optimierungspotential auf.

Die Möglichkeit zur Nutzung der Flexibilität bei der Zementmahlung in der Praxis wird stark von standortspezifischen Gegebenheiten abhängen. Insbesondere die nach Produktionskapazität und Produktnachfrage schwankende Auslastung der Kapazitäten bei der Zementmahlung und -lagerung in Silos, aufwendige organisatorische Voraussetzungen, zusätzlicher Bedarf an qualifiziertem Personal und die stark begrenzte Wirtschaftlichkeit für die Nutzung zusätzlicher Flexibilitätspotenziale sind einschränkend zu berücksichtigen.

10.6 Flexibilisierungspotentiale der separaten Feinstmahlung

Bei der konventionellen Mahlung wird das gesamte Produkt in einer Mahlanlage beansprucht und klassiert, sodass eine gezielte Beeinflussung des Feinanteils der Korngrößenverteilung nur sehr bedingt möglich ist. Die in Deutschland überwiegend eingesetzten Kugelmühlen produzieren zwar in der Regel gewünschte Kornbänder, weisen aber eine geringe Energieeffizienz auf. Bei der separaten Feinstmahlung werden hocheffiziente Zerkleinerungsverfahren (hier Gutbett-Walzenmühle) genutzt, um ein Vorprodukt herzustellen. Diese Vorprodukte werden anteilig in einer oder mehreren kleinen Feinstmühlen (hier: Rührwerkskugelmühlen) nachzerkleinert. Durch die separate Feinstmahlung kann der spezifische Energiebedarf der Zementmahlung reduziert werden, ohne die Zementeigenschaften negativ zu beeinflussen [7]. Um eine Vergleichbarkeit hinsichtlich Eigenschaften der Zemente zu erreichen, ist es maßgebend, dass die entstehenden Zemente zumindest ähnliche Korngrößenverteilungen aufweisen. Um dieses zu erreichen, ist es nötig mit 10-30 % eines Klinkermehles bei einer typischen Feinheit von 4000 cm²/g nach Blaine in die Mischung zu gehen. Nachfolgend wird der Einfluss der separaten Feinstmahlung auf die Flexibilisierung der Zementmahlung exemplarisch dargestellt.

10.6.1 Vorzerkleinerung in der Gutbett-Walzenmühle

Für die energetisch effiziente Mahlung von Zementen kommen heute hauptsächlich zwei unterschiedliche Mühlentypen zum Einsatz. Diese beiden Mühlentypen sind die Vertikalwälmühle und die Gutbett-Walzenmühle. Im Rahmen dieses Projektes wurde das System Gutbett-Walzenmühle für die Mahlung des gröberen Anteiles favorisiert, da sich in der Praxis gezeigt hat, dass dieses Mahlsystem insbesondere bei dem hier geforderten Produkt sehr effizient arbeitet. In Abbildung 10.8 ist das vereinfachte Fließbild einer Fertigmahlanlage mit Gutbett-Walzenmühle dargestellt wie es vielfach in der Zement- und Mineralindustrie heute eingesetzt wird.

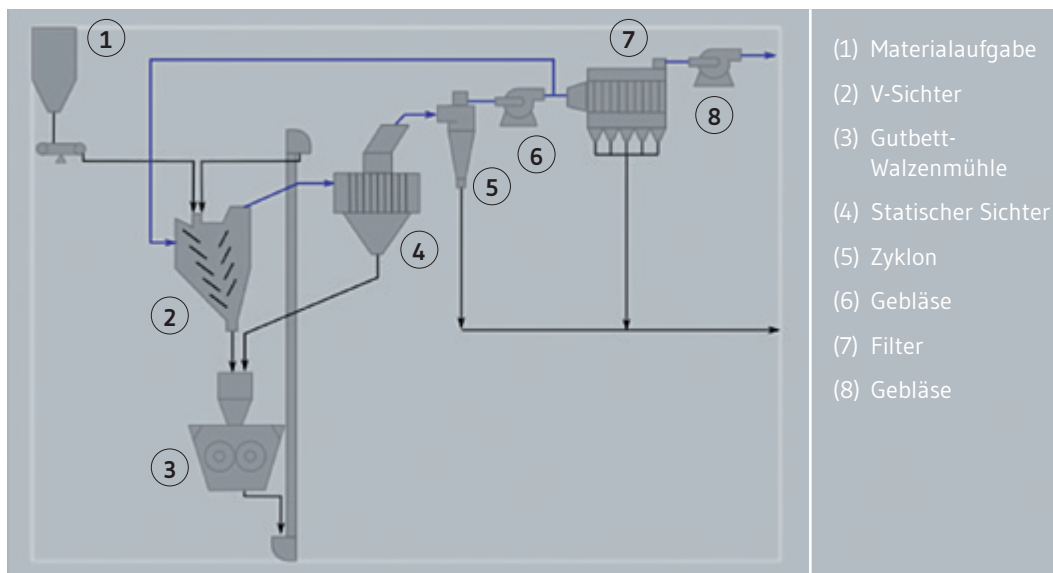


Abb. 10.8: Vereinfachtes Fließbild einer Fertigmahlanlage mit Gutbett-Walzenmühle

Im nötigen Feinheitsbereich hat sich gezeigt, dass Gutbett-Walzenmühlen mit sehr hohen Umfangsgeschwindigkeiten betrieben werden können und damit die Investition je Tonne und Stunde Produkt niedriger ausfällt. Auch kann bei einem solch niedrigen Feinheitswert der Einfluss des spezifischen Energiebedarfs der Sichttechnik reduziert werden, da die Umläufe der Anlage verhältnismäßig niedrig sind. Diese Faktoren führen dazu, dass mit einem Gutbett-Walzenmühlensystem der geringste spezifische Energiebedarf zu erwarten ist.

Die nötige Produktionsleistung wurde für diesen Fall mit 35 t/h ermittelt und orientiert sich damit an der Kugelmühle, die substituiert wird. Als Basisdaten für die Ausarbeitung eines solchen Mahlkreislaufes wurde eine Mahlbarkeit aus der bestehenden Anlage abgeleitet und mit 23,5 kWh/t bei 3000 cm²/g nach Blaine festgelegt.

Die Anlage besteht aus mindestens zwei Frischgutbunkern mit Bandwaagen zur Dosierung von Klinker und Gips. Dieses Frischgut wird über Gurtbandförderer dem Mahl-Sichtkreislauf aufgegeben und vermahlen. Dabei wird Material in der Gutbett-Walzenmühle zerkleinert und anschließend einem meist statischen Sieb aufgegeben und in einem ersten Schritt in sehr grobes Material und fein bzw. mittelfeines Material getrennt. In einem zweiten Schrittschritt wird das in Luft dispergierte Fein- und Mittelfeinput dem dynamischen Sieb aufgegeben und auf Produktfeinheit gesichtet. Um die zu realisierende Leistung von 35 t/h unter der Festlegung einer Mahlbarkeit ermahlen zu können, ist im Folgenden die Anlage technisch spezifiziert:

- Produktionsleistung: 35 t/h CEM I
- Produktfeinheit: 4000 cm²/g nach Blaine

Gutbett-Walzenmühle

- $P_{\text{Mühle}} = 620 \text{ kW}$, installierte Motoren 2x 350 kW
- $P_{\text{Ventilator}} = \text{ca. } 148 \text{ kW}$ (Hauptventilator)
- $P_{\text{Ventilator}} = \text{ca. } 15 \text{ kW}$ (Entstaubung)
- $P_{\text{Nebenaggregate}} \approx 120 \text{ kW}$

Aus den gegebenen technischen Details lässt sich ein spezifischer Energiebedarf der gesamten Anlage von ca. 25 kWh/t bei einer Feinheit von 4000 cm²/g abschätzen. Die ist ein recht niedriger Wert und unterstreicht damit die Effizienz der Gutbett-Walzenmühle.

10.6.2 Anteilige Feinstmahlung in der Rührwerkskugelmühle

Rührwerkskugelmühlen werden in verschiedenen Bauformen für die Feinstmahlung von mineralischen Materialien genutzt. Oft wird dieser Mühlentyp mit einer Suspension beschickt und dementsprechend nass betrieben, es sind jedoch auch trocken betriebene Bauarten am Markt verfügbar. Hierbei sind Rührwerkskugelmühlen mit stehenden Mahlkörpern (vertikal) und liegender Mahlkammer (horizontal) zu unterscheiden (Abbildung 10.9). Trocken betriebene Rührwerkskugelmühlen arbeiten mit kleinen Mahlkörpern (etwa 6 mm), diese werden durch einen Rotor im Mühlenrohr



Abb. 10.9: Horizontale Rührwerkskugelmühle der Fa. Netzsch.

beschleunigt. Dies führt zu einer Beanspruchung mit hoher Intensität, was die Herstellung feinsten Partikel ermöglicht.

Rührwerkskugelmühlen werden in seltenen Fällen für Spezialanwendungen in der Zementindustrie eingesetzt. Im Wesentlichen bestehen zwischen dem Anlagendesign von klassischen Kugelmühlen, wie in der Zementproduktion häufig eingesetzt, und dem Anlagendesign von Rührwerkskugelmühlen (Abbildung 10.8) keine Unterschiede. Wie in Abbildung 10.10 dargestellt, kann die Rührwerkskugelmühle im geschlossenen Kreislauf mit einem Sieb betrieben werden.

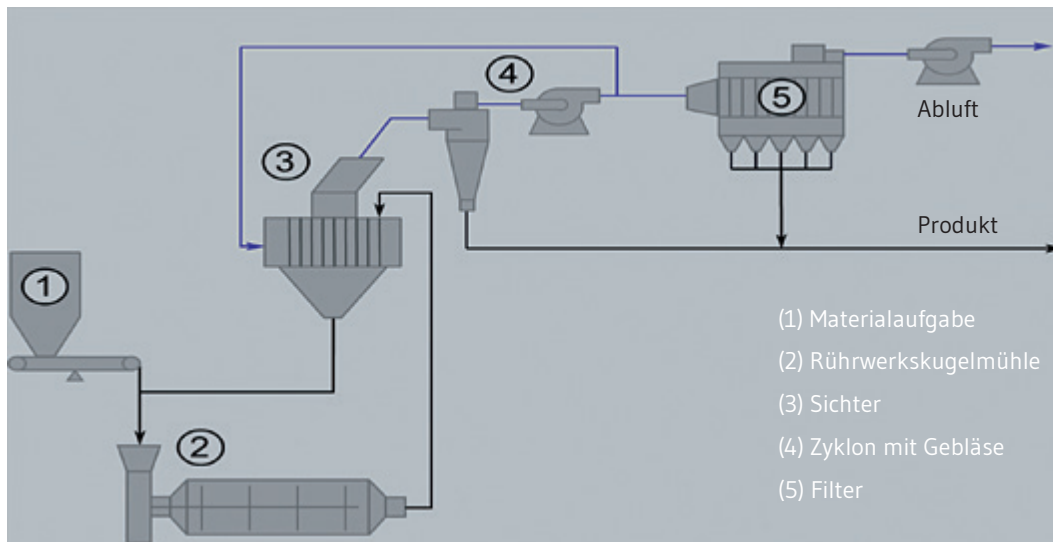


Abb. 10.10: Anlagenschaltung einer Rührwerkskugelmühle

10.6.3 Machbarkeitsstudie

Das Modell wurde zur Beurteilung des Lastflexibilisierungspotentials bei Einsatz der separaten Feinstmahlung genutzt. Es wurde exemplarisch der Mühlenbetrieb im ersten Referenzjahr und ersten Referenzwerk untersucht. Im Rahmen einer Parametervariation wurde nun der Einfluss einer unterschiedlichen Anzahl von Rührwerkskugelmühlen zur Feinstmahlung von insgesamt drei Zementprodukten auf das Gesamtergebnis der verfügbaren Regelenergie sprich dem Lastflexibilisierungspotential analysiert. Die Rührwerkskugelmühlen substituieren einen Teil der Kugelmühlenproduktion der Zementmühlen 1 und 2 sowie die Produktion in Zementmühle 3 im ersten Referenzwerk. In der vorgeschalteten Gutbett-Walzenmühle wird für die drei Zemente ein Vorprodukt produziert, welches in Zwischensilos gelagert werden kann. Der Betrieb der Gutbett-Walzenmühle erfolgt dabei kontinuierlich und ist somit nicht in die Lastflexibilisierung der anderen Zementmühlen eingebunden. Eine Limitierung für den Betrieb der Gutbett-Walzenmühle stellen hierbei lediglich die maximalen und minimalen Silofüllstände in den Zwischensilos dar. In Tabelle 10.3 sind die wesentlichen Kennzahlen der Gutbett-Walzenmühle sowie der Rührwerkskugelmühlen zur separaten Feinstmahlung zusammengefasst.

Tabelle 10.3: Kennzahlen der Gutbett-Walzenmühlen und Rührwerkskugelmühlenproduktion* Berechnungen zur Abschätzung der Anteile im Gesamtprodukt basieren auf den Korngrößenverteilungen. Trotz niedriger spezifischer Oberfläche reichen geringe Anteile dieser Korngrößenverteilung aus, um die Referenzprodukte nachzubilden.

		Gutbett-Walzenmühle	Rührwerkskugelmühle
Produktionsleistung	t/h	35 (CEM I)	8
Produktfeinheit	cm ² /g	3500	5000*
Spezifischer Energiebedarf	kWh/t	25,8	73

In Abbildung 10.11 ist die resultierende Regelenergie bei Einsatz einer unterschiedlichen Anzahl von Rührwerkskugelmühlen zur flexiblen Feinstmahlung dargestellt. Im Modell werden die Rührwerkskugelmühlen analog zum Kugelmühlenbetrieb entsprechend eines maximalen Energiepreislimits betrieben.

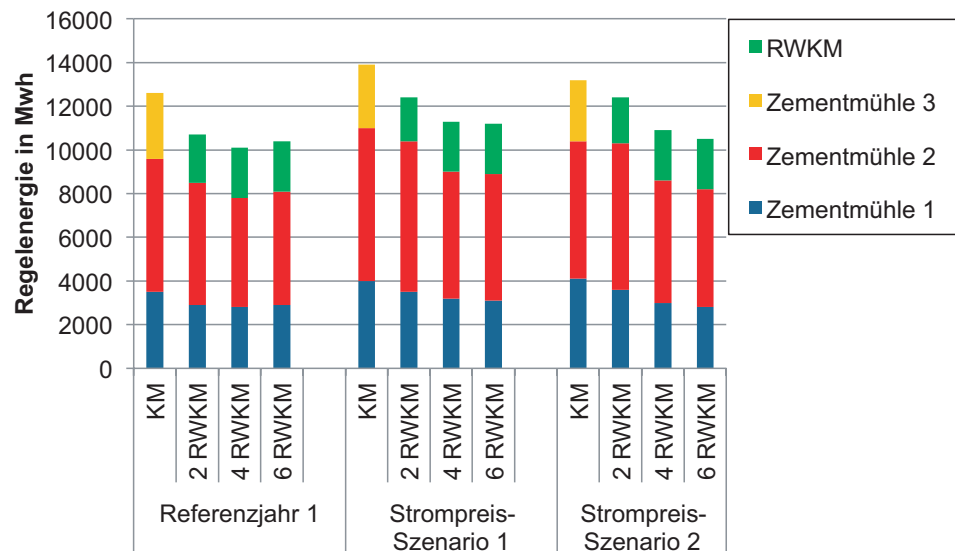


Abb. 10.11: Vergleich der verfügbaren positiven Regelenergie der Zementmühlen bei Einsatz von Rührwerkskugelmühlen gegenüber einer Mahlung in Kugelmühlen

Abbildung 10.11 zeigt die Entwicklung der ermittelten positiven Regelenergie für den Fall einer Mahlung in Kugelmühlen im Vergleich mit der Substitution einer Kugelmühle durch eine unterschiedliche Anzahl von Rührwerkskugelmühlen. Es zeigt sich, dass das Lastflexibilisierungspotential als Summe aus allen Zementmühlen bei Einsatz von Rührwerkskugelmühlen verringert wird, da nur ein geringer produktspezifischer Anteil auf den Rührwerkskugelmühlen gemahlen wird.

10.6.4 Technische Hemmnisse zur Flexibilisierung durch separate Feinstmahlung

Bei der Investition in eine neue Mahltechnologie müssen die Produktqualität, die Zuverlässigkeit und die Handhabbarkeit des neuen Systems sichergestellt werden. Die separate Feinstmahlung von Zementen mit Klinker als einzigem Hauptbestandteil (CEM I-Zemente) beeinflusst die Zementqualität nicht, wenn die Korngrößenverteilung des Produktes möglichst identisch mit der Korngrößenverteilung der bekannten Produkte ist. Die Anteile weiterer Hauptbestandteile, wie Hüttensand oder Kalkstein, können durch die separate Feinstmahlung gesteuert werden, was sich auf die Zementeigenschaften auswirken kann. Dies ist Gegenstand aktueller Forschung. Die Implementierung der Rührwerkskugelmühle in die Zementmahlung und deren Zuverlässigkeit in der Prozesskette muss dargestellt werden. In anderen Industriezweigen sind jedoch Erfahrungen mit dem Betrieb von vor allem nass betriebenen Rührwerkskugelmühlen vorhanden, die deren Zuverlässigkeit bestätigen können. Mehrstufige Mahlverfahren erfordern immer einen größeren organisatorischen Aufwand, der eine höhere Qualifizierung des Personals erfordert. Hierzu sind jedoch gute Erfahrungen mit vorgeschalteten Gutbett-Walzenmühlen (z.B. Kombi-Mahlanlagen) vorhanden. Durch separate Feinstmahlung und gezielte Adaption der Feinstanteile können die Zementeigenschaften gesteuert werden. Dies ist ebenfalls noch Gegenstand aktueller Forschung.

Neben den praktischen Anforderungen an die neue Mahlanlage, muss deren Implementierung auch einer wirtschaftlichen Betrachtung standhalten können. Die Beschaffung von Neuanlagen muss explizit geprüft und bewertet werden. Neben den Transportanlagen muss auch die Anpassung vorhandener Mahl-, Sicht- und Siloanlagen untersucht werden. Da das Vormahlaggregat den höchsten Anteil am CAPEX trägt, eignen sich Zementwerke, die bereits über ein derartiges Aggregat verfügen aus ökonomischer Sicht am besten für die separate Feinstmahlung. Aber auch vorhandene Kugelmühlen müssen hinsichtlich ihrer Eignung als Feinstmahlanlage untersucht und bewertet werden. Die höhere Anzahl an An- und Abschaltvorgängen kann, besonders beim Feinstmahlaggregat, höheren Verschleiß verursachen und so den OPEX erhöhen. Dies ist gesondert zu untersuchen.

Durch die Substitution von Kugelmühlen durch die separate Feinstmahlung kann der spezifische elektrische Energiebedarf bei der Zementmahlung sinken. Das Flexibilisierungspotential kann dadurch, bei entsprechender Auslastung, jedoch reduziert werden. Es sind jedoch auch Feinstmahlanlagen am Markt verfügbar, die wesentlich höhere Energiebedarfe als Rührwerkskugelmühlen

aufweisen. Auch die Verschiebung der Zerkleinerungsarbeit von der Vormahlung auf die Feinstmahlung ist denkbar. So kann in der Vorzerkleinerung möglicherweise ein gröberes Produkt hergestellt werden, um mehr Arbeit in der Feinstmühle leisten zu müssen. Für die Industrie muss dabei die Zukunftssicherheit für derartige Investitionen gewährleistet sein, um nachhaltige Investitionsentscheidungen zu treffen.

10.6.5 Wirtschaftliche Betrachtung

Die Investitionskosten einer Gutbett-Walzenmühle können in weiten Grenzen variieren. Örtliche Einschränkungen durch beispielsweise bestehende Gebäude, spezielle Anforderungen und die Fundamente durch Bodenbeschaffenheiten etc. sind unter Anderem Einflussfaktoren. Überschlägig kann für eine solche Anlage in schlüsselfertiger Bauweise ein Betrag von circa 15 Mio. Euro (+/- 10 %) in Deutschland bei der Integration in eine Bestandsanlage abgeschätzt werden.

Tabelle 10.4: Gegenüberstellung der Mahlanlagen

	Kapazität t/h	Feinheit in cm ² /g nach Blaine	spezifischer Energieverbrauch kWh/t	Instandhaltungs- kosten T€ pro Jahr incl. Verschleißteile (geschätzt)	Investitions- kosten für Neuanlage in Mio. €
Kugelmühle	42	5000	51	ca. 250	Bestandsanlage
Gutbett-Walzenmühle	35	4000	29,2	ca. 250	ca. 15
Rührwerkskugelmühle	9	9000	72	ca. 25	ca. 1,8

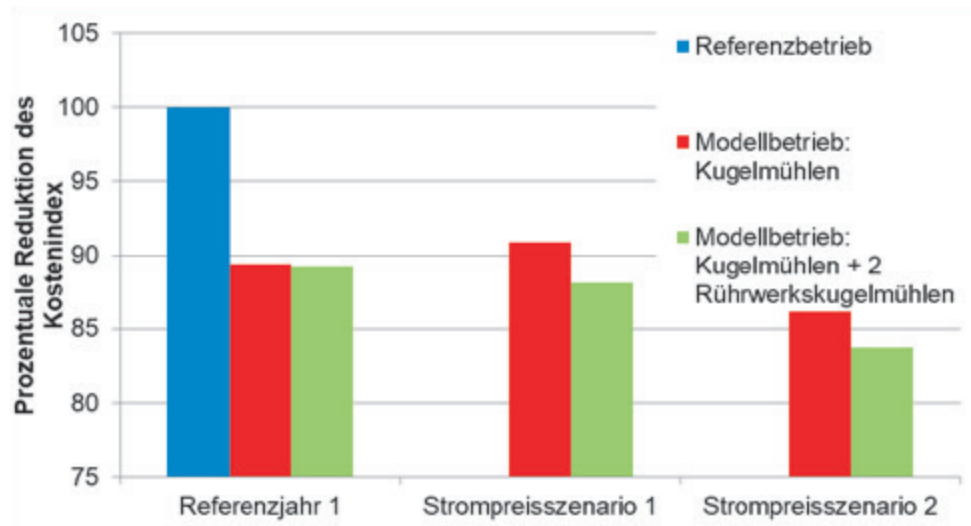
Zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Produktionsanlage mit zwei Mahlkreisläufen müssen neben dem Gesamtinvestitionsbetrag auch die laufenden Kosten der neuen Mahlanlagen mit einer konventionellen Mahlanlage, in diesem Fall einer bestehenden Kugelmühle, verglichen werden. Zu den Betriebskosten zählen primär die Stromkosten aber auch Kosten für Wartung und Instandhaltung. Tabelle 10.4 zeigt hierbei eine Gegenüberstellung der eingesetzten Mahlanlagen.

Die angegebenen spezifischen Energieverbräuche für die Kugelmühle und auch die Gutbett-Walzenmühle gelten für die gesamte Zerkleinerung, da das aufgegebene Frischgut nicht vorzerkleinert ist. Bei der Rührwerksmühle hingegen wird der Mühle ein bereits vorgemahlenes Material (das Fertiggut der Gutbett-Walzenmühle) aufgegeben und weiter auf die benötigte Zielfeinheit zerkleinert. Um den gesamten Energieaufwand korrekt zu erfassen, muss daher neben dem Energieeinsatz der Rührwerkskugelmühle auch der der Gutbett-Walzenmühle mitbetrachtet werden. Der daraus resultierende spezifische Energiebedarf beläuft sich auf 101,2 kWh/t bei einer Feinheit von ca. 9000 cm²/g nach Blaine.

Bei einem angesetzten Mischungsverhältnis von 80 % Zement von dem Gutbett-Walzenmühlenkreislauf und 20 % Zement vom Rührwerkskugelmühlenkreislauf ergibt sich ein spezifischer Energiebedarf von 43,6 kWh/t, was einer Einsparung gegenüber der konventionellen Mahlung mit Kugelmühle von ca. 7,4 kWh/t entspricht. Bei einer angenommenen Jahresproduktion im nicht flexibilisierten Betrieb bei ca. 300.000 t Zement ergibt sich daraus eine theoretische Einsparung von 2.220 MWh an Energie. Bei einem angenommen Energiepreis von 7 Eurocent/kWh ergibt sich ein theoretisches Einsparungspotential von ca. 150. T€. Neben den Energiekosten spielen auch die Instandhaltungskosten eine wichtige Rolle bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung. Diese belaufen sich bei der separaten Feinstmahlung auf ca. 275 T€ gegenüber 250 T€ bei der konventionellen Kugelmühlenmahlung. Daraus ergibt sich ein bereinigtes Einsparungspotential von ca. 125 T€.

Abbildung 10.12 zeigt nun die relative Kostenreduktion des Modellmühlenbetrieb im Vergleich mit dem Referenzmühlenbetrieb in Abhängigkeit des zugrunde liegenden Börsenstrompreisszenarios für maximal zwei Rührwerkskugelmühlen. Es stellt sich heraus, dass die relative Kostenreduktion jeweils in einer vergleichbaren Größenordnung für unterschiedliche Energiepreisszenarien bei Substitution einer Kugelmühle durch zwei Rührwerkskugelmühlen liegt. Für das Konzept der separaten Feinstmahlung ergibt sich jedoch in Abhängigkeit des Szenarios eine Kostenreduktion von maximal

Abb. 10.12: Prozentuale Kostenreduktion des Modellmühlenbetriebs mit Kugelmühlen sowie mit Kugelmühlen und 2 Rührwerkskugelmühlen basierend auf den unterschiedlichen Kostenindizes



4% (bei 2 Rührwerkskugelmühlen sowie Strompreisszenario 2 für das Jahr 2030) gegenüber dem Kugelmühlenbetrieb im Modell, da drei Zementprodukte energieeffizienter produziert werden können.

Schwieriger gestaltet sich die Einordnung der Amortisationsdauer da einer bestehenden Anlage eine komplett neue Anlage gegenübergestellt wird. Die aufzuwendenden 16,8 Mio. € wären bei einem Einsparungspotential von nur 125 T€ wirtschaftlich nicht zu rechtfertigen. Vielmehr muss hier der Vergleich mit einer Neuanlage bzw. der eingesparten Menge an CO₂ erfolgen.

Neben einer Verringerung der Strombezugskosten können durch die Flexibilisierung des Mühlenbetriebs mit Kugelmühlen und auch mit Rührwerkskugelmühlen indirekt gleichzeitig CO₂-Emissionen reduziert werden. Dies ist auf den zeitlich veränderten Strombezug und die damit verbundene Zunahme des regenerativen Erzeugungsanteils bei der Strombeschaffung zurückzuführen. Die zusätzlichen Informationen zur CO₂-Intensität des genutzten Strommixes für Strompreisszenario 1 [8] ermöglichen jedoch keine direkte Gegenüberstellung zu einem Referenzmühlenbetrieb für das Jahr 2030. Die abschätzbare Reduktion weist hierbei jedoch in Bezug auf die gesamten CO₂-Emissionen eines Zementwerks mit Klinkerproduktion geringe Senkungspotentiale auf.

10.7 Fazit

Die Ergebnisse für die beiden betrachteten Zementwerke für eine kurz- und mittelfristige Flexibilisierung des Zementmühlenbetriebs nach Anforderungsprofil 1 und 2 zeigen die bereits beschriebene starke Abhängigkeit des Lastflexibilisierungspotentials von der Mühlenauslastung. Der ermittelte Regelenenergieanteil (flexible Energie in Bezug auf den jährlichen Energiebedarf) entsprechend Anforderungsprofil 2 liegt im ersten Referenzwerk für die größte Mühle zwischen 22 % und bei 5 % bei gestiegener Mühlenauslastung im zweiten Referenzjahr. Im zweiten Referenzwerk liegt der Regelenenergieanteil zwischen 16 % und 31 % in Abhängigkeit des Referenzjahrs. Insgesamt weist das zweite Referenzwerk trotz anderer Werksstruktur bezüglich der Zementmühlen, -silos und -sorten gegenüber dem ersten Referenzwerk ein in der Größenordnung vergleichbares Lastflexibilisierungspotential auf.

Hinsichtlich der Flexibilität für lange Zeiträume nach Anforderungsprofil 3 deuten die Modellergebnisse auf ein Potential zur Lastflexibilisierung über einen Zeitraum von einem Tag hin, welches jedoch für längere Zeiträumen zwischen 2 und 5 Tagen bei unveränderter Silo- und Mühlenkapazität eingeschränkt ist. Die Parameterstudie zur Anpassung der Silo- und Mühlenkapazität zeigt, dass die Erhöhung der Mühlenkapazität einen größeren Stellhebel hinsichtlich einer positiven Regelenenergiebereitstellung durch Lastreduktion bei 1 bis 2 Tagen aufweist. Eine Erhöhung der Mühlenkapazität weist im Vergleich zur Erhöhung der Silokapazität insgesamt ein größeres Potential zur Lastflexibilisierung auf. Die hohen Investitionskosten zur Erhöhung der Mühlen- oder Silokapazität stellen hierbei jedoch einen wirtschaftlich limitierenden Faktor dar.

Die Implementierung der separaten Feinstmahlung zeigt eine Reduktion des Lastflexibilisierungspotentials bzw. der verfügbaren Regelenenergie zwischen 15 % und 19 % in Abhängigkeit des Strompreisszenarios in der vorliegenden Anlagenkonfiguration mit zwei Rührwerkskugelmühlen. Der Anteil flexibel einsetzbarer Energie verringert sich insgesamt aufgrund der Substitution einer Kugelmühle durch eine Gutbett-Walzenmühle und einzelner Rührwerkskugelmühlen, welche neben den Kugelmühlen zur Lastflexibilisierung eingesetzt werden. Die Gutbett-Walzenmühle wird jedoch nicht entsprechend eines Strompreislimits betrieben und weist somit kein Potential zur Flexibilisierung auf. Das Potential der Rührwerkskugelmühlen zur Lastflexibilisierung ist zudem eingeschränkt aufgrund des produktspezifischen und geringen Anteils zwischen 10 % und 30 % des Produkts, das bei der Feinstmahlung eingesetzt werden kann. Insgesamt deutet die Implementierung des Konzepts zwar auf eine deutliche Reduktion der Energiekosten hin, diese amortisieren sich allerdings erst nach vielen Jahren in Abhängigkeit des Kostenindex.

Für Strompreisszenarien 1 und 2 zum flexiblen Stromeinsatz zeigt sich, dass durch die separate Feinstmahlung eine Reduktion des spezifischen Energiebedarfs von bis zu etwa 15 % im Vergleich zu der substituierten Kugelmühle möglich wäre. Im Modell konnte bei flexibler Fahrweise und abhängig vom genutzten Kostenindex für den variablen Stromkostenanteil eine Reduktion zwischen 11-16 % (Abbildung 10.12) bei Einsatz von zwei Rührwerkskugelmühlen bestimmt werden. Letztendlich lässt sich jedoch schlussfolgern, die separate Feinstmahlung wird erst ökonomisch vertretbar, wenn die sehr hohen Investitionskosten sinken. Unter Umständen könnte die Nutzung bereits vorhandener Mahlanlagen eine separate Feinstmahlung ermöglichen.

10.8 Glossar

Strompreislimit: Dieser variable Strompreis in Abhängigkeit des gewählten Strompreispercentils je Referenzjahr und in Abhängigkeit des Berechnungszeitraums stellt das maximale Strompreislimit für einen kostenoptimierten Mühlenbetrieb dar.

Kostenindex: Der Kostenindex beschreibt den variablen Stromkostenanteil. Er basiert auf Börsenstrompreisen in €/MWh. Für die tatsächliche Nutzung von elektrischer Energie im Zementwerk ist eine andere Kostenstruktur zu berücksichtigen.

Regelenenergie: Der Begriff fasst alle Lastanpassungen nach den ausgewerteten Anforderungsprofilen im Jahresverlauf zusammen [2].

10.9 Literatur

- [1] RUPPERT, J. und K. TREIBER, Hg., 2018. Flexibilitätsoptionen in der Grundstoffindustrie : Methodik, Potenziale, Hemmnisse. Flexibilitätspotentiale und –perspektiven in der Roh- und Zementmahlung [online]. Verfügbar unter: <https://www.vdz-online.de/forschung/aktuelle-projekte/synergie/>
- [2] RUPPERT, J., S. RÖSCH und K. TREIBER, 2019. Energieflexibilität der deutschen Industrie. Einschätzung des Flexibilitätspotentials bei der Zementmahlung.
- [3] AUSFELDER, F., S.v. ROON und A. SEITZ, 2018. *Flexibilitätsoptionen in der Grundstoffindustrie : Methodik, Potenziale, Hemmnisse. Charakteristische Energiewirtschaftliche Situationen für die Bereitstellung von Flexibilität* [online]. Verfügbar unter: <https://www.vdz-online.de/forschung/aktuelle-projekte/synergie/>
- [4] EPEX-SPOT SE, Hg. Marktdaten der EPEX-Spot SE. ftp-Server der EPEX-Spot SE, Leipzig [online]. Verfügbar unter: <ftp://ftp.epexspot.com/>
- [5] SAMWEBER, F., S. KÖPPL und ET AL, 2017. *Projekt MONA 2030: Bewertung Netzoptimierender Maßnahmen gemäß technischer, ökonomischer, ökologischer, gesellschaftlicher und rechtlicher Kriterien. Teilbericht Einsatzreihenfolgen*. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE). München
- [6] ÖKO-INSTITUT, 01/2015. Klimaschutzszenario 2050 - 2. Endbericht [online]. Öko-Institut. Berlin. Verfügbar unter: <https://www.oeko.de/publikationen/p-details/klimaschutzszenario-2050-2-endbericht/>
- [7] TREIBER, K. und P. FLEIGER, 2019. Steigerung der Energieeffizienz und Verbesserung der Zementeigenschaften durch separate Feinstmahlung. Verein Deutscher Zementwerke e.V. Cement International.
- [8] BÖING, F., A. MURMANN, C. PELLINGER und BRUCKMEIER ANDREAS. ISAAr Integriertes Simulationsmodell zur Anlageneinsatz- und Ausbauplanung mit Regionalisierung [Software]. Verfügbar unter: <https://www.ffe.de/die-methoden/modelle/625-isaar-integriertes-simulationsmodell>

11 PROZESSDAMPFBEREITSTELLUNG IN INTEGRIERTEN VERBUNDSTANDORTEN

Verantwortliche Autoren

Florian Ausfelder florian.ausfelder@dechema.de
 DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V., Theodor-Heuss-Allee 25,
 60486 Frankfurt am Main

Thomas Bayer thomas.bayer@Infraserv.com
 Infraserv GmbH & Co. Höchst KG, Industriepark Höchst, 65926 Frankfurt am Main

Hanna Ewa Dura hanna.dura@dechema.de
 DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V., Theodor-Heuss-Allee 25,
 60486 Frankfurt am Main

Tobias Fischer tobias.fischer@Infraserv.com
 Infraserv GmbH & Co. Höchst KG, Industriepark Höchst, 65926 Frankfurt am Main

Michael Frank michael.frank@Infraserv.com
 Infraserv GmbH & Co. Höchst KG, Industriepark Höchst, 65926 Frankfurt am Main

11.1 Einleitung

Der zunehmende Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung, hauptsächlich durch fluktuierende und intermittierende Photovoltaik und Windkraft, sowohl on-shore als auch off-shore, führt absehbar zu einer fundamental neuen Herausforderung für das Stromnetz. Im Gegensatz zu der vergangenen Situation, in der der jeweilige Bedarf nachfrageorientiert durch konventionelle thermische Kraftwerke gedeckt wurde, ist das Dargebot an erneuerbarem Strom abhängig von meteorologischen Gegebenheiten und ist unabhängig von der jeweiligen Nachfrage.

Mit einem zunehmenden Anteil an fluktuierender und intermittierender Stromerzeugung, wird die Sicherstellung eines stabilen Netzbetriebes, bei dem zu jedem Zeitpunkt Stromangebot und –nachfrage im Gleichgewicht sind, absehbar schwieriger. Einen Beitrag zur Stabilisierung können sogenannte flexible Lasten leisten, also Stromverbraucher, die je nach Situation im Stromnetz unterschiedlich große Lasten abrufen können. Wenn sie weniger als normal abrufen, ist der Effekt der reduzierten Nachfrage aus Sicht des Stromnetzes identisch mit dem einer erhöhten Erzeugung, also dem zuschalten eines thermischen Kraftwerks. Umgekehrt kann ein erhöhter Lastabruf, also eine Erhöhung der Nachfrage, ein vorhandenes Dargebot über den normalen Bedarf hinaus kompensieren.

Diese Funktionen werden auch in einem konventionell betriebenen System benötigt, allerdings in deutlich geringerem Umfang. So erfüllen aktuell z.B. Wasserpumpenspeicherkraftwerke diese Aufgabe. In Zeiten eines hohen Dargebots an Strom und niedrigen Strompreisen wird Wasser vom Unterbecken in das Oberbecken gepumpt. In Zeiten einer hohen Nachfrage wird das Wasser durch die Turbinen zurück in das Unterbecken geleitet und Strom erzeugt.

In Zukunft können vermehrt Industrieprozesse als flexible Lasten einen Beitrag zur Stabilisierung des Stromnetzes leisten. Neben einzelnen Prozessen können auch hybride Systeme dem Stromnetz

Flexibilität zur Verfügung stellen, die z.B. zwischen elektrischer und gasbasierter Wärmeerzeugung hin- und herschalten können und damit je nach Betriebszustand eine Last im Stromnetz sind oder eben nicht. Darüber hinaus ergeben sich Flexibilitätspotenziale durch die geschickte Kombination verschiedener Elemente, die für sich genommen nicht notwendigerweise ein Flexibilitätspotenzial aufweisen würden. Häufig ergeben sich Flexibilitätspotenziale durch Sektorenkopplung, d.h. das Verschieben von Energie aus einem Sektor (Strom, Wärme, Verkehr) in einen anderen.

Die chemische Industrie ist in Deutschland die Branche mit dem höchsten Energieverbrauch mit einem Anteil von 28,9% des industriellen Energieverbrauchs [1]. Der Strombedarf der chemischen Industrie liegt bei 54 TWh/a. An den Standorten der chemischen Industrie werden Kraft-Wärme gekoppelte Anlagen hauptsächlich zur Wärmebereitstellung betrieben, die rund 17 TWh/a Strom als Eigenerzeugung bereitstellen [2].

Die integrierten Standorte der Chemiebranche eignen sich ganz besonders für Flexibilität durch die Konfiguration verschiedener, sektorübergreifenden Energieumwandlungstechnologien, die häufig aus anderen Gründen bereits am Standort vorhanden sind.

Das Anbieten von Flexibilität wiederum ist jedoch kein Selbstzweck. Das Ziel ist eine verbesserte Einbindung von erneuerbarer Stromerzeugung mit dem gewünschten Effekt einer Absenkung von energiebedingten CO₂-Emissionen im Energiesektor. Sektorkopplungstechnologien können einem ähnlichen Ziel dienen, dem erhöhten Eintrag erneuerbarer Energien in Sektoren, die sonst wenige Möglichkeiten zur Reduzierung von Treibhausgasen haben.

Aus Sicht eines Flexibilitätsanbieters, muss sich das Anbieten von Flexibilität lohnen und es sollte möglichst ein Beitrag zur Treibhausgasminderung erzielt werden. Welche Möglichkeiten sich im Rahmen dieser mehrfachen Zielsetzung, konkret: Flexibilität, Treibhausgasreduzierung und Kosten ergeben, soll im Folgenden für das Beispiel einer idealisierten Energieerzeugungsstruktur eines Chemieparks dargestellt werden.

11.2 Beschreibung des Industrieparks Höchst

Die Untersuchungen wurden an einem typischen größeren Chemiestandort durchgeführt, der sich an die Gegebenheiten des Industrieparks anlehnt. Der Industriepark Höchst ist im gleichnamigen Frankfurter Stadtteil angesiedelt. Ursprünglich für Chemie- und Pharmaproduktion ausgelegt, hat sich der Industriepark in den letzten Jahren immer weiter diversifiziert.

Insgesamt hat der Industriepark mit seinen Anlagen und Prozessen einen Strombedarf, der in etwa dem von 600.000 deutschen Haushalten entspricht; der Wärmebedarf entspricht dem von etwa 250.000 bundesdeutschen Einfamilienhäusern. Davon werden durch Wärmerückgewinnung aus den angeschlossenen Prozessen gut 20 % wieder eingespeist. Dieser Bedarf wird am Standort durch diverse KWK-Anlagen, Elektrodenkessel sowie weitere kleinere Wärmeerzeuger gedeckt.

Während der Austausch von Strom mit dem allgemeinen Stromnetz im Sinne dieser Arbeiten nicht limitiert ist und die Erdgasversorgung als gesichert angenommen werden kann, muss der Wärmebedarf vollständig durch eigene Dampferzeugung am Standort gedeckt werden. Der Betreiber des Industrieparks, die Firma Infrserv GmbH & Co. Höchst KG, kann dabei auf eine Vielzahl von Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung am Standort zurückgreifen. Der gegenwärtige Erzeugungspark wird ständig angepasst, sodass eine aktuelle Einschätzung des Flexibilitätspotenzials wenig Aussagekraft für die Zukunft hätte.

Es wurde ein Modell entwickelt zur Simulation der Situation im Jahr 2030. In dieser Konfiguration stehen dem modellierten Industriepark mehrere Gas- und Dampf-(GuD)-KWK-Anlagen zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung zur Verfügung mit einer elektrischen Leistung von insgesamt ca. 300 MW_{el} und einer maximalen Dampferzeugung von ca. 400 t/h. Die GuD-KWK-Anlagen können zwischen minimaler Teillast (20 %) und maximaler Last (100 %) betrieben werden.

Darüber hinaus stehen Heizkessel mit Erzeugungskapazitäten von ca. 600 t/h für die Dampferzeugung aus Erdgas bereit sowie Elektrodenkessel mit einer Kapazität von 66 t/h. Der Dampfbedarf des Modell-Industrieparks ist einer saisonalen Schwankung unterworfen und variiert zwischen 320 und 460 t/h. Insgesamt gibt es drei Dampfnetze auf den Druckstufen 121, 16 und 4 bar.

Die saisonale Schwankung des Wärmebedarfs im Industriepark führt dazu, dass im Sommerhalbjahr die GuD-Kraftwerke nicht auf Volllast betrieben werden können, da nicht ausreichend Abnehmer für die erzeugte Wärme zur Verfügung stehen. Dies reduziert die Möglichkeiten, in diesem Zeitraum positive Flexibilität anzubieten. Daher wird für die Zwecke dieser Untersuchung beispielhaft auch ein thermischer Speicher im Abgasstrom der Gasturbine angenommen, um die diesen Effekt zu evaluieren.

Der lokale Verkehrsverbund hat die Anschaffung einer Flotte von Wasserstoff-betriebenen Brennstoffzellenzügen beschlossen, um zukünftig Diesel-betriebene Züge auf Strecken zu ersetzen, auf denen sich keine Elektrifizierung lohnt. Diese Züge werden im Industriepark mit Wasserstoff versorgt, der als Nebenprodukt in der vorhandenen Chlor-Alkali-Elektrolyse erzeugt wird. Da die Versorgung der Zugflotte unabhängig vom Betrieb der Chlor-Alkali Elektrolyse sichergestellt werden muss, wird die Installation einer Wasserelektrolyse erwogen, die ausschließlich in jenen Zeiten betrieben wird, in denen die Chlor-Alkali Elektrolyse nicht ausreichend Wasserstoff produzieren kann. Zu allen anderen Zeiten steht die Wasserelektrolyse im Prinzip zur Verfügung um negative Flexibilität anzubieten. Dabei wird von einer gesicherten Abnahme von Wasserstoff ausgegangen.

Diese Konfiguration und die Wechselwirkung mit dem Außenraum ist schematisch in Abbildung 11.1 dargestellt.

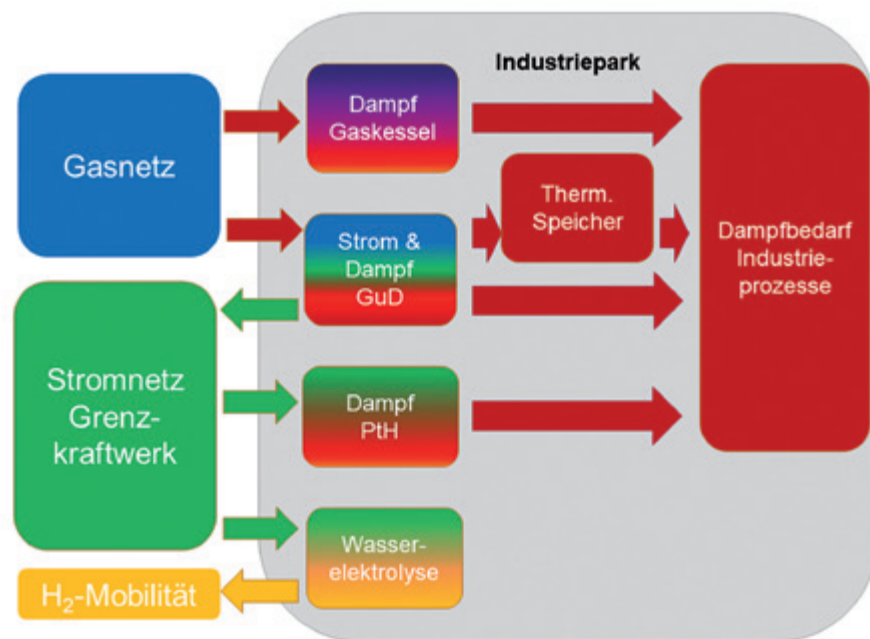


Abb. 11.1: Konfiguration der Wärme- und Stromerzeugung des modellhaften Industrieparks.

11.3 Beschreibung des MONA-Modells

Das Ziel der Modellierung ist eine Abschätzung des Flexibilitätspotenzials bei gleichzeitiger Untersuchung der Betriebskosten und der CO₂-Emissionen. Als Grundlage der Untersuchung dient die stundenscharfe Zeitreihe für das Jahr 2030 des MONA-Projekts für das Standard-Szenario [3].

Das MONA-Modell ist ein Kraftwerkseinsatzmodell. Für einen gegebenen Zeitpunkt wird auf Basis eines gemittelten Wetterjahrs das Dargebot an erneuerbaren Energien errechnet und der Einsatz der konventionellen Kraftwerke simuliert.

Dabei wird in der Iteration ein europäisches Modell unter Berücksichtigung der Kuppelkapazitäten zugrunde gelegt, so dass Import und Export sich aus dieser Iteration ergeben.

In einem zweiten Schritt optimiert das Modell den konventionellen Kraftwerkseinsatz auf nationaler Ebene unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen und „must-run“ Kraftwerken. Ein Ausgleich kann über den Einsatz der angenommen Kapazität von Pumpspeicherkraftwerken erfolgen, da Im-/Export bereits im vorhergehenden Schritt festgelegt wurden.

Durch die Berücksichtigung der Netzrestriktionen sind teilweise auch Kraftwerke im Einsatz, die in der Merit-Order ggfs. hinter dem eigentlichen, preisbildenden Grenzkraftwerk stehen.

Für die Berechnung der Grenzkosten sind Kostenparameter für die Brennstoffe und für CO₂-Emissionszertifikate hinterlegt, vgl. Tabelle 11.1. Das Model erlaubt keine negativen Preise

Die aus dem Model entstehende Zeitreihe wird genutzt, um eine stundenscharfe Einsatzplanung der Strom- und Wärmeerzeugung für die Konfiguration des Industrieparks durchzuführen. Dabei wird perfekte Voraussicht angenommen, sodass der Einsatz der Erzeugungseinheiten zu jeder Stunde im Sinne der gewählten Einsatzstrategie optimal ist.

Tabelle 11.1: Annahmen des MONA-Szenarios Standard [3].

Parameter	Einheit	Aktueller Stand 2015	2030 Referenzszenario Standard
CO ₂ -Preise	€/t	7,6	30
Brennstoffpreise			
Rohöl	€/MWh _{th}	35,9	52,4
Erdgas		21,8	28,8
Steinkohle		8,8	9,5
Braunkohle		1,5	1,5

11.4 Beschreibung des Datensatzes Standard

Auf Basis des im vorherigen Abschnitt dargestellten Modells steht eine Zeitreihe „Standard“ für das Jahr 2030 zur Verfügung. Die Zeitreihe hat eine stündliche Auflösung und umfasst die Erzeugung der erneuerbaren Energien, den Einsatz konventioneller Kraftwerke, Import und Export von Strom sowie den Einsatz von Wasserpumpspeicherkraftwerken, entweder im Pumpbetrieb oder im Turbinenbetrieb. Darüber hinaus wird der jeweilige Grenzkraftwerkstyp (Erneuerbare Energien, Braunkohle, Steinkohle, Gas- und Dampfkraftwerke, Gasturbinen und Ölkraftwerke) ausgewiesen, zusammen mit sich daraus ergebenden Strompreis sowie den CO₂-Emissionen des Grenzkraftwerkes und der gemittelten Emissionen.

Aus diesem Datensatz kann entsprechend die Residuallast und die Leistungsdauerlinie abgeleitet werden. Leider geben diese Darstellungen keinen Hinweis auf den zu einem gegebenen Zeitpunkt vorliegenden Flexibilitätsbedarf. Die Daten für Import und Export sind für eine Ableitung des Flexibilitätsbedarfs nicht geeignet, da diese auf der vorgeschalteten Optimierung des europäischen Kraftwerkseinsatzes beruhen. In vorhergegangenen Untersuchungen wurde pauschal ein negativer Flexibilitätsbedarf unterstellt, wenn zu einem Zeitpunkt erneuerbare Energien und ein positiver Flexibilitätsbedarf, wenn Gasturbinen und Ölkraftwerke das Grenzkraftwerk darstellten. Diese Pauschalisierung stellt jedoch eine starke Vereinfachung dar, so dass in der vorliegenden Arbeit ein anderer Ansatz verfolgt wurde.

Aufgrund der Äquivalenz des Einsatzes von Wasserpumpspeicherkraftwerken mit Flexibilitätsoptionen kann jedoch der Betriebszustand der Pumpspeicherkraftwerke als Maß dafür herangezogen werden, ob ein positiver Flexibilitätsbedarf (Turbinenmodus) oder ein negativer Flexibilitätsbedarf

(Pumpmodus) besteht. Diese Betrachtungsweise hat bei dem gegebenen Datensatz zur Folge, dass zu jedem Zeitpunkt entweder ein positiver oder ein negativer Flexibilitätsbedarf besteht. Die Aussage ist jedoch keineswegs, dass dieser Flexibilitätsbedarf nicht gedeckt wird. In dem Modell wird dieser gerade durch den Einsatz der Wasserpumpspeicherkraftwerke kompensiert. Eine gewählte Flexibilitätsop-tion würde also in direkter Konkurrenz zu dem Einsatz von Wasserpumpspeicherkraftwerken stehen.

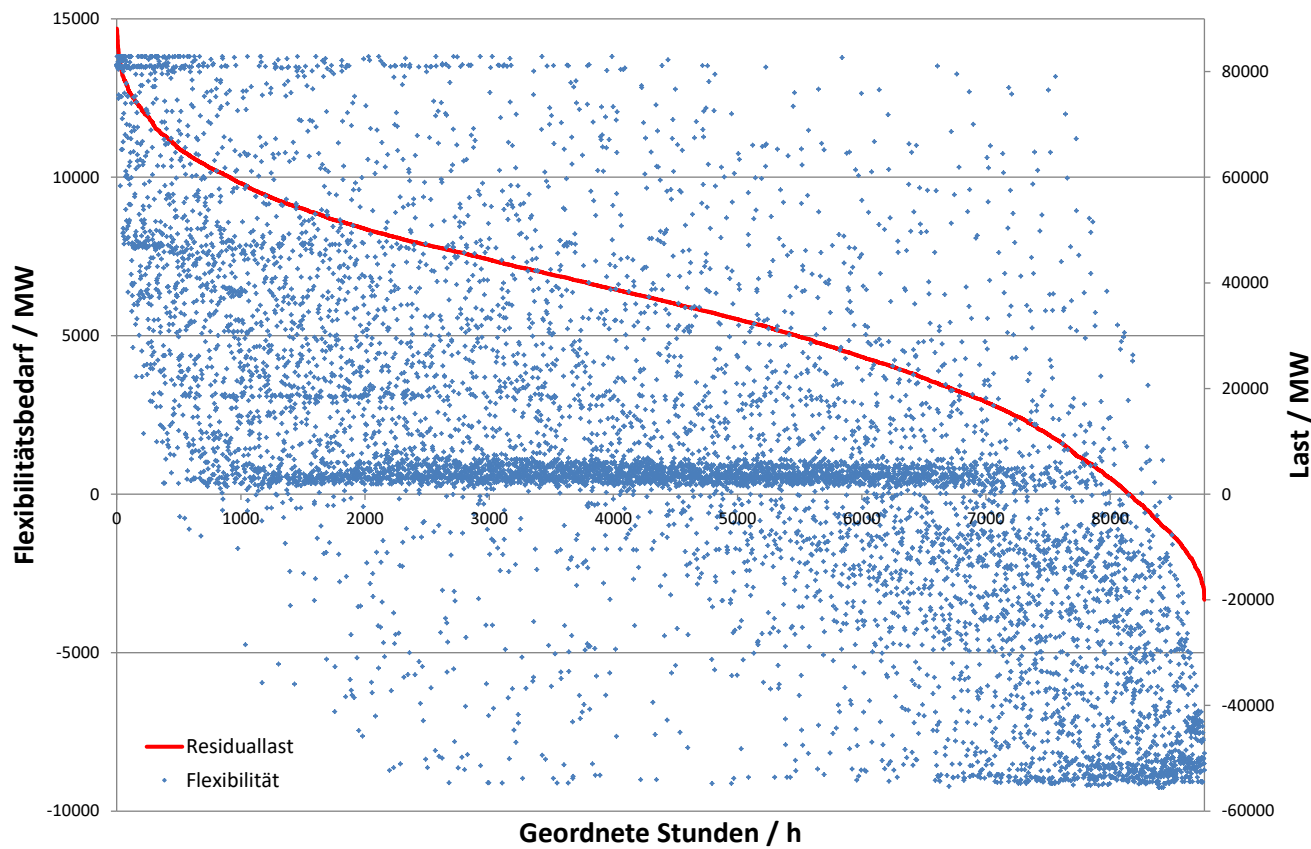


Abb. 11.2: Geordnete Leistungsdauerlinie (linke Skala) und Flexibilitätsbedarf (rechte Skala) abgeleitet vom Einsatz der Wasserpumpspeicherkraftwerke

Insgesamt entsteht durch diese Betrachtung ein im Durchschnitt leicht positives Flexibilitätspotential, da insgesamt ein Stromexport in dem Modell angenommen wird. Darüber hinaus verfügt ein Teil der Speicherkraftwerke über einen natürlichen Zufluss und leistet in Summe einen positiven Beitrag leistet.

Abbildung 11.2 stellt die Leistungsdauerlinie der „Standard“ Zeitreihe dar, zusammen mit dem jeweilig abgeleiteten Flexibilitätsbedarf. Insgesamt gibt es deutlich mehr Zeitpunkte mit einem

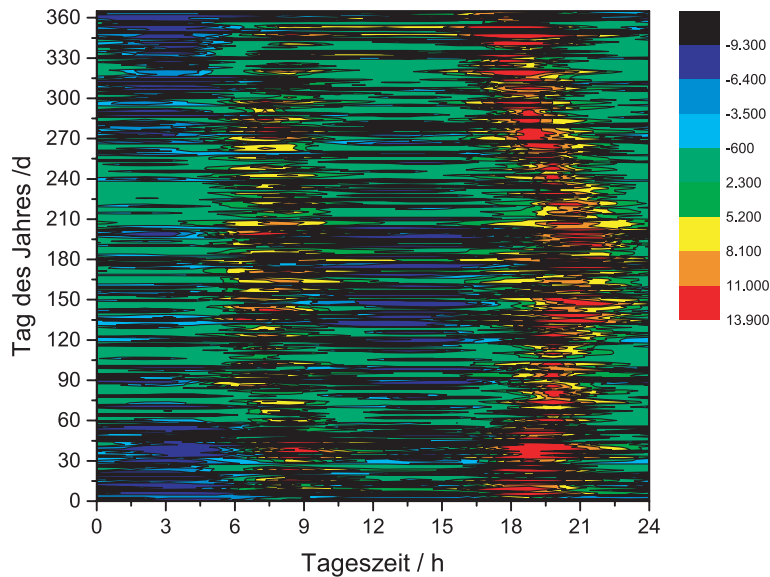
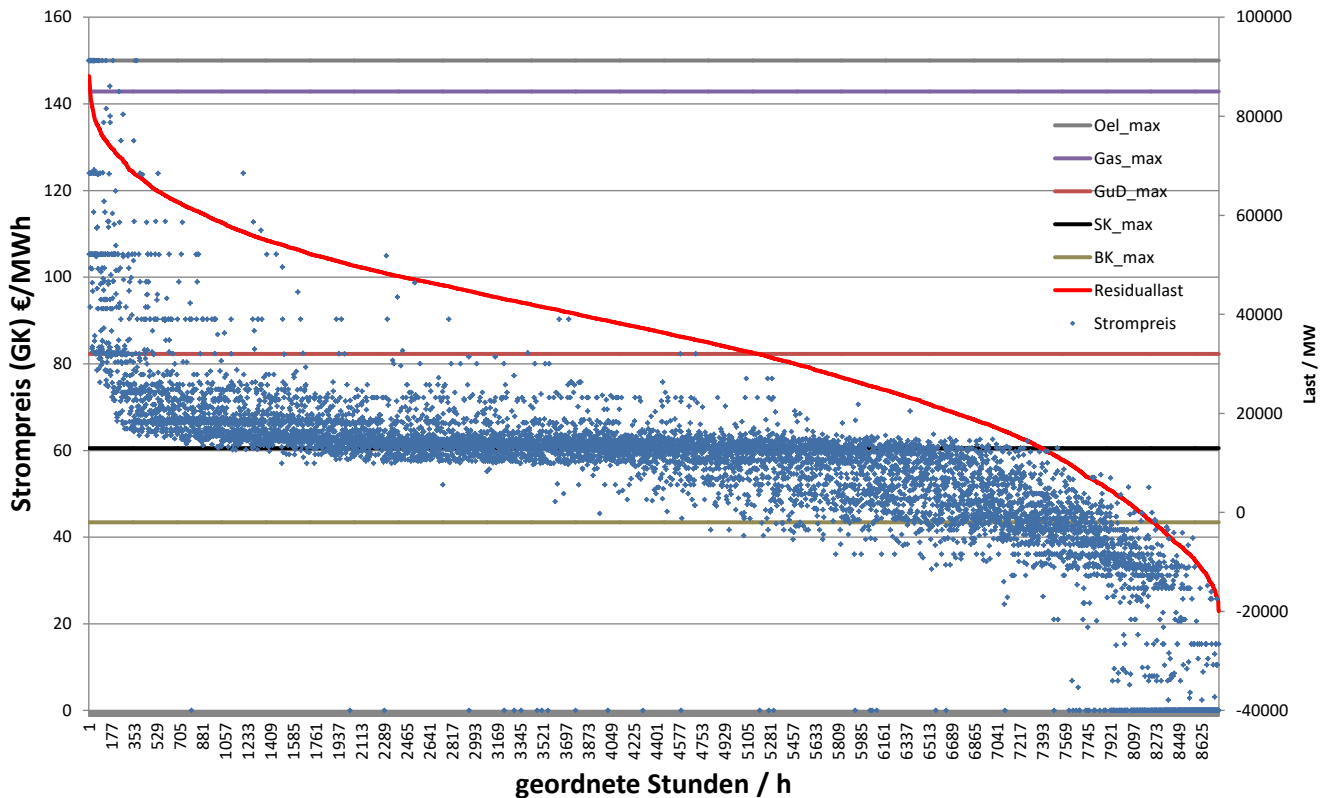


Abb. 11.3: Tägliche und stündliche Auflösung des Flexibilitätsbedarfs der MONA 2030 Standard Zeitreihe.



positiven als mit einem negativen Flexibilitätsbedarf. Eine chronologische Darstellung des Flexibilitätsbedarfs ergibt komplementäre Informationen, vgl. Abbildung 11.3. Daraus geht hervor, dass es im Tagesverlauf jeweils zwei Zeiträume (Hochzeiten) mit überwiegend positivem Flexibilitätsbedarf (zwischen 6:00-10:00 sowie 17:00-22:00) und zwei Zeiträume (Niedrigzeiten) mit überwiegend negativem Flexibilitätsbedarf (zwischen 22:00 - 6:00 sowie zwischen 10:00 – 17:00) gibt. Diese Strukturen ändern sich leicht im Jahresverlauf, wobei insbesondere der spätere Zeitraum für positiven Flexibilitätsbedarf im Sommer leicht nach hinten verschoben wird.

Abb. 11.4: Strompreisverteilung entlang der geordneten Leistungsdauerlinie. Die waagerechten Linien geben jeweils die höchsten Kosten des entsprechenden Grenzkraftwerks an.

Ein ganz analoges Bild ergibt sich für die Betrachtung der Strompreise, vgl. Abbildung 11.4 und Abbildung 11.5. Die relativ hohen Strompreise treten im Wesentlichen zu den gleichen Zeiten auf, in denen nach dem verwendeten Kriterium ein positiver Flexibilitätsbedarf vorliegt, also am Vormittag und frühen Abend. In den Wintermonaten treten besonders hohe Strompreise auf. Zur Einordnung können die maximalen Strompreise für die verschiedenen Kategorien der Grenzkraftwerke nach dem Modell herangezogen werden. Diese betragen 43,42 €/MWh für Braunkohlekraftwerke (BK),

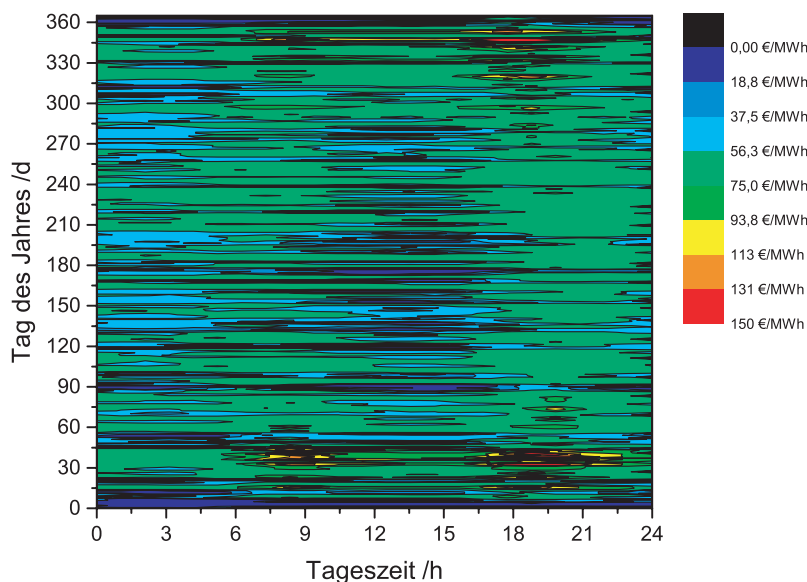


Abb. 11.5: Tägliche und stündliche Auflösung der Strompreise der MONA 2030 „Standard“ Zeitreihe.

60,55 €/MWh für Steinkohlekraftwerke, 82,30 €/MWh für GuD-Anlagen, 142,84 €/MWh für Gasturbinen und 150 €/MWh für Ölkraftwerke.

Die CO₂-Emissionen der jeweils aktiven Grenzkraftwerke sind in Abbildung 11.6 erfasst. Auffällig ist die teilweise sehr Differenz zwischen dem stündlichen Durchschnittswert der CO₂-Emissionen und den Emissionen des aktiven Grenzkraftwerks. Daraus folgt, dass ein mögliches Verdrängen, z.B. eines emissionsintensiven Grenzkraftwerkes durch eine emissionsarme Flexibilitätsoption einen nennenswerten Effekt auf die CO₂-Emissionen haben kann.

Die Emissionen der Grenzkraftwerke, vgl. Abbildung 11.7 zeigen in der täglichen und stündlichen Auflösung das komplementäre Bild zu Flexibilitätsbedarf und Strompreisen. Dies liegt darin begründet, dass in der Merit-Order-Logik nach den erneuerbaren Erzeugungsanlagen zuerst emissionsintensive Braun- und Steinkohlekraftwerke eingesetzt werden. Nur in Zeiten relativ hohen Bedarf kommen die emissionsärmeren GuD-Kraftwerke, Gasturbinen und Ölkraftwerke zum Einsatz, also in den Zeiten hoher Strompreise und positivem Flexibilitätsbedarf. Es ist aber darauf hinzuweisen, dass im Sinne der Merit-Order Logik auf die emissionsärmsten Stromerzeugungseinheiten aus erneuerbaren Energien direkt die emissionsintensivsten, die Braunkohlekraftwerke, folgen. Daher kommt es in Abbildung 11.7 zu starken Sprüngen in kurzen Zeitintervallen zwischen den Hoch- und Niedrigzeiten.

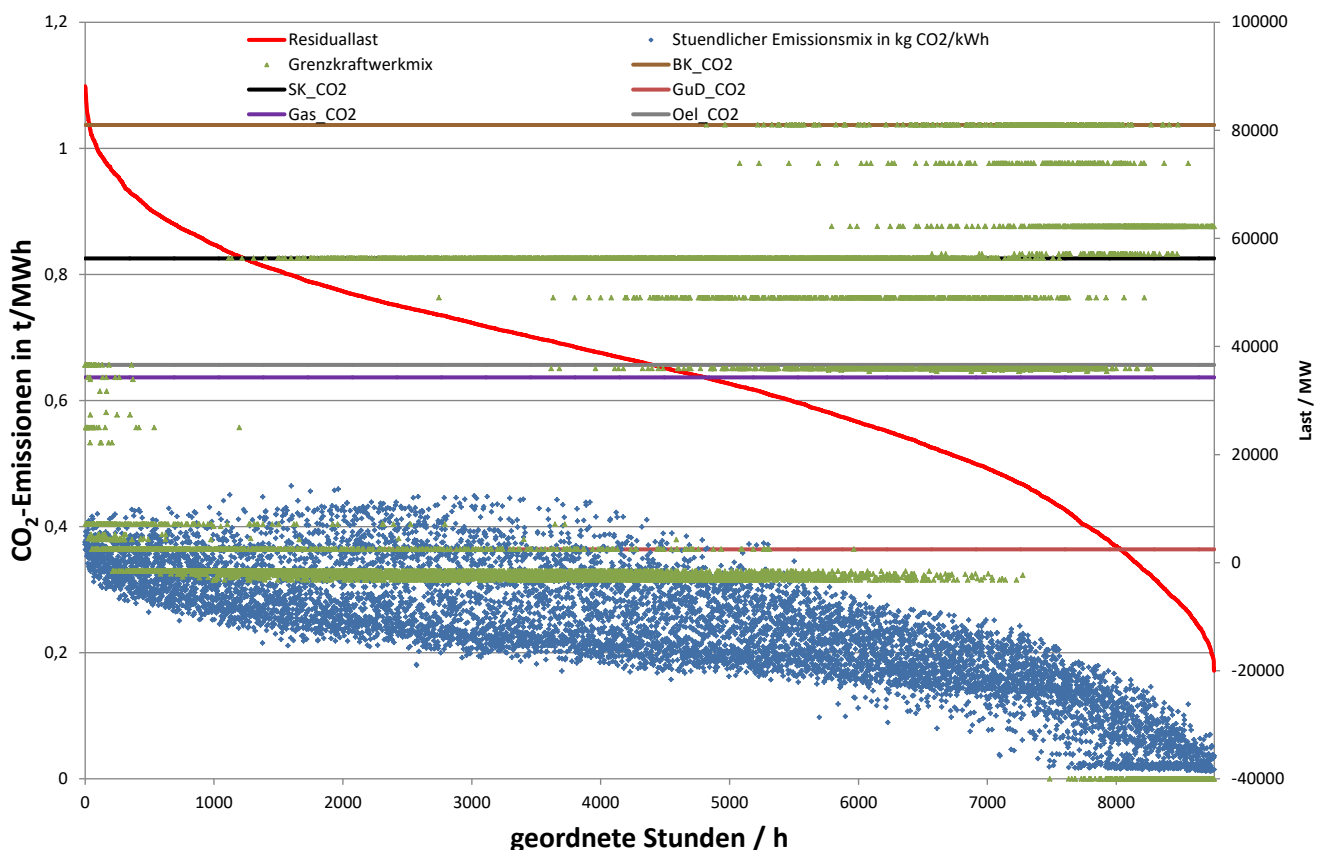


Abb. 11.6: CO₂-Emissionen (grüne Punkte) des jeweiligen Grenzkraftwerks und durchschnittlichen Emissionen (blaue Punkte) sowie die Emissionskennlinien für das jeweilig in seiner Kategorie emissionsintensivste Grenzkraftwerk.

Aus diesen Betrachtungen lassen sich mögliche Strategien für den Einsatz von Flexibilitätsoptionen ableiten. Der positive Flexibilitätsbedarf ist am stärksten zu den Hochzeiten (6:00-10:00 und 17:00-22:00), in denen auch die höchsten Strompreise erzielt werden. Eine positive Flexibilitätsoption in diesen Zeiträumen verdrängt jedoch hauptsächlich emissionsarme Grenzkraftwerke und sollte daher nach Möglichkeit nicht mehr Emissionen emittieren als das verdrängte Grenzkraftwerk. Der negative Flexibilitätsbedarf tritt hauptsächlich in den Niedrigzeiten auf (10:00-17:00 und 22:00-6:00) in denen die Strompreise tendenziell niedriger liegen aber dafür relativ emissionsintensive Grenzkraftwerke aktiv sind.

Auf Basis dieser Analyse ist der Einsatz von Flexibilitätsoptionen mit den gleichzeitigen Zielsetzungen einer CO₂-Reduzierung und der Ausnutzung von Strompreisunterschieden schwierig hinsichtlich beider Zielsetzungen umzusetzen.

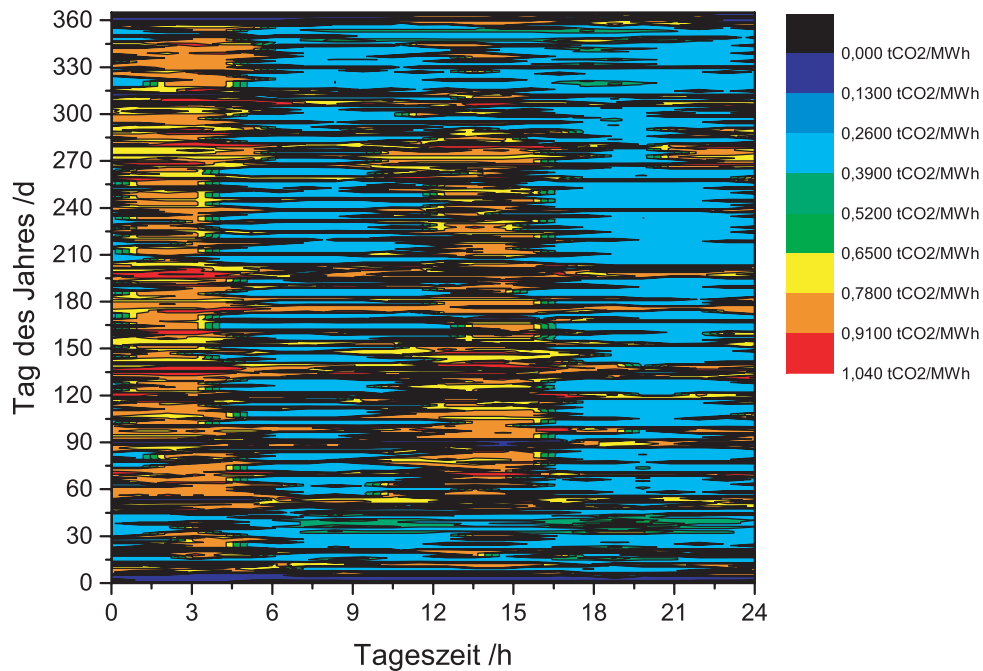


Abb. 11.7: Tägliche und stündliche Auflösung der CO₂-Emissionen der jeweiligen Grenzkraftwerke in der MONA 2030 „Standard“ Zeitreihe [3].

11.5 Einsatzstrategien

Die Frage nach der Verfügbarkeit von Flexibilitätsoptionen, die sich im Sinne einer Konfiguration wie in dem Industriepark ergeben, ist immer auch die Frage nach der Einsatzstrategie, wenn Flexibilität im Wesentlichen auf Seite desjenigen, der die Flexibilität zur Verfügung stellt eine Änderung einer Betriebsweise bedeutet.

Für die Energieversorgung des Industrieparks im Jahr 2030 werden fünf verschiedene Einsatzstrategien betrachtet. In allen Fällen muss berücksichtigt werden, dass, die Dampfversorgung im Industriepark gesichert ist und die technischen Parameter der Erzeugungsanlagen beachtet werden.

Zusätzlich werden die Strategien auch hinsichtlich eines möglichen Einsatzes eines (idealen) thermischen Speichers, der durch das Abgas der Gasturbine geheizt werden kann ergänzend betrachtet. Die Funktion des thermischen Speichers ist dabei, in Zeiten (Sommerhalbjahr), in denen der reduzierte Wärmebedarf ein Betreiben der GuD-Anlagen auf ihrem maximalen Betriebspunkt verhindert, zusätzlich Wärme aufzunehmen und damit ein Hochfahren der GuD-Kraftwerke zu ermöglichen. Zu anderen Zeiten wird der Speicher entladen und reduziert damit die notwendige Wärmebereitstellung durch Gaskessel. Der thermische Speicher erhöht damit das positive Flexibilitätspotential im Sommerhalbjahr. Er wird immer dann beladen, wenn ein positiver Flexibilitätsabruf zu einer Dampferzeugung der GuD-Anlagen führt, die über den aktuellen Dampfbedarf hinausgeht. Der Speicher wird entladen, wenn durch einen negativen Flexibilitätsabruf Gaskessel den zusätzlichen Dampfbedarf erzeugen würden.

Darüber hinaus wird für jede Einsatzstrategie auch der Einsatz einer Wasserelektrolyse mit einer Anschlussleistung von 14 MW evaluiert. Wie oben beschrieben, ist die Wasserelektrolyse ein zusätzlicher Verbraucher, die als Sektorkopplungstechnologie fungiert. Sie stellt ausschließlich negative Flexibilität zur Verfügung unter der Annahme, dass die Wasserstoffabnahme gesichert ist. Die Wasserelektrolyse wird eingesetzt, wenn es einen Bedarf für negative Flexibilität gibt und die Randbedingungen der jeweiligen Einsatzstrategie einen Einsatz zulassen, d.h. der erzeugte Wasserstoff entweder billiger (Betriebswirtschaftlich optimale Einsatzstrategie) oder emissionsärmer bereitgestellt wird als Wasserstoff aus der Dampfreformierung (Referenz).

Die Einsatzstrategien werden über den Jahreszeitraum auf Basis der Zeitreihe ausgewertet, nach Brennstoff- und CO₂-Kosten, erzielten Stromerlösen, CO₂-Emissionen sowie nach positiver und negativer Flexibilität.

(A) Wirtschaftlich

In dieser Strategie ist das Ziel, die Kosten für Brennstoffe und CO₂-Zertifikate zu minimieren und die Erlöse des Stromexports, definiert durch den Grenzkostenpreis, zu maximieren. Die Betriebsweise folgt dabei folgendem Muster: Ist das Grenzkraftwerk günstiger als die eigenen Kraftwerke, so werden diese auf minimaler Teillast betrieben und der benötigte Strom aus dem Netz importiert. Ansonsten werden die eigenen Kraftwerke zur maximalen Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt. Die Differenz zur benötigten Wärmeerzeugung wird durch Gaskessel oder Elektrodenkessel bereitgestellt, je nachdem, welche Umwandlung günstiger ist. Damit wird eine betriebswirtschaftlich-optimale Einsatzstrategie erreicht.

(B) Minimale Stromerzeugung

In dieser Strategie werden die GuD-KWK-Anlagen auf minimaler Teillast betrieben, um die Stromerzeugung zu minimieren, und die Elektrodenkessel werden auf Volllast zur Wärmebereitstellung eingesetzt. In dieser Einsatzstrategie kann das maximale positive Flexibilitätspotenzial verwirklicht werden.

(C) Maximale Stromerzeugung

In dieser Strategie werden die GuD-KWK-Anlagen auf maximaler Leistung betrieben, um eine möglichst hohe Stromerzeugung zu gewährleisten. Die Elektrodenkessel kommen nicht zur Dampferzeugung zum Einsatz. Nur in jenen Zeiträumen, in denen die Dampferzeugung der GuD-KWK-Anlagen den Dampfbedarf des Industrieparks übersteigt, wird die Kraftwerksleistung gedrosselt, da es keine zusätzlichen flexiblen Wärmeabnehmer gibt. In dieser Einsatzstrategie kann das maximale negative Flexibilitätspotenzial verwirklicht werden.

(D) Maximale Flexibilitätserhaltung für das Stromsystem

In dieser Strategie werden die Industriepark-eigenen Kraftwerke und Elektrodenkessel geplant auf mittlerer Teillast betrieben, um jederzeit positive und negative Flexibilität anbieten zu können. Bei mittlerer Teillast ist das Produkt aus positiver und negativer Flexibilität maximal. Der verbleibende Wärmebedarf wird durch Gaskessel abgedeckt.

(E) CO₂-Minimierung

Diese Strategie zielt auf eine maximale Minimierung der CO₂-Emissionen durch die Strom- und Wärmebereitstellung. Hier werden die eigenen Kraftwerke eingesetzt, wenn sie Strom mit geringeren CO₂-Emissionen erzeugen als das entsprechende Grenzkraftwerk. Die Elektrodenkessel (Power-to-Heat) kommen zum Einsatz, wenn erneuerbare Energien das Grenzkraftwerk definieren. Die Betriebsweise ist wie folgt definiert: Die eigenen Kraftwerke werden dann maximal eingesetzt, wenn die eigene Stromerzeugung weniger CO₂-Emissionen freisetzt als das Grenzkraftwerk. Die Stromerlöse richten sich aber weiterhin nach dem jeweiligen Grenzkraftwerk. Die Differenz zur benötigten Wärmeerzeugung wird durch Gaskessel oder Elektrodenkessel bedient, je nachdem, welche Umwandlung geringere CO₂-Emissionen freisetzt.

(F) Vollflexibler Betrieb

In diesem Betriebszustand werden die Strom- und Dampferzeugungsanlagen so betrieben, dass zu jedem Zeitpunkt, unter Sicherung der Dampfversorgung, entweder maximale Stromaufnahme und minimale Stromerzeugung im Fall eines negativen Flexibilitätsbedarfs, bzw. minimale Stromaufnahme und maximale Stromerzeugung im Falle eines positiven Flexibilitätsbedarfs gewährleistet

ist. Die Differenzen zwischen den anderen Einsatzstrategien (A)-(E) und dem vollflexiblen Betrieb ergeben die jeweiligen Flexibilitätpotenziale und die anderen Kenngrößen.

11.6 Auswertung

Je nach Einsatzstrategie werden die einzelnen Komponenten der Gesamt Strom- und Dampferzeugungskonfiguration des Industrieparks unterschiedlich eingesetzt. Der Betrieb der GuD-Kraftwerke führt zur Stromerzeugung und zu einem Erdgasbedarf, der mit (internen) CO₂-Emissionen verbunden ist. Wenn der Einsatz der GuD-Kraftwerke weniger Emissionen verursacht als die Stromerzeugung des entsprechenden Grenzkraftwerkes, werden CO₂-Emissionen vermieden (verdrängt), die sonst in der externen Stromerzeugung anfallen würden. Der Einsatz der Elektrodenkessel führt zu einem Strombedarf, der ggfs. (extern) CO₂-Emissionen verursacht. Der Einsatz von Gaskesseln zur Dampferzeugung führt zu einem entsprechenden Erdgaseinsatz und den damit verbundenen (internen) CO₂-Emissionen. Die (Grenz-)Kosten ergeben sich aus den Kosten für den Bezug von Strom, Erdgas und den aus dem Erdgaseinsatz entstandenen Kosten für Emissionszertifikate für interne Emissionen. Erlöse werden durch die Stromerzeugung auf Basis des jeweils gültigen Strompreises der Zeitreihe generiert, d.h. der Strompreis der durch das jeweilige Grenzkraftwerk gebildet wird. Das Flexibilitätpotenzial gibt an, in wie weit durch Änderung der Betriebsparameter in einer Einsatzstrategie ein maximales positives oder negatives Flexibilitätpotenzial zugänglich wäre.

11.6.1 Vergleich der Einsatzstrategien

Die verschiedenen Einsatzstrategien verhalten sich in Bezug auf verschiedene Kennzahlen wie in Abbildung 11.8 dargestellt. Die Einsatzstrategien der maximalen Stromerzeugung und der CO₂-Minimierung verhalten sich sehr ähnlich, da die GuD-Anlagen des Industrieparks in fast allen Fällen, außer wenn erneuerbare Stromerzeugung das Grenzkraftwerk bildet, weniger CO₂ pro erzeugte MWh Strom emittieren als die entsprechenden konventionellen Grenzkraftwerke. Dies bedeutet aber auch eine Minimierung des positiven Flexibilitätpotentials, da die Stromerzeugung fast immer auf Volllast betrieben wird. Die Einsatzstrategie Wirtschaftlich optimiert die Kosten und Erlöse, hat aber ebenfalls kaum positives Flexibilitätpotenzial. Die Einsatzstrategie der minimalen Stromerzeugung hat das höchste positive Flexibilitätpotenzial, da die GuD-Anlagen konstant auf

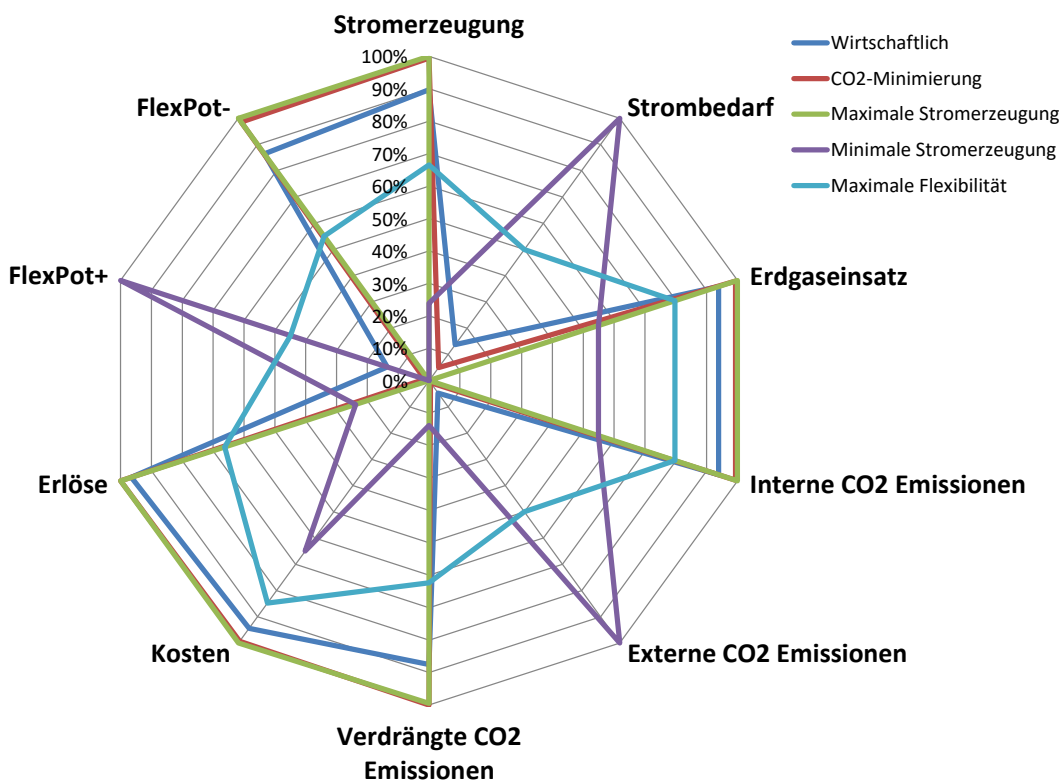


Abb. 11.8: Vergleich der Einsatzstrategien ohne Anwendung von Flexibilität.

minimaler Teillast betrieben werden, aber damit auch kein negatives Flexibilitätspotenzial. Eine Einsatzstrategie, die die Flexibilitätspotenziale optimiert, ist dafür den anderen Betriebsweisen in den anderen Kennzahlen unterlegen.

Für die verschiedenen Einsatzstrategien führt das Anbieten von Flexibilität als einziger Maßstab zu den jeweils gleichen Betriebsbedingungen, d.h. für positive Flexibilität eine maximale Auslastung der GuD-Kraftwerke und ein Abschalten der Elektrodenkessel, bzw. für negative Flexibilität ein Betrieb der GuD-Anlagen auf minimaler Teillast und Volllastbetrieb der Elektrodenkessel. In beiden Fällen wird ein ggfs. darüberhinausgehender Dampfbedarf durch die Gaskessel kompensiert. Dieser Betriebszustand wird im Folgenden „vollflexibler Betrieb“ genannt.

Aus dem Vergleich zum jeweiligen Referenzbetrieb lassen sich dann die Kennzahlen für den vollflexiblen Betrieb ableiten, vgl. auch die Werte in Tabelle 11.2 und Tabelle 11.3.

Tabelle 11.2: Kennzahlen für das Anbieten von positiver Flexibilität in den verschiedenen Einsatzstrategien.

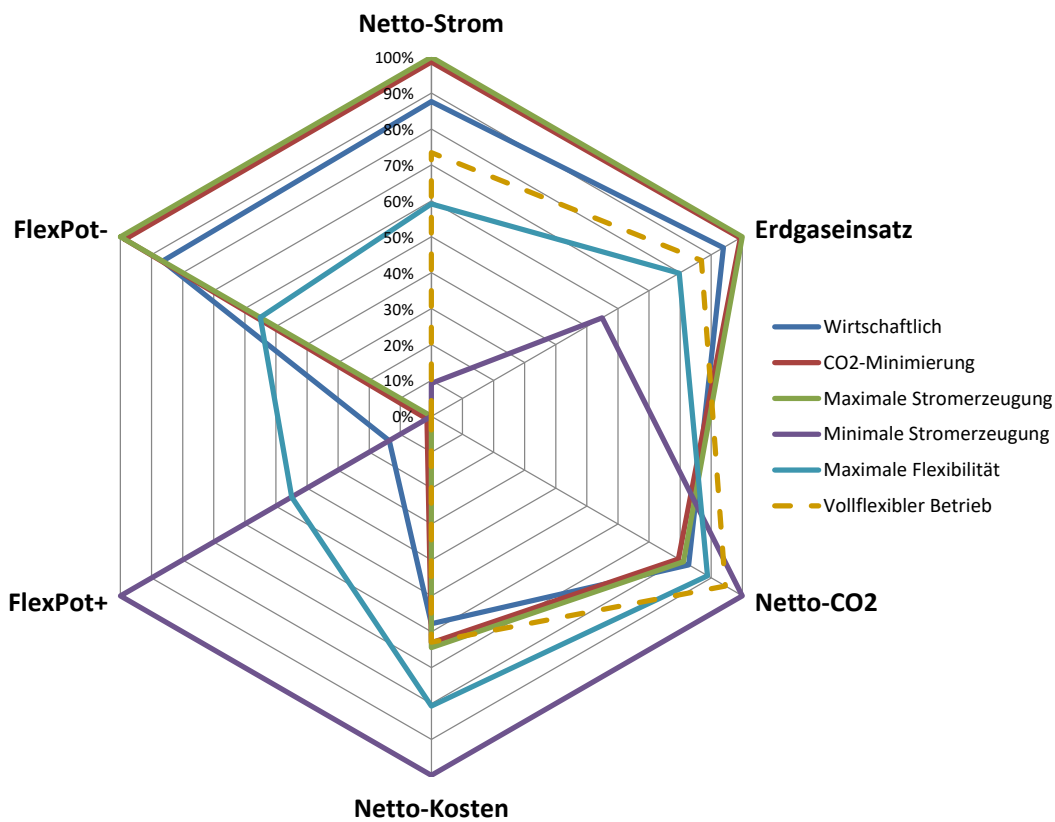
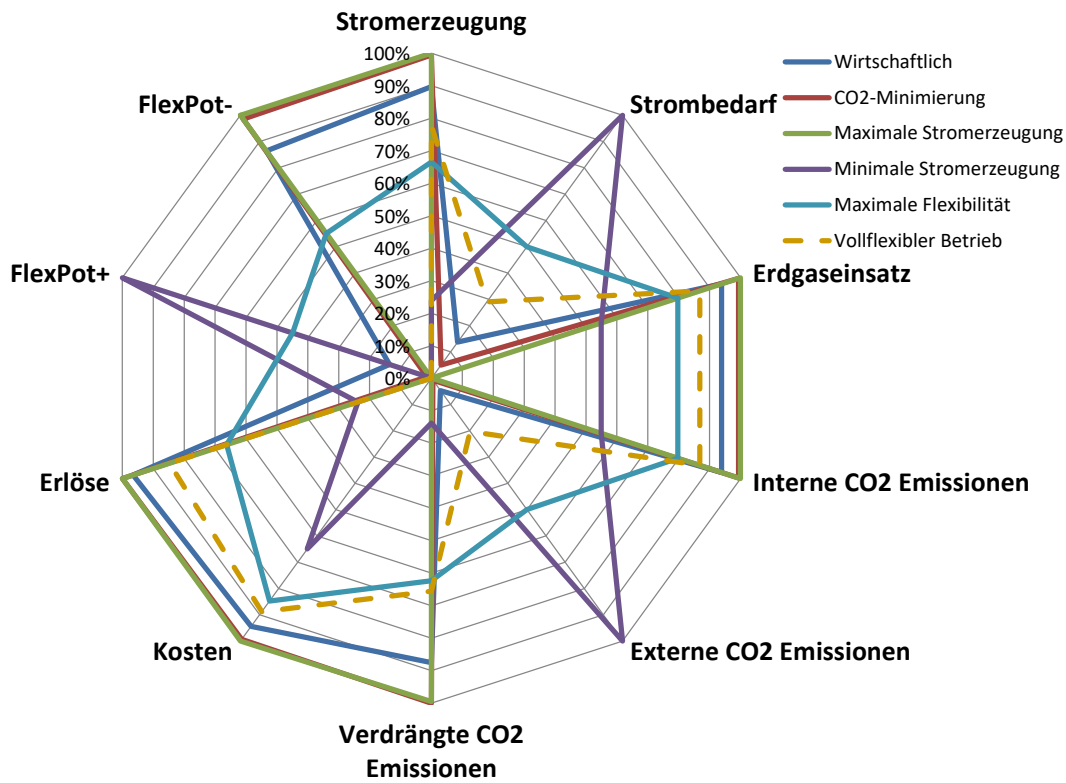
Einsatzstrategie	Potenzial für positive Flexibilität	Abgerufene positive Flexibilität	# Stunden	Abgerufene positive Flexibilität	Durchschnittliche Kosten für positive Flexibilität
Einheit	MWh	MWh	h	%	€/MWh
Wirtschaftlich	294.126	26.138	105	9	24,71
Minimale Stromerzeugung	2.167.959	1.533.945	6.218	71	-23,00
Maximale Stromerzeugung	0	0	0	0	-
Maximale Flexibilität	974.409	686.742	6.218	70	-23,35
Minimale CO ₂ -Emissionen	30.757	1.168	105	4	41,75

Tabelle 11.3: Kennzahlen für das Anbieten von negativer Flexibilität in den verschiedenen Einsatzstrategien.

Einsatzstrategie	Potenzial für negative Flexibilität	Abgerufene negative Flexibilität	# Stunden	Abgerufene negative Flexibilität	Durchschnittliche Kosten für negative Flexibilität
Einheit	MWh	MWh	h	%	€/MWh
Wirtschaftlich	-1.873.833	-366.027	1.458	20	11,51
Minimale Stromerzeugung	0	0	0	0	-
Maximale Stromerzeugung	-2.167.959	-634.015	2.542	29	-2,31
Maximale Flexibilität	-1.193.550	-346.348	2.542	29	-2,52
Minimale CO ₂ -Emissionen	-2.137.202	-604.425	1.458	28	-0,41

Es fällt auf, dass die abgerufenen Flexibilitäten deutlich geringer sind als die jeweiligen Flexibilitätspotentiale. Das liegt daran, dass ein Flexibilitätspotenzial in den Anlagen vorhanden ist, aber zu einem bestimmten Zeitpunkt nicht benötigt wird und daher auch nicht abgerufen wird. Die Einsatzstrategie der maximalen Flexibilitätsbereithaltung kann zu jedem Zeitpunkt die gewünschte Flexibilitätsform zur Verfügung stellen. Ausgehend von verschiedenen Einsatzstrategien kann ein flexibler Betrieb zusätzliche Erlöse generieren (negative Kosten für Flexibilität) oder zu zusätzlichen Kosten führen. Die relativen Kennzahlen eines vollflexiblen Betriebs sind in Abbildung 11.9 dargestellt. Um eine einfachere Einordnung vorzunehmen sind die Netto-Kennzahlen in Abbildung 11.10 dargestellt.

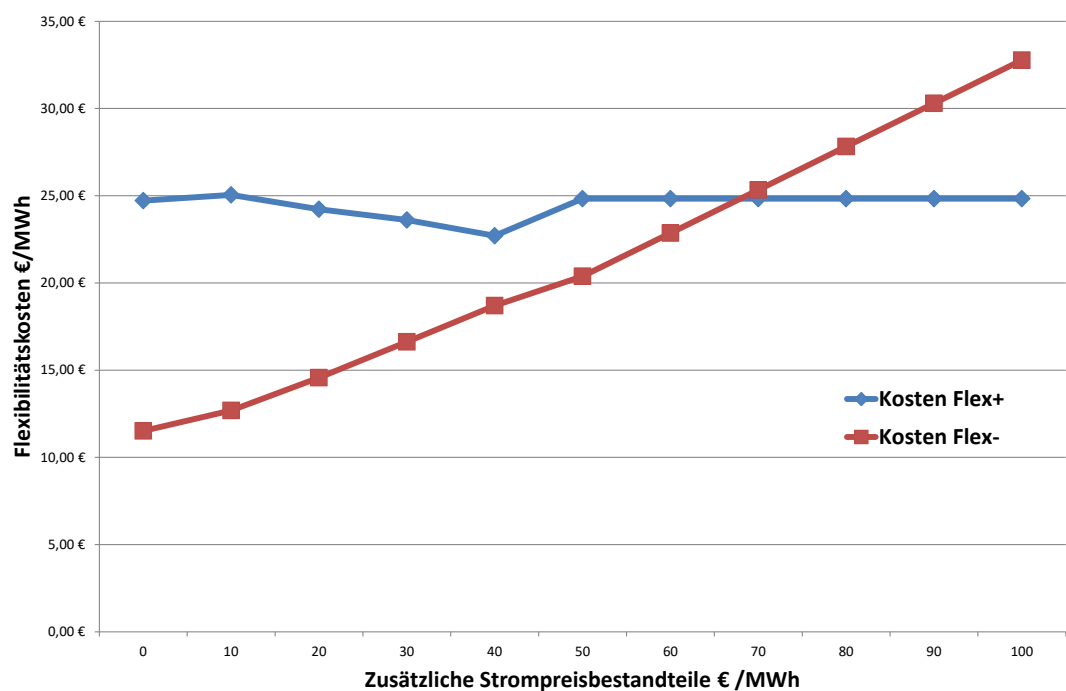
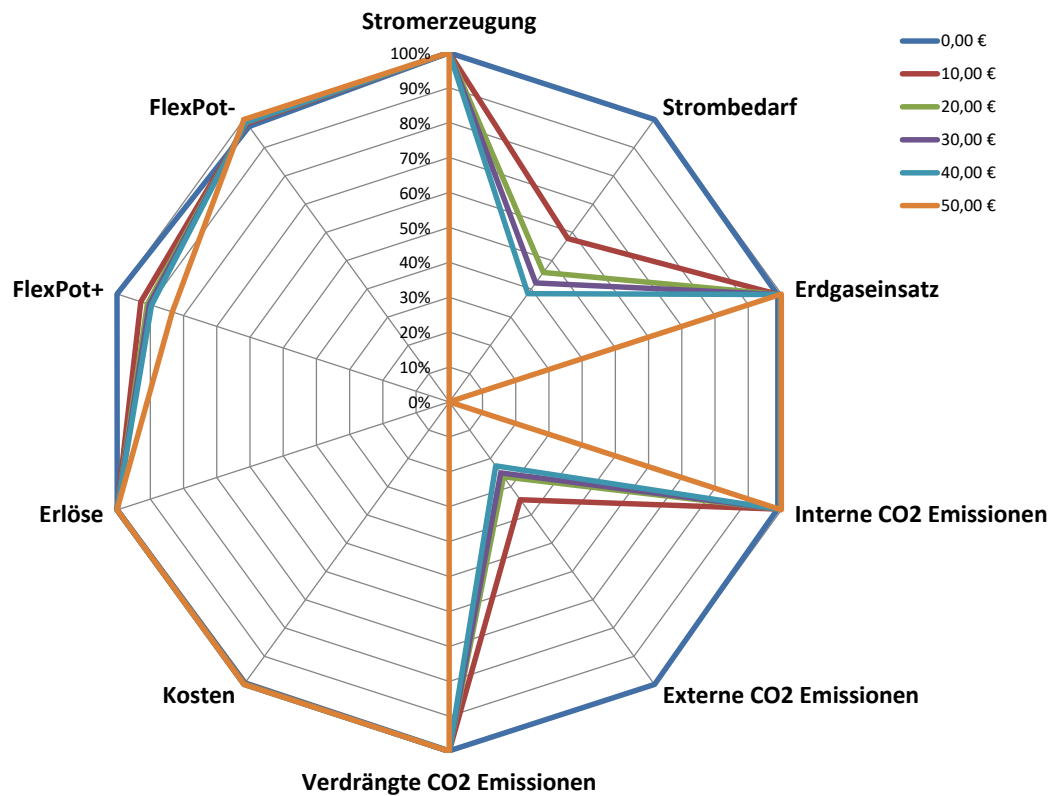
Aus Abbildung 11.10 gehen die Wechselwirkungen und „trade-offs“ in den verschiedenen Dimensionen hervor. Eine vollflexible Betriebsweise führt zu einem geringeren Erdgaseinsatz und zu einer geringeren Netto-Stromerzeugung als alle Fahrweisen außer der maximalen Flexibilitätsbereitstellung und der minimalen Stromerzeugung. Gleichzeitig führt die vollflexible Betriebsweise zu einem Anstieg der CO₂-Emissionen relativ zu allen Einsatzstrategien außer der minimalen Stromerzeugung, was auf höhere externe Emissionen (Strom zum Betreiben der Elektrodenkessel) und



geringere verdrängte Emissionen (emissionsintensive Grenzkraftwerke werden weniger verdrängt) zurückzuführen ist.

Bisher sind die Analysen jeweils von dem Strombörsenpreis, definiert durch die Grenzkosten des Grenzkraftwerks in der Merit-Order, als einziger Strompreisbestandteil ausgegangen. Der Bezug von extern erzeugtem Strom, z.B. um die Elektrodenkessel zur Dampfbereitstellung zu nutzen, ist

jedoch mit zusätzlichen Preisbestandteilen in Form von Steuern, Abgaben, Umlagen und anderen Vertragsbestandteilen verbunden, so dass in der Regel ein deutlicher Aufschlag auf den Börsenstrompreis anfällt. Diese zusätzlichen Strompreisbestandteile verteuern die Dampfbereitstellung mit Elektrodenkessel und dementsprechend der relativen Einordnung der Kosten der Dampferzeugungstechnologien (GuD-Kraftwerke, Gaskessel, Elektrodenkessel). Die Effekte sind für die betriebswirtschaftlich optimale Einsatzstrategie in Abbildung 11.11 dargestellt.



Die Dampferzeugung aus Elektrodenkesseln nimmt mit steigenden weiteren Preisbestandteilen sukzessive ab und damit auch das mögliche positive Flexibilitätspotenzial, was sich sonst durch deren Abschaltung gegenüber dem Referenzbetrieb ergeben würde. Damit einhergehend nehmen auch der Strombedarf, der durch externen Bezug gedeckt werden würde und die externen CO₂-Emissionen ab. In diesem Kontext reduzieren zusätzlich Preiskomponenten im Strompreis das mögliche positive Flexibilitätspotenzial. Dies gilt ausschließlich für die betriebswirtschaftlich optimale Einsatzstrategie, da sie als einzige Strategie die Kostenoptimierung verfolgt. Der Verlauf der Flexibilitätskosten ist in Abbildung 11.12 dargestellt. Die Kosten für die Bereitstellung von negativer Flexibilität steigen fast linear mit dem zusätzlichen Preisbestandteil an, während die Kosten zur Bereitstellung positiver Flexibilität ein Minimum am Grenzwert für die Kostenparität von der Dampfbereitstellung von Gaskesseln zu Elektrodenkesseln durchlaufen und anschließend konstant bleiben.

11.6.2 Einsatz eines thermischen Speichers

Der Wärmebedarf des Industrieparks hat eine saisonale Komponente. Im Winterhalbjahr ist er höher als im Sommerhalbjahr und liegt teilweise unter der Kapazität der Dampferzeugung der GuD-Kraftwerke. Die GuD-Kraftwerke können zu diesen Zeiten nicht unter Volllast betrieben werden, da für die erzeugten Dampfmengen kein Abnehmer vorhanden ist. Daher steht zu diesen Zeiten nicht das vollständige positive Flexibilitätspotenzial zur Verfügung. Durch die Verwendung eines thermischen Speichers im Abgasstrang der Gasturbine kann ein Teil dieses zusätzlichen positiven Flexibilitätspotenzials erschlossen werden.

Wenn ein positiver Flexibilitätsbedarf besteht, werden die GuD-Kraftwerke in Volllast betrieben. Die Dampfmenge, die zu diesem Zeitpunkt keinen Abnehmer im Industriepark findet, wird zum Beladen des thermischen Speichers eingesetzt. Der Speicher wird entladen, sobald ein negatives Flexibilitätspotenzial benötigt wird. Dann werden die GuD-Kraftwerke in minimaler Teillast betrieben und die Elektrodenkessel übernehmen einen Teil der Dampferzeugung. Statt den dann noch ausstehenden Dampfbedarf ausschließlich durch Gaskessel sicherzustellen, wird zuerst der thermische Speicher entladen und damit in der entsprechenden Größenordnung der Einsatz von Erdgas vermieden.

Für die hier zugrundeliegenden Berechnungen wird von einem idealen Speicher ohne Verluste ausgegangen. Die Speicherkapazität ist vorerst nicht limitiert. Die Beladeleistung (MW_{th}) orientiert sich an der Differenz zwischen maximaler Dampferzeugung der GuD-Anlagen und minimalem Dampfbedarf im Sommerhalbjahr. Die Entladeleistung wiederum ist durch die Differenz der Dampferzeugung in minimaler Teillast und der Dampferzeugung unter Volllast gegeben, so dass die GuD-Kraftwerke in minimaler Teillast im Prinzip mit dem Speicher die gleiche Dampferzeugung wie unter Volllast

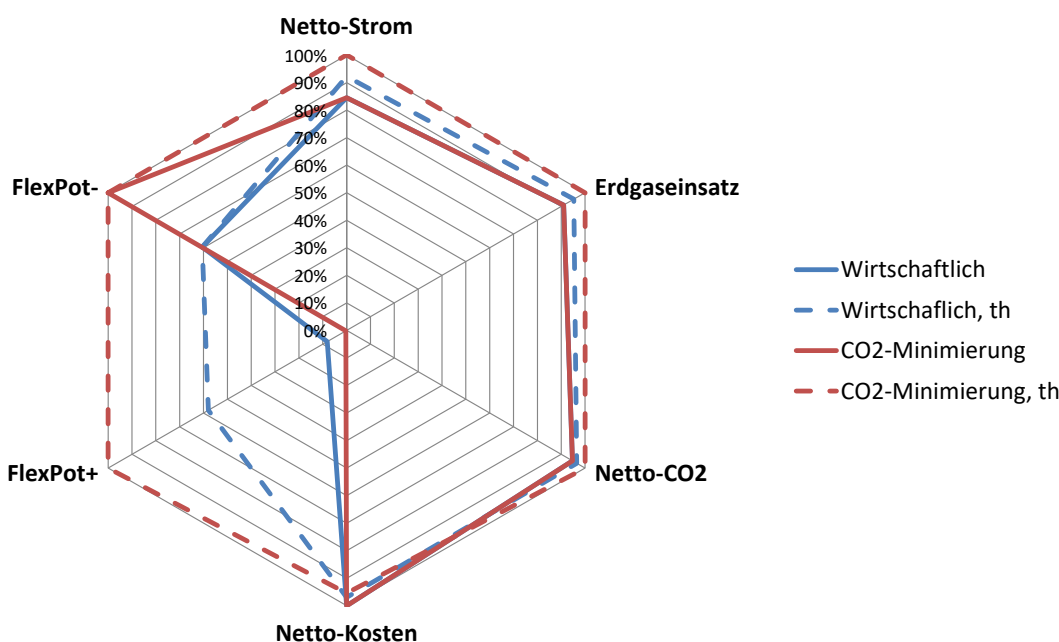


Abb. 11.13: Effekt des Einsatzes eines thermischen Speichers auf die Nettokennzahlen in den Einsatzstrategien Wirtschaftlich und CO₂-Minimierung.

bereitstellen können. Damit wird die Dampf- und Stromerzeugung der GuD-Anlagen weitgehend entkoppelt.

Der Effekt des Einsatzes eines (nicht-begrenzten) thermischen Speichers in den Einsatzstrategien des betriebswirtschaftlich-optimalen Betriebs und der CO₂-Minimierung sind in Abbildung 11.13 dargestellt.

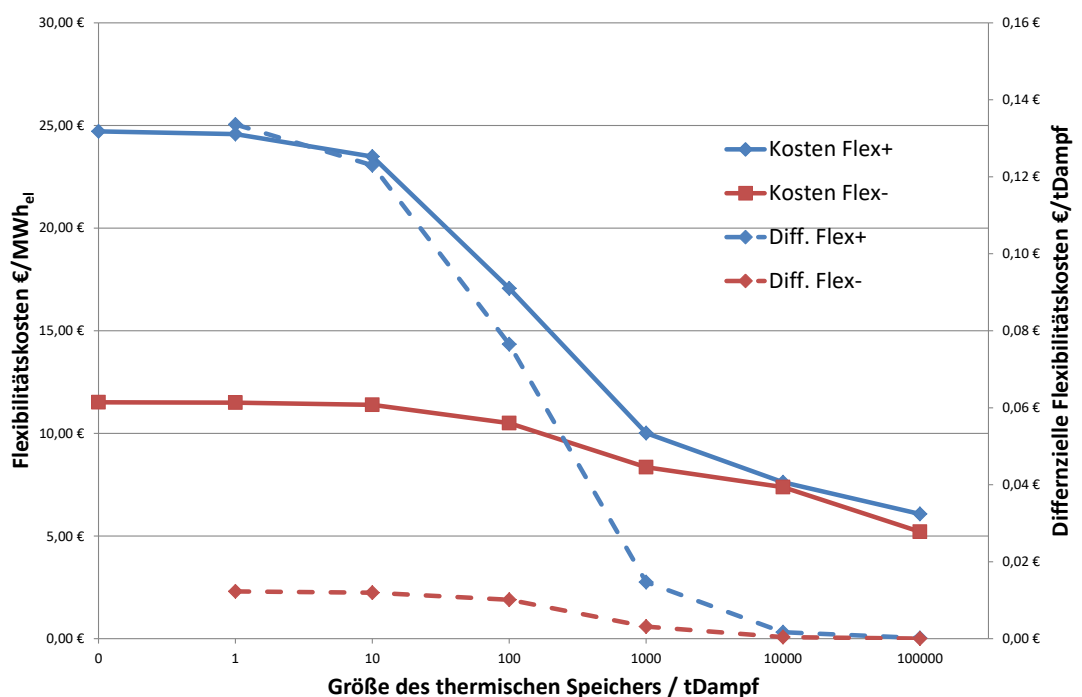
Für Speichertechnologien allgemein wird eine möglichst hohe Anzahl von Vollastzyklen angestrebt. Die hohe Auslastung reduziert die spezifischen Kosten pro umgesetzte Energieeinheit, da die entsprechenden Investitionskosten auf eine höhere Anzahl an Zyklen umgelegt werden können. Je größer ein Speicher ausgelegt wird, desto weniger Vollastzyklen werden über das Jahr erreicht. Eine zu kleine Auslegung wiederum führt zwar zu hohen Vollastzyklen aber nur geringen Energiemengen und zu einer Reduzierung des zusätzlichen positiven Flexibilitätspotenzials.

Entscheidend ist letztlich die gewünschte Funktion des Speichers. Wenn primär die täglichen Schwankungen kompensiert werden sollen, so müsste die Speicherkapazität wenige Stunden der Dampfversorgung umfassen. Wird eine vollständige Ausschöpfung des saisonalen Potenzials gewünscht, so nimmt die Speichergröße, je nach Einsatzstrategie, bis hin auf rund 300 h Dampfversorgung zu. Die Kosten für eine positive Flexibilitätsbereitstellung sind ebenfalls abhängig von der Größe des Speichers. Dies ist in Abbildung 11.14 dargestellt.

Die Kosten der Bereitstellung von positiver Flexibilität sinken relativ schnell bevor sie mit stark zunehmender Speichergröße nur noch geringe Veränderungen erfahren. Die Veränderungen in den differenziellen Kosten, d. h. welche Kostenreduktion führt die Erhöhung pro Einheit Speichergröße herbei nimmt analog ab.

Die Kostenreduktion der negativen Flexibilitätsbereitstellung ist weit weniger stark ausgeprägt. Durch den Speicher werden in Zeiten positiver Flexibilitätsbereitstellung Dampfmen gen erzeugt, die in Zeiten negativen Flexibilitätsbedarfs sonst notwendige Erdgas-basierte Dampferzeugung ersetzen.

Abb. 11.14: Kosten der Flexibilitätsbereitstellung (durchgezogene Linien, linke Achse) als Funktion der Größe des thermischen Speichers in der betriebswirtschaftlich optimalen Einsatzstrategie. Zusätzlich sind die differenziellen Kosten (gestrichelte Linien, rechte Achse) für die Flexibilitätsbereitstellung als Funktion der Speichergröße dargestellt. Die Abszisse ist logarithmisch skaliert.



11.6.3 Sektorkopplung durch elektrolytische Wasserstoffbereitstellung

Im Gegensatz zum thermischen Speicher im vorhergehenden Abschnitt, der die Möglichkeit eines zusätzlichen positiven Flexibilitätspotenzials in der Konfiguration des Industrieparks erschließen kann, kann die vorhandene Wasserelektrolyse, die als reine Notfalloption gedacht ist, ein zusätzliches negatives Flexibilitätspotenzial erschließen. Es wird dabei angenommen, dass die Abnahme des entstehenden Wasserstoffs gesichert ist.

Der zusätzliche Betrieb der Elektrolyse unterliegt den entsprechenden Randbedingungen der jeweiligen Einsatzstrategie, d.h. insbesondere in der betriebswirtschaftlich-optimierten Strategie muss die Wasserstoffherzeugung durch die Elektrolyse im Sinne der Grenzkosten günstiger sein als die konventionelle Alternative, die Erdgasdampfreformierung. Analog muss für die CO₂-Minimierungsstrategie die Randbedingung erfüllt sein, dass durch die elektrolytische Wasserbereitstellung weniger CO₂ entsteht als im Falle der Erdgasreformierung.

Die Elektrolyse wird als PEM Elektrolyse mit einer elektrischen Leistung von 14 MW angenommen. Sie kann in einer Stunde ca. 0,28 t Wasserstoff produzieren und damit einen täglichen Bedarf von bis zu 6,5 t Wasserstoff unter Volllast bereitstellen.

Der Effekt des Einsatzes der Wasserelektrolyse zur zusätzlichen Bereitstellung von negativer Flexibilität ist in Abbildung 11.15 für die Einsatzstrategien Wirtschaftlich und CO₂-Minimierung zusammengefasst.

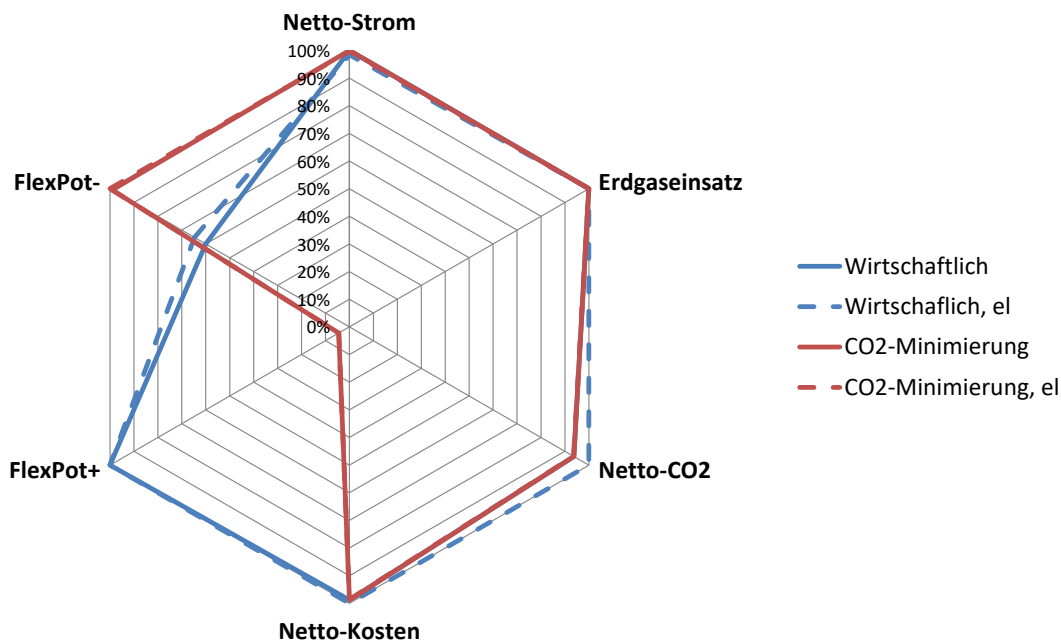


Abb. 11.15: Effekt des Einsatzes der Wasserelektrolyse zur negativen Flexibilitätsbereitstellung in den Nettokennzahlen für die Einsatzstrategien Wirtschaftlich und CO₂-Minimierung.

11.7 Fazit und Ausblick

Die Flexibilitätspotenziale eines Industrieparks mit einem Erzeugungspark zur Dampf- und Stromerzeugung ergeben sich durch mögliche Konfigurationen der verschiedenen Dampf- und Stromerzeugungsaggregate. Die Randbedingung einer gesicherten Dampfversorgung kann durch gasbefeuerte Heizkessel sichergestellt werden, sodass die wärmegeführten GuD-KWK-Anlagen des Industrieparks Freiheitsgrade in der Stromerzeugung erhalten und damit positive und negative Flexibilität bereitstellen können. Eine fiktive zukünftige Anlagenkonfiguration für den Industriepark Höchst wurde mit der Grenzkraftwerkbetrachtung für das Jahr 2030 mit einer stundenscharfen Zeitreihe des MONA Standard-Szenarios [3] untersucht. Für verschiedene Einsatzstrategien wurden die Wechselwirkungen zwischen CO₂-Emissionen, Betriebskosten und Flexibilität untersucht. Die verfügbaren Flexibilitätspotenziale und abgerufenen Flexibilitäten wurden abgeschätzt und auf Basis der Grenzkostenbetrachtung bewertet.

Der Unterschied zu bisherigen Arbeiten liegt in der Definition von Flexibilitätsbedarf, der nicht mehr auf Basis des Grenzkraftwerks, wie in [4], sondern von dem Einsatz von Speichertechnologien aus dem Modell abgeleitet wird.

Hierdurch ergibt sich ein deutlich komplexerer Hintergrund, gegenüber dem die Flexibilitätspotenziale der von fünf verschiedenen Einsatzstrategien bewertet wurden.

Weitergehend wurde die betrachtete Konfiguration um die Einsatzmöglichkeit eines idealen thermischen Speichers erweitert, der ein zusätzliches positives Flexibilitätspotenzial in den Sommermonaten erzeugt sowie um die Einsatzmöglichkeit einer Wasserelektrolyse, die ein zusätzliches negatives Flexibilitätspotenzial bereitstellen kann.

Insgesamt bleibt festzuhalten, dass eine betriebswirtschaftlich-optimale Einsatzstrategie (Wirtschaftlich) in Bezug auf Kosten einer vollflexiblen Fahrweise immer überlegen ist und dies zu positiven Kosten zur Flexibilitätsbereitstellung führt.

In Bezug auf CO₂-Emissionen führt der vollflexible Betrieb gegenüber allen Einsatzstrategien mit Ausnahme der Einsatzstrategie einer minimalen Stromerzeugung im Jahresdurchschnitt zu mehr Emissionen. Flexibilitätsabrufe führen daher in Summe über das Jahr zu mehr Emissionen als die jeweilige nicht-flexible Einsatzstrategie.

Der Einfluss weiterer Strompreisbestandteile (z.B. Netzentgelte, EEG-Umlage, etc.) lässt die Kosten für die Bereitstellung negativer Flexibilität stark ansteigen und wirkt somit hinderlich für eine Implementierung eines Angebots von negativer Flexibilität.

Der Einsatz von thermischen Speichern stellt einen Weg zur Erschließung eines zusätzlichen positiven Flexibilitätspotenzials in dieser Konfiguration dar. Die Auslegung des Speichers ist von der gewünschten Funktion abhängig. Eine Auslegung auf eine maximale Flexibilitätsbereitstellung wird schwierig werden. Bereits eine Auslegung, die das Abpuffern von Hoch- und Niedrigzeiten (Stundenspeicher) ermöglicht, kann die Flexibilitätsbereitstellungskosten deutlich senken.

Eine zusätzliche negative Flexibilitätsoption wird durch eine Wasserelektrolyse in der Konfiguration ermöglicht. Sie setzt aber die Abnahme des produzierten Wasserstoffs vor Ort voraus. In der gewählten Größe (14 MW, PEM) handelt es sich zwar um eine große Elektrolyseeinheit, ihre Leistung ist jedoch überschaubar in Bezug auf das Leistungsspektrum der GuD-Anlagen und der Elektrokessel.

11.8 Literatur

- [1] destatis 2018, Pressemitteilung Nr. 426 des Statistischen Bundesamtes vom 2. November 2018
https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2018/11/PD18_426_435.html
- [2] VCI-Roadmap 2019, Die Zukunft der chemischen Industrie, Frankfurt am Main, 2019
- [3] Samweber et al. 2017, Projekt Merit Order Netz-Ausbau 2030 (MONA 2030). Teilbericht Maßnahmenklassifizierung : Endbericht, November 2016. Stand: November 2016. München: FfE Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. ISBN 978-3-941802-35-3 [Zugriff am: 3. April 2019].
Verfügbar unter: https://www.ffe.de/images/stories/publikationen/718_MONA_Massnahmenbericht/20170403_MONA_Teilbericht_Ma%C3%9Fnahmenklassifizierung.pdf
- [4] Energieflexibilität der deutschen Industrie, Hrsg.: A. Sauer, E. Abele, H. U. Buhl, Fraunhofer Verlag, 2019

12 FLEXIBILISIERUNG GASBEFEUERTER SINTER- UND BRENNÖFEN

Verantwortliche Autoren

Christian Dannert dannert@fg-feuerfest.de
Forschungsgemeinschaft Feuerfest e. V. (FGF), Rheinstraße 58, 56203 Höhr-Grenzhausen

Jonas Fischer fischer@fg-feuerfest.de
Forschungsgemeinschaft Feuerfest e. V. (FGF), Rheinstraße 58, 56203 Höhr-Grenzhausen

Olaf Krause krause@fg-feuerfest.de
Forschungsgemeinschaft Feuerfest e. V. (FGF), Rheinstraße 58, 56203 Höhr-Grenzhausen

Hartmut Wuthnow wuthnow@fg-feuerfest.de
Forschungsgemeinschaft Feuerfest e. V. (FGF), Rheinstraße 58, 56203 Höhr-Grenzhausen

12.1 Einleitung

In der keramischen und der Feuerfestindustrie sind weltweit gasbefeuerte Sinter- und Brennöfen im Einsatz. Darin erfolgt die Produktion keramischer Rohstoffe wie Schamotte, Sintertonerde, Sintermagnesia und Sintermullit. Auch die aus diesen Rohstoffen hergestellten keramischen Produkte wie Ziegel, Sanitärkeramik, Porzellan, technische Keramik und Feuerfestprodukte werden vorwiegend in Sinter- und Brennöfen unter Verwendung von Gas als Energieträger gebrannt.

Etwa 80 % der in der Feuerfestindustrie für die Produktion genutzten Energie wird durch Gas bereitgestellt. Feuerfestprodukte werden zum großen Teil in gasbefeuerten Öfen in Form von Durchschuböfen gebrannt, die Sintertemperaturen von bis zu 1800°C und Lebensdauern von 30 bis 50 Jahren erreichen. In diesen Prozessen ist das Brenngas nicht nur Lieferant thermischer Energie, sondern es stellt auch einen chemischen Reaktionspartner dar, mit dem die Ofenatmosphäre oxidierend, neutral oder reduzierend eingestellt werden kann.

Abb. 12.1: Tunnelofen zum Brand von Sanitärkeramik (links, Quelle: Eisenmann) und Herdwagenofen mit seitlicher Gasbefeuern (rechts, Quelle: Rath).



Die gebrannten Feuerfestprodukte kommen dann in Industriebereichen wie der Eisen- und Stahlindustrie, der Glas-, Zement-, Keramik- und der chemischen Industrie und im Energiesektor zum Einsatz.

Unter der Leitung der Forschungsgemeinschaft Feuerfest e. V. (FGF) wurden die Flexibilisierungspotenziale untersucht, die kontinuierlich gasbefeuerte Durchschuböfen zur Herstellung von Feuerfestprodukten aufweisen. Die Arbeiten hatten das Ziel, die zunächst nicht an bestimmte Energieträger gebundenen Potenziale zur energetischen Flexibilisierung von Sinter- und Brennöfen zu identifizieren.

Dabei wurde unterschieden, ob der heute flexibilisierbare Energieverbrauch durch Gas oder durch elektrische Energie abgedeckt wird. Nimmt man eine zumindest teilweise Hybridisierung der Aggregate durch den Einsatz elektrischer Energie anstatt Gas in der Zukunft an, so können auf Basis der Untersuchungen der Flexibilisierungspotenziale des Energieträgers Gas sofort Flexibilisierungspotenziale benannt werden, die bei der Hybridisierung von gasbefeuerten Sinter- und Brennöfen hin zu teilelektrischem Betrieb als elektrische Flexibilität zusätzlich zur Verfügung gestellt werden können.

Die Arbeiten der FGF wurden von den assoziierten Partnern

- Fa. KTS Kärlicher Ton- und Schamottewerke Mannheim & Co. KG / Mülheim-Kärlich (Produzent von Tonrohstoffen und gebrannter Schamottequalitäten) und
- Fa. Steuler Refractory Linings GmbH / Höhr-Grenzhausen (Hersteller feuerfester Werkstoffe und säurebeständiger Keramik)

unterstützt.

Die beteiligten Projektpartner aus dem SynErgie-Cluster V.6 [1] für die methodischen Arbeiten waren

- Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Stuttgart,
- Technische Universität München, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik (TUM), München und
- Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH (WI), Wuppertal.

Auf Ebene der Industrieverbände waren der

- Verband der Deutschen Feuerfest-Industrie e. V., Höhr-Grenzhausen,
- Fachverband Biogas e. V., Düsseldorf und
- Bundesverband Keramische Industrie e. V., Selb

beteiligt.

12.2 Gas als Energieträger

Der Energieträger Gas steht in Deutschland momentan überwiegend als Erdgas L oder H zur Verfügung, in deutlich geringeren Mengen als Biomethan und Wasserstoff (H_2). Diese Gasmischungen, deren Qualität die Energieversorger entsprechend der DVGW-Arbeitsblätter G 260 „Anforderungen an die Beschaffenheit von Brenngasen der öffentlichen Gasversorgung“ und G 262 „Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung“. überwachen [2], [3], werden in den industriellen Thermoprozessanlagen zum Sintern- und Brennen der keramischen Produkte unverändert verwendet.

Bei der Produktion keramischer und feuerfester Produkte können Möglichkeiten, die die **stoffliche** (siehe auch Kap. 12.4.1) und die **energetische** Flexibilisierung (siehe Kap. 12.4.2) bieten, genutzt werden.

Die **stoffliche** Flexibilisierung charakterisiert die Qualität des Brenngases, das neben dem Hauptbestandteil Methan aus dem fossilen Erdgas auch synthetische Gase und Gase aus regenerativen Quellen wie Wasserstoff und Biomethan enthalten darf.

Die verstärkte Zumischung von Gasen aus regenerativen Quellen wird das energetische Flexibilisierungspotenzial weiter erhöhen.

Insbesondere in Bezug auf Beimischungen von Wasserstoff zum Brenngas in größeren Anteilen muss in gasbefeueren Sinter- und Brennöfen mit merklichen Veränderungen beim Brennwert, der Flammtemperatur und der Flammenlänge gerechnet werden. Zu den möglichen Auswirkungen auf die feuerfeste Zustellung von Brennöfen und die zu sinternden Produkte liegen bereits Forschungsergebnisse vor [4], [5].

Untersuchungen zur Verfügbarkeit von Brenngas (Kapitel 5) legen nahe, dass Brenngas auch in der Zukunft für industrielle Anwendungen als größtenteils verfügbar angesehen wird. Die **energetische** Flexibilisierung, also das Potenzial gasbefeuerter Sinter- und Brennöfen, um schwankende Gasverfügbarkeit auszugleichen, wurde dennoch sorgfältig untersucht. Nimmt man eine zumindest teilweise Hybridisierung der Aggregate durch den Einsatz elektrischer Energie anstatt Brenngas in der Zukunft an, so können auf Basis der Untersuchungen der energetischen Flexibilisierungspotenziale des Energieträgers Gas sofort Flexibilisierungspotenziale benannt werden, die bei der Hybridisierung von gasbefeueren Sinter- und Brennöfen hin zu teilelektrischem Betrieb als elektrische Flexibilität zusätzlich zur Verfügung gestellt werden können.

Ein Steckbrief zum Thema „Gas“ wurde von der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) erstellt (Kapitel 4). Darin wird in 3 Anforderungsprofilen auf die unterschiedliche Qualität der Brenngase und ihre Verfügbarkeit sowie ihren Einfluss auf das Hybridisierungspotenzial eingegangen.

12.3 Produktion keramischer Rohstoffe und Feuerfestprodukte

12.3.1 Herstellung von Schamotterrohstoffen für die Feuerfestindustrie in einem gasbefeueren Durchschubofen und ihre Flexibilitätspotenziale

Zur Herstellung keramischer Produkte und feuerfester Erzeugnisse für hohe Anforderungen (hohe Betriebstemperaturen, lange Lebensdauern) sind neben natürlichen Rohstoffen synthetische Rohstoffe mit genau reproduzierbaren Eigenschaften erforderlich. Solche synthetischen Rohstoffe durchlaufen bei ihrer Herstellung einen Sinterprozess, der zumeist in oxidierender Ofenatmosphäre erfolgt. Schamotte ist ein solcher synthetischer calcinierter Rohstoff, der aus natürlich vorkommenden Tonen bei Sintertemperaturen von 850 – 1.250 °C hergestellt wird. Dieser Schlüsselproduktionsprozess wird von der Fa. KTS Kärlicher Ton- und Schamottewerke Mannheim & Co. KG / Mülheim-Kärlich (KTS) betrieben [6]. Die Sinterprozesse zur Herstellung von Schamottequalitäten erfolgen in gasbefeueren Durchschuböfen in oxidierender Atmosphäre.

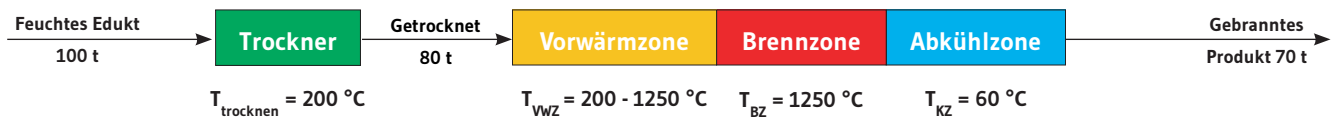
Die Rohstoffe zur Herstellung von Schamotte werden in Tongruben gewonnen und bei KTS in einem Tonlager mit etwa 400 t Fassungsvermögen entsprechend der herzustellenden Qualität aufbereitet und 3 Tage zum Mauken belassen. Aus dieser grubenfeuchten Masse werden Batzen von etwa 10 kg Gewicht mit einer Strangpresse gepresst und auf Ofenwagen gesetzt. Es können 20 Tunnelofenwagen vor dem nachfolgenden Trockner mit Batzen als Pufferspeicher bestückt werden.

Das Trocknen geschieht im Durchlauftrockner im Abgasstrom des Durchschubofens bei maximal etwa 200 °C. Danach erfolgt der Sinterbrand zur Schamotte in einem gasbefeueren Durchschub-



Abb. 12.2: Gepresste Batzen zum Schamottebrand
(Quelle: KTS).

ofen (Tunnelofen) mit 80 % Auslastung in oxidierender Atmosphäre. In der Brennzone wird eine Reihe von Brennern mit Brenngas aus dem Gasnetz betrieben. Das Produkt wird auf den Ofenwagen durch den Brennofen geschoben.



Die gebrannte Schamotte wird mittels Brechern und Mahlaggregaten zerkleinert und kann ohne Qualitätsverlust gelagert werden. Die Lagerkapazität für die gebrannten Schamottequalitäten bei KTS beträgt 4.000 t.

Abb. 12.3: Schematische Darstellung des Durchschubofens zum Brennen von Schamotterohstoffen (Massenstrom bezogen auf 100 t Edukt).

Typischerweise werden etwa 50 t gebrannte Schamotte/Tag als Produkt hergestellt, was einer Jahresmenge von etwa 20.000 t entspricht. Der Gasverbrauch beläuft sich dabei auf 200 kWh Gas/t Produkt. Dieser Betrieb entspricht einer typischen Auslastung von 80 %.

Elektrische Energie wird im Werk zur Prozesssteuerung, zum Betrieb der Strangpresse, für die Ventilatoren zur Strömungsführung im Durchschubofen und zum Betrieb der Brecher und Mahlaggregate benötigt.

Bei dem Durchschubofen zur Schamotteproduktion ist eine Reihe von energetischen Flexibilitätspotenzialen (bei der Nutzung des Energieträgers Gas, in Zukunft damit übertragbar auf den Energieträger Strom bei teilweiser Hybridisierung, siehe oben) identifiziert worden.

Tabelle 12.1: Flexibilitätspotenziale des Durchschubofens zur Herstellung von Schamotterohstoffen

	Komplettabschaltung	Absenkung der Ofentemperatur	Maximalproduktion	Minimalproduktion
Lastverzicht / Lasterhöhung	-0,97 MW (bei Vollaustattung)	-0,8 MW (bei Vollaustattung)	+0,2 MW (bei 80 % Auslastung)	-0,7 MW (bei 80 % Auslastung)
Aktivierungs-dauer	keine	keine	keine	keine
Maximale Abrufdauer	>> 5 Tage	> 5 Tage	>> 5 Tage	>> 5 Tage
Nachholzeit	5 Tage anfahren plus 4x Abrufdauer bei 80 % Auslastung	0,5 Tage Ofen hochfahren plus 4x Abrufdauer bei 80 % Auslastung	Keine	2,5x Abrufdauer bei 80 % Auslastung
Abrufhäufigkeit	6x/Jahr (nicht bei 100 % Auslastung)	Beliebig oft (nicht bei 100 % Auslastung)	Beliebig oft (nicht bei 100 % Auslastung)	Beliebig oft

Eine Lastverringern durch **Komplettabschaltung** (entsprechend einem energetischen Flexibilisierungspotenzial von ca. 970 kW) des Durchschubofens ist über einen Zeitraum von einer bis zu maximal 8 Wochen möglich. Aus technischer Sicht (ohne Berücksichtigung von Lieferverpflichtungen) kann dies mit einer Vorankündigungszeit von weniger als einer Stunde geschehen. Der Ofen benötigt nach einer Vollabschaltung etwa 5 Tage Anfahrzeit mit zusätzlichem Personalaufwand, bis er wieder betriebsbereit ist. Die Komplettanschtaltung kann also grundsätzlich sowohl mit kurzen als auch mit längeren Vorankündigungszeiten erfolgen (Anforderungsprofile 1, 2 und 3 [1]), allerdings nur wenn die Produktlager so ausreichend gefüllt sind so dass alle Lieferverpflichtungen eingehalten werden können. Die Nachholzeit setzt sich zusammen aus 5 Tagen Anfahrzeit zum Erreichen der Sintertemperatur von 1250 °C und der nachfolgenden Nach-Produktion bei einer Auslastung von dann 100 %. Entsprechend ist die Lastverringern durch Komplettabschaltung bei hoher Kundennachfrage und Betrieb des Durchschubofens bei 100 % Auslastung nicht möglich, da die ausgefallene Produktion nicht nachgeholt werden kann. Die Komplettabschaltung kann aus technischen Gründen nur 6x im Jahr erfolgen und wird vermieden, da die feuerfeste Zustellung bei jeder Vollabschaltung geschädigt wird (also möglichst Anforderungsprofile 1 und 2 nicht bedienen).

Die Lastverringerng mit **Absenkung der Ofentemperatur** von ca. 1.250 °C auf 800 bis 900 °C über mehrere Stunden bis Tage ist beliebig oft möglich. Hierbei wird ein Flexibilisierungspotenzial von 800 kW bereitgestellt, bei kurzen Vorankündigungszeiten (Anforderungsprofile 1, 2 und 3). Bei abgesenkter Ofentemperatur wird die Produktion eingestellt, da keine Tunnelofenwagen mehr durch das Brennaggregat geschoben werden. Im abgesenkten Betrieb muss die Ofentemperatur von Hand geregelt werden. Für die Nachholzeit und die Einschränkungen gelten die Beschreibung der Komplettabschaltung. Die wesentlichen Vorteile gegenüber der Komplettabschaltung ist, dass die Nachholzeit geringer ist (0,5 Tage anstatt 5 Tage plus Nach-Produktion) und die Abrufhäufigkeit viel größer ist, da die feuerfeste Zustellung bei einer Absenkung der Ofentemperatur nicht beschädigt wird.

Bei einer normalen Auslastung der Produktion von 80 % ist es ohne Vorlaufzeit möglich, eine Lasterhöhung von 200 kW durch Wechsel auf **Maximalproduktion** bereitzustellen. Eine solche Lasterhöhung bei bereits 100 % Auslastung folglich ist nicht möglich. Die Lasterhöhung wird erreicht, indem mehr Ofenwagen pro Tag durch den Durchschubofen gefahren werden. Das Temperaturprofil im Durchschubofen muss dafür nicht angepasst werden. Die Erhöhung kann ohne Vorankündigungszeit beliebig oft über einen kurzen oder auch längeren Zeitraum erfolgen und ist zum Auffüllen des Lagers oder für eine Überproduktion von Schamotteprodukten geeignet. Die feuerfeste Auskleidung wird durch die Lasterhöhung nicht geschädigt. Die Maximalproduktion erfüllt somit die Anforderungen der Profile 1, 2 und 3.

Bei einer normalen Auslastung der Produktion von 80 % ist es ohne Vorlaufzeit möglich, eine Lastverringerng von 700 kW durch Wechsel auf **Minimalproduktion** bereitzustellen. Die Höhe der Lastverringerng ist durch die vorherige Auslastung und den Energiebedarf bei der Minimalproduktion definiert. Der Lastverzicht kann ohne Aktivierungsdauer beliebig oft und über einen kürzeren oder auch längeren Zeitraum erfolgen (Anforderungsprofile 1, 2 und 3). Jedoch setzt er voraus, dass die Produktlager ausreichend gefüllt sind, um Lieferverpflichtungen erfüllen zu können.

12.3.2 Herstellung von Feuerfestprodukten (Bauxitsteine) in einem gasbefeueren Durchschubofen und ihre Flexibilitätspotenziale

Die Fa. Steuler Refractory Linings [7] ist Produzent feuerfester Werkstoffe und säurebeständiger Keramik. In ihren Werken werden die Produkte in gasbefeueren Tunnelöfen (Durchschubofen) bei Sinteremperaturen zwischen 1.300 und 1.800 °C gebrannt. Die Sinteremperatur ist abhängig von der Art und Qualität des Feuerfestproduktes.

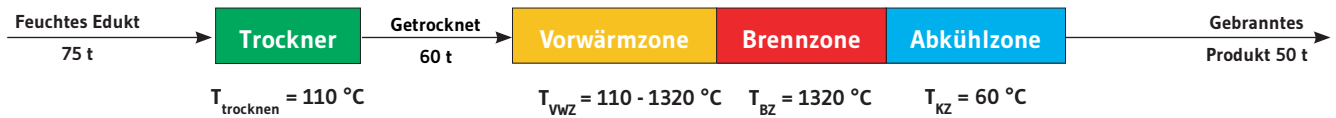


Abb. 12.4: Hochwertige Feuerfestprodukte für die Unterguss-Gespannzustellung (Quelle: Steuler Refractory Linings).

Das bei Fa. Steuler Refractory Linings hergestellte Feuerfestprodukt Bauxitstein wird in unterschiedlichen Formaten in Durchschuböfen bei 1.450 °C unter Verwendung von Gas als Energieträger gebrannt.

Der Herstellungsprozess von Bauxitsteinen ähnelt dem von Schamotte im Prinzip. Dabei werden die Rohstoffe gemischt und in Hydraulikpressen zu „grünen“ (d. h. ungebrannten) Steinen in unterschiedlichen Formaten gepresst. Danach werden die grünen Steine auf Tunnelofenwagen gesetzt und mit Abluft aus dem Brennprozess bei etwa 110 °C in einem kontinuierlichen Prozess in Durchlauftrockenkammern getrocknet.

Der Sinterbrand dieser Steine mit mullitisierter Matrix erfolgt mit etwa 2 t Besatz pro Tunnelofenwagen im kontinuierlichen Prozess bei 1320 °C. Die Jahreskapazität beträgt etwa 10.000 t bei 80 % Auslastung. Der Energiebedarf beträgt dabei etwa 750 kWh / t Produkt in Form von Gas.



Die Produktionsstätte verfügt über Speicher bzw. Lagermöglichkeiten für mehr als 3.000 t Rohstoffe, 200 t Vorprodukte unterschiedlicher Formate und etwa 3.000 t Fertigprodukte.

Im Werk werden Förderfahrzeuge, Mischer, Pressen, Ventilatoren und die Regeltechnik mit elektrischer Energie betrieben.

Bei der Herstellung von Bauxitprodukten im Durchschubofen sind energetische Flexibilitätspotenziale (bei der Nutzung des Energieträgers Gas, in Zukunft damit übertragbar auf den Energieträger Strom bei teilweiser Hybridisierung, siehe oben) identifiziert worden.

Abb. 12.5: Schematische Darstellung des Durchschubofens zum Brennen von Bauxitsteinen (Massenstrom bezogen auf 75 t Edukt)

Tabelle 12.2: Flexibilitätspotenziale des Durchschubofens zur Herstellung von Bauxitprodukten

	Komplettabschaltung	Lastverzicht	Lasterhöhung
Lastverzicht/Lasterhöhung	-1,56 MW	-0,78 MW	+0,39 MW
Aktivierungsdauer	15 Minuten	keine	15 Minuten
Maximale Abrufdauer	6 Stunden	mehrere Tage	3-4 Tage
Nachholzeit	30 Stunden bei 80 % Auslastung	>> 5 Tage durch Nach-Produktion (bei 80 % Auslastung)	keine
Abrufhäufigkeit	Beliebig oft (nicht bei 100 % Auslastung)	Beliebig oft (nicht bei 100 % Auslastung)	Beliebig oft (nicht bei 100 % Auslastung)

Eine **Komplettabschaltung** mit vollständigem Lastverzicht (Fall 1) mit einem energetischen Flexibilitätspotenzial von 1,56 MW ist für die Dauer von 6 Stunden beliebig oft möglich, wenn die Produktionsauslastung nicht 100 % beträgt und die Ofentemperatur dabei nicht unter 1320 °C fällt. Die Vorlaufzeit beträgt 15 Minuten. Um die Produktion danach wieder zu beginnen, muss die Sinter-temperatur wieder erreicht werden. Die Nachholzeit dafür beträgt etwa 30 Stunden. Jede so starke Lastverringerung verursacht Schäden an der feuerfesten Zustellung des Durchschubofens.

Ein **Lastverzicht** um bis zu 50 % durch Verringerung der Menge des gebrannten Produkts ist ohne Qualitätseinbußen des Produkts möglich, wenn im Anschluss an die Lastverminderung der entstandene Produktionsausfall durch eine Phase der Lasterhöhung nachgeholt werden kann. Eine Lastverminderung ist folglich nicht möglich, wenn die Auslastung des Durchschubofens vor der Phase der Lastverminderung bereits bei 100 % lag. Das energetische Flexibilitätspotenzial beträgt bis zu 780 kW. Diese Maßnahme kann ohne Aktivierungsdauer beliebig oft erfolgen. Die Dauer der Hochfahrzeit ohne Produktion und mit entsprechend hohem Verbrauch an Energie beträgt mehrere Tage. Jede so starke Lastverringerung mit anschließender Lasterhöhung führt zu Schäden an der feuerfesten Zustellung des Durchschubofens.

Eine **Lasterhöhung** (Fall 3) kann sofort vorgenommen werden, wenn die Produktion nicht bereits zu 100 % ausgelastet ist. Bei 80 % normaler Auslastung können nach kurzer Aktivierungsdauer 390 kW zusätzlich abgenommen werden und dieser Zustand 3-4 Tage lang erhalten werden. Dafür muss ausreichend freie Lagerkapazität für die Bauxitprodukte im Werk vorhanden sein.

12.3.3 Erfassung jahreszeitlicher Einflüsse auf die Flexibilitätspotenziale der Durchschuböfen

Zur Produktion der gebrannten **Schamotte** werden Tone benötigt, die in natürlichen Tonlagerstätten gewonnen werden. Sie können nicht vor besonderen jahreszeitlichen Einflüssen geschützt werden, zu denen vor allem extreme Temperatur- und Feuchteunterschiede zählen. Diese wirken sich, soweit sie nicht behoben werden können, letztendlich auf die Produktion der Schamottesorten in Durchschuböfen aus. Während einer längeren Frostperiode, wie sie in den vergangenen etwa 6 Jahren einmal vorgekommen ist, kristallisiert die Feuchte im Ton zu Eis. Da die Rohstoffe dann nicht mehr verarbeitet werden können, wird die Produktion im Durchschubofen zum Erliegen kommen, sobald die Vorräte an verarbeitbarem Ton aufgebraucht sind. In diesem Fall kann auch keine Flexibilität mehr angeboten werden. Der Einsatz von elektrischen Heizungen oder Wärmestrahlern zum Auftauen der gefrorenen Tonbrocken oder die Beheizung der Aufbereitungsaggregate erscheint aus heutiger Sicht als wirtschaftlich nicht lohnend.

Zur Produktion von **Bauxitsteinen** werden Rohstoffe eingesetzt, die in größeren Chargen ins Werk geliefert und dort gelagert und aufbereitet werden. Da sie vor jahreszeitlich bedingten Einflüssen wie extremer Feuchte, Hitze oder Kälte geschützt sind und die Produktion kontinuierlich läuft, haben die Jahreszeiten keine Einflüsse auf die Produktion von Bauxitsteinen und damit auf die Flexibilitätspotenziale.

Im Falle der Produktion von **Ziegelerzeugnissen** (Kapitel 12.5), zu der natürliche Rohstoffe aus einer geologischen Lagerstätte verwendet werden, gelten ähnliche Abhängigkeiten wie bei der Schamotterherstellung. Die diesbezüglich erkannten jahreszeitlichen Einflüsse auf die Rohstoffe wirken sich direkt auf das Flexibilitätspotenzial der Durchschuböfen aus.

12.4 Hybridisierungspotenzial und Elektrifizierung

12.4.1 Stoffliche Hybridisierung

Neben Biogas aus regenerativen Quellen werden Wasserstoff und synthetisch hergestelltes Methan dem Gasnetz zugemischt (Kapitel 5) und von den industriellen Verbrauchern zur Befuerung von Durchlauföfen und weiteren Brennaggregaten ohne weitere Aufbereitung verwendet. Eine stoffliche Hybridisierung findet automatisch in dem Umfang statt, in dem regenerativ erzeugte Gase ins Gasnetz eingespeist und zur Befuerung von Durchlauföfen aus dem Gasnetz entnommen werden.

Solange die Gasqualität den Anforderungen der DVGW-Arbeitsblätter entspricht, wird davon ausgegangen, dass weder die Prozessführung noch die Qualität der Sinter- bzw. Brennprodukte beeinträchtigt werden.

Mit Blick auf das künftige stoffliche Hybridisierungspotenzial lassen sich 3 stoffliche Anforderungsprofile erstellen.

1. Anforderungsprofil 1: Im Gasgemisch ist ein konstanter Volumenanteil von erneuerbaren Gasen enthalten.
2. Anforderungsprofil 2: Im Gasgemisch ist ein schwankender Volumenanteil von erneuerbaren Gasen enthalten. Der führt zu planbaren Schwankungen in der Gasbeschaffenheit und wird den Verbrauchern mit 1 Stunde Vorankündigungszeit mitgeteilt.
3. Anforderungsprofil 3: Im Gasgemisch ist ein schwankender Volumenanteil von erneuerbaren Gasen enthalten. Der führt zu nicht planbaren Schwankungen in der Gasbeschaffenheit und wird den Verbrauchern kurzfristig mitgeteilt.

Im Fall des **Anforderungsprofils 1** erwarten die Betreiber eines Durchlaufofens keine Probleme. Der Brennprozess des Ofens und die Brennerregelung werden einmalig bei Inbetriebnahme oder im

Rahmen von regelmäßigen Kontrollen auf die übliche bewährte Gaszusammensetzung eingestellt, so dass die Produktion gesichert ablaufen kann. Hier besteht kein Bedarf an einer Gasanalytik und einer Regeltechnik für die Brenner.

Sollte der Anteil von erneuerbaren Gasen im Gasgemisch (**Anforderungsprofil 2**) schwanken, aber den Betreibern eines Durchlaufofens mit einer Stunde Vorlaufzeit mitgeteilt werden, so können sie manuell in die Regeltechnik eingreifen und die Brenner auf die geänderte Gaszusammensetzung einstellen, so dass die Produktion gesichert ist und weder Ofen noch Brenner Schaden nehmen. Der Ofen muss aber mindestens mit einer Regeltechnik für die Brenner ausgestattet sein. Es muss entsprechend geschultes Personal vor Ort sein.

Wenn jedoch größere Mengen an Wasserstoff „en bloc“ durch das Gasnetz strömen und nur unzureichend mit dem Erdgas vermischt werden (**Anforderungsprofil 3**), verändern sich die Brenneigenschaften und damit die thermischen Einflüsse auf das Brenngut. Aus wissenschaftlichen Untersuchungen ist bekannt [5], dass höhere Anteile an H_2 zu einer Überfeuerung silikatischer Produkte wie beispielsweise Baukeramik oder Brennhilfsmittel führen könnten. In diesem Fall benötigen die Betreiber eines Durchlaufofens zur Sicherstellung des erforderlichen Brennregimes eine geeignete Messtechnik, um die Qualität des Brenngases zu analysieren, und eine nachgeschaltete Regeltechnik, die die Brennerregelung anzupassen.

Wenn alle gasbefeueren Sinter- und Brennöfen mit entsprechender Mess- und Regeltechnik ausgestattet wären, könnte das Hybridisierungspotenzial voll ausgeschöpft und Gase aus erneuerbaren Quellen den Anteil des fossilen Erdgases reduzieren. Die Kosten dafür betragen ab ca. 10.000 Euro pro Messstelle.

12.4.2 Energetische Hybridisierung

Unter energetischer Hybridisierung wird die (zumindest teilweise) Nutzung von elektrischer Energie in bislang ausschließlich mit dem Energieträger Gas beheizten Durchlauföfen verstanden.

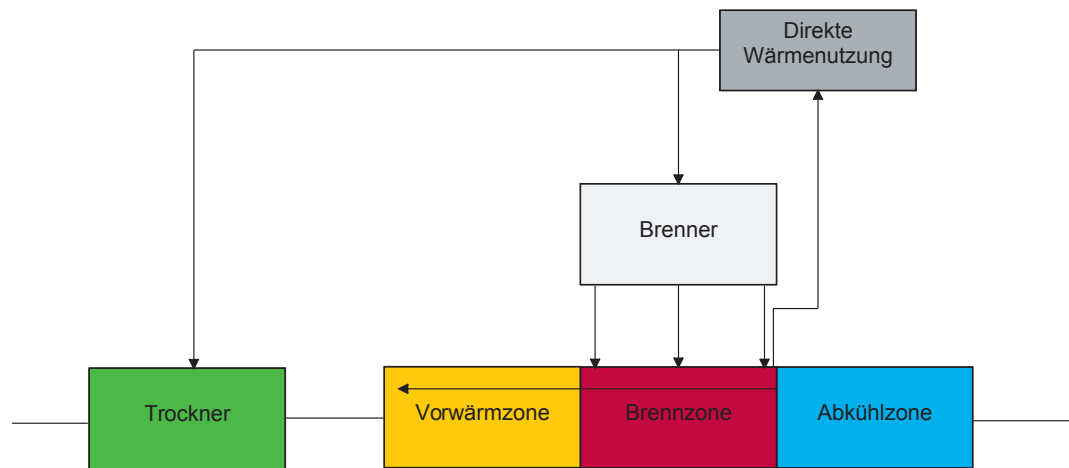
Dabei soll ein Hybridisierungspotenzial oder Hybridisierungsgrad (in Prozent) angeben, welchen Anteil der Energieeintrag in die Sinter- und Brennprozesse in Durchlauföfen mittels elektrischer Energie annehmen kann. Da die Gesamt-Energieverbräuche (Energieträger Gas) in kJ/kg gesintertem bzw. gebranntem Produkt und die Energieverbräuche (Energieträger Gas) in der Feuerfestindustrie grundsätzlich bekannt sind, kann so der mittels Hybridisierung erreichbare Energieverbrauch des Energieträgers Strom berechnet werden.

Auf Basis der in den vorhergehenden Kapiteln untersuchten Potenziale zur Flexibilisierung des Energieverbrauchs von Durchlauföfen - betrachtet für den Energieträger Gas, doch auf Basis der in diesem Kapitel berichteten Untersuchungen grundsätzlich (zumindest teilweise) hybridisierbar - können so positive und negative Flexibilitätspotenziale für den Energieträger Strom beim Betrieb von hybridisierten Durchlauföfen abgeschätzt werden (Kapitel 7).

Die im Folgenden betrachteten Hybridisierungsoptionen, die auch einen Wechsel des Energieträgers einbeziehen, dürfen den Industrieprozess jedoch nicht beeinträchtigen.

In den betrachteten Sinter- und Brennprozessen ist eine direkte Wärmenutzung der Abwärme aus dem Herstellungsprozess von Schamotterrohstoffen und von Bauxitprodukten am Ende der Brennzone bereits üblich. Zur Abkühlung der gebrannten Produkte wird im Gegenstrom zum Produkt kalte Luft am Ende der Abkühlzone in den Ofen eingeblasen, die über die Produkte strömt. Der so aufgeheizte Luftstrom wird am Übergang zwischen Brennzone und Abkühlzone abgezogen und dient zum Trocknen des feuchten Brennguts im Trockner und zur Erwärmung der Verbrennungsluft der Brenner. Im Ofen selbst dient die Warmluft zum Erwärmen der Brennprodukte in der Vorwärmzone im Gegenstrom. Durch diese Art der Energienutzung kann auf externe Lufterwärmung verzichtet werden.

Abb. 12.6: Energieströme bei direkter Wärmenutzung für Trockner und Verbrennungsluft.



Zur weiteren Hybridisierung von Durchlauföfen ist eine Reihe von Möglichkeiten identifiziert worden, die zu einer verstärkten Nutzung von elektrischer Energie zur Erzeugung und Bereitstellung von Prozesswärme führen.

Hybridisierung der bisher direkten Wärmenutzung

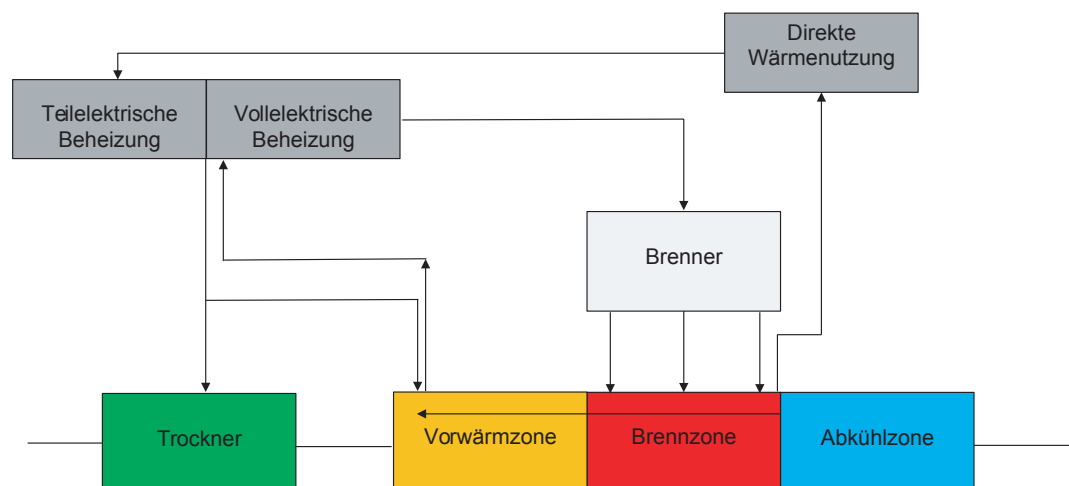
Bei größerem Bedarf an vorgeheizter Verbrennungsluft erscheint es besonders effektiv, mit Hilfe von elektrischer Energie den Bedarf an vorgewärmter Brennluft abzudecken. Diese Luft kann mit geeigneten Brennertypen direkt zur Befeuerung verwendet werden. Auch ein größerer Bedarf an Wärme für den Trockner kann durch elektrische Zusatzheizung gedeckt werden.

Zur Schaffung zusätzlicher Flexibilität könnte auch im Trockner elektrisch zugeheizt bzw. der Trockner gänzlich auf elektrischen Betrieb eingestellt werden. Durch diese teil- bzw. vollelektrische Beheizung kann der Trockner vom Ofen abgekoppelt und als unabhängiges Aggregat im Brennprozess betrieben werden. Dies ist insbesondere bei Brennprozessen mit niedrigen Temperaturen (z.B. Ziegelerzeugnisse) attraktiv, da dort generell nur geringe Mengen an Wärme aus dem Prozess für die Trocknung zur Verfügung stehen.

Auf die gleiche Art und Weise könnte auch der niedrige Temperaturbereich in der Vorwärmzone des Sinterofens mit thermischer Energie versorgt werden. Eine Zu- bzw. Vollbeheizung erscheint hier möglich.

Größere Mengen an Warmluft, die den Ofen aus der Vorwärmzone verlassen, lassen sich elektrisch aufheizen und dem Trockner bzw. dem Brenner zuleiten.

Abb. 12.7: Teil- und vollelektrische Beheizung von Trockner, Vorwärmzone und der Verbrennungsluft.



Thermische Speicher

Wenn aus dem Brennprozess ein Überschuss an Wärme ansteht und nicht gleich als beispielsweise Verbrennungsluft abgerufen wird, besteht die Möglichkeit, sie in einem Wärmespeicher zu lagern und bei Bedarf abzurufen. Ein thermischer Speicher bietet sich auch an, um in Zeiten günstiger elektrischer Energie den Speicher zu laden und zu gegebener Zeit die Wärme abzurufen. Hiermit würde die Wärmebereitstellung im Produktionsprozess flexibilisiert (Kapitel 3).

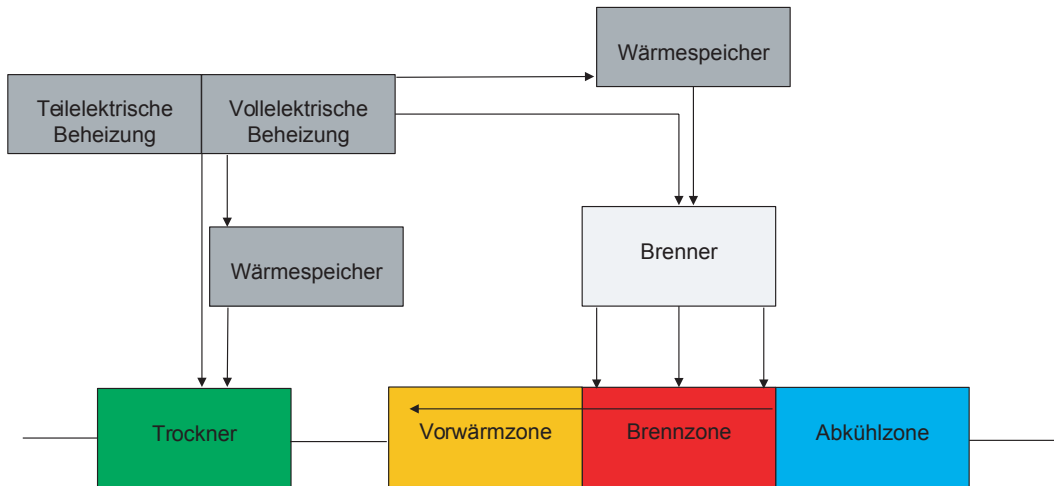


Abb. 12.8: Hybridisierung durch thermischen Speicher.

Regenerator

Ein sehr großer Überschuss an Wärme könnte, vor allem an älteren Sinter- und Brennöfen, in einem Regenerator wie an einer Glasschmelzanlage zwischen gespeichert und zur Vorwärmung der Verbrennungsluft verwendet werden.

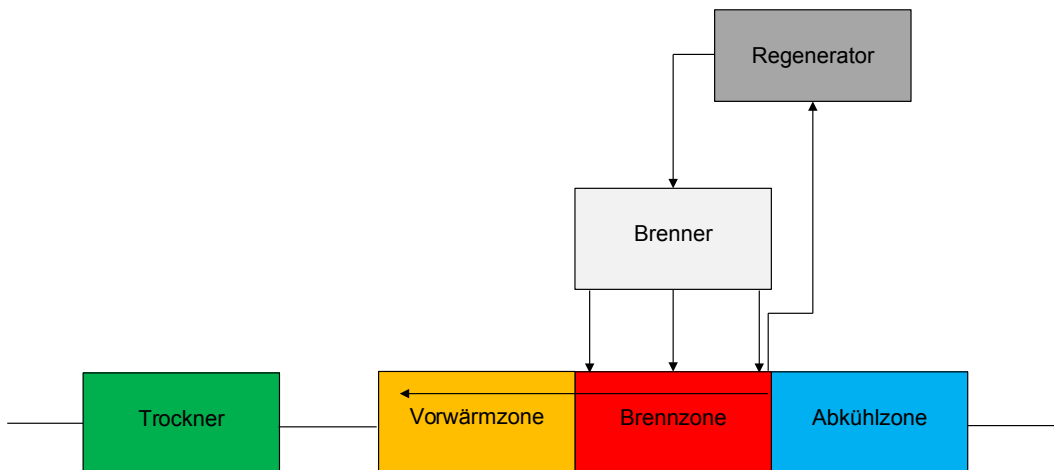


Abb. 12.9: Integration eines Regenerators in den Energiefluss.

Solch ein Zusatzaggregat würde in deutlich geringerer Dimensionierung und nur dann installiert werden, wenn die Energie- und Wärmeflüsse ein entsprechend hohes Potenzial zur Verfügung stellen und sich eine Investition rechnet.

Vollelektrische Erwärmung und Beheizung

Die Lebensdauer der untersuchten Thermoprozessanlagen beträgt 30-50 Jahre. Nach den bisherigen Untersuchungen können Fortschritte bei der Energieflexibilisierung erreicht und bestehende Anlagen durch Nachrüstung dazu ertüchtigt werden. Eine vollelektrische Beheizung von neu gebauten Durchlauföfen scheint im Trockner, in der Vorwärmzone, zur Vorwärmung der Verbrennungsluft und zum Speisen thermischer Speicher möglich zu sein.

12.5 Übertragbarkeit der Flexibilitätsoptionen auf andere Brennaggregate in der keramischen Industrie (Ziegelindustrie)

Die Ergebnisse der Untersuchung der Flexibilitätsoptionen und die Identifikation von Flexibilitäts-potenzialen gasbefeuerter Öfen in der Feuerfestindustrie sind in der gesamten Branche der keramischen Industrie (z.B. Ziegel, Fliesen, Sanitärkeramik, Porzellan, technische Keramik) von hohem Nutzen, da hier gasbefeuerte Sinter- und Brennöfen in unterschiedlichen Größen eingesetzt werden.



Abb. 12.10: Getrocknete (links) und gebrannte Ziegel (rechts) am Ofenausgang (Quelle: Ziegelwerk Ott).

Zur Verifizierung der Übertragbarkeit der erarbeiteten Methoden zur Ermittlung des Flexibilisierungspotenzials auf vergleichbare Aggregate zur Herstellung weiterer keramischer Produkte ist eine vergleichbare Thermoprozessanlage aus der Ziegelindustrie [8] analysiert worden. Zur Herstellung von Ziegeln im Ziegelwerk Ott/Überlingen-Deisendorf werden aus einer Mischung aus Tonen und Zuschlagstoffen Ziegelprodukte abgeformt.

Sie werden auf Tunnelofenwagen gesetzt und in Kammer-trocknern mit der Abwärme aus dem Ziegelbrand bei Temperaturen von etwa 110 bis 120 °C getrocknet. Aufgrund ausreichendem Platzangebot im Werk können 30 Wagen auf Vorrat gesetzt werden. Im Durchschubofen erfolgt nach der Vorwärmzone bei 130-180 °C die Sinterung der Ziegelprodukte bei Temperaturen von etwa 800-960 °C. Nach dem Abkühlen verlassen die Produkte den Ofen mit etwa 60 °C.



Abb. 12.11: Schematische Darstellung des Durchschubofens zum Brennen von Ziegeln (Massenstrom bezogen auf 215 t Edukt).

Die Abluft aus der Brennzone gelangt über die Nachverbrennung in den Trockner. Sie wird zum Trocknen der Grünlinge und zum Vorwärmen der Verbrennungsluft verwendet. In der kalten Jahreszeit werden auch Rohstoffe vorgewärmt.

Die Gasversorgung wird als gesichert angesehen. Über Veränderungen in der Gaszusammensetzung durch Zumischung von Gasen aus regenerativen Quellen und synthetischen Gasen ist man informiert, hat aber selbst noch keine Auswirkungen auf die Produkte erkannt. Eine Mess- und Regeltechnik ist z. Z. nicht am Ofen installiert.

Die im Falle der Schamotteherstellung und der Bauxitproduktion identifizierten Flexibilitätsoptionen sowie die Aspekte der Hybridisierung wie der teilelektrischen bzw. vollelektrischen Zusatzheizung der Trockner- sowie der Verbrennungsluft der Brenner, der Warmluft für die Vorwärmzone und der Beheizung eines thermischen Speichers wurden bezüglich der Übertragung auf Durchlauföfen für die Ziegelproduktion analysiert und wurden als vollständig übertragbar identifiziert.

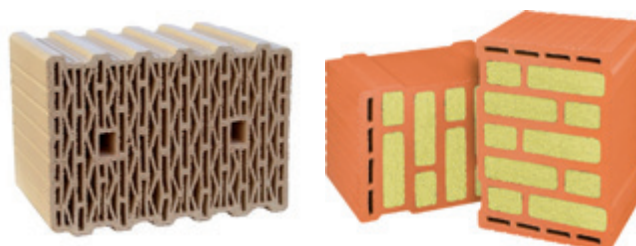


Abb. 12.12: Ziegelprodukte Klimatherm PL 9 (links) und ThermoPlan MZ80-G (Quelle: Ziegelwerk Ott).

12.6 Fazit und Ausblick

Die Untersuchungen zur Flexibilisierung gasbefuerter Sinter- und Brennöfen lassen Potenzial zur Verwendung von elektrischer Energie

- als Zusatzheizung im Trockner,
- in der Vorwärmzone,
- zum Erwärmen der Verbrennungsluft für die Brenner und
- zum Heizen eines thermischen Speichers

erkennen.

Bei den langen Lebensdauern der untersuchten Thermoprozessanlagen von etwa 30-50 Jahren können technische Neuerungen zur Hybridisierung gasbefuerter Sinter- und Brennöfen im Rahmen von Nachrüstungen vorgenommen werden.

Der teilweise Umstieg von fossilen Brennstoffen hin zur Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen und von synthetischen Gasen ist bereits im Gange.

Szenarien zum schrittweisen Umstieg auf Hybridlösungen oder der teilelektrische bzw. der voll-elektrische Betrieb wurden untersucht und stehen den Anlagenbauern prinzipiell zur Evaluierung zur Verfügung. Sie müssen noch mit betriebswirtschaftlichen Anforderungen abgeglichen werden.

12.7 Danksagung

Die Autoren danken den Industrieunternehmen Fa. KTS, Fa. Steuler Refractory Linings und Fa. GKT für die Auskünfte und Informationen sowie die Begehungen vor Ort.

Dem GWI e. V., der Fa. Ziegelwerk Ott, dem VDFFI e. V., dem BVKI e. V. und dem FV Biogas e. V. danken die Autoren für die Informationen, Auskünfte und Diskussionen.

12.8 Literatur

- [1] Ausfelder, F., Seitz, A., von Roon, S. (Hrsg.), Februar 2018. Flexibilitätsoptionen in der Grundstoffindustrie. Methodik, Potenziale, Hemmnisse: Bericht des AP V.6 „Flexibilitäts-optionen und Perspektiven in der Grundstoffindustrie“ im Kopernikus-Projekt „SynErgie - synchronisierte und energieadaptive Produktionstechnik zur flexiblen Ausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende Energieversorgung“. Frankfurt am Main 2018. Verfügbar unter: [https://www.ffegmbh.de/attachments/article/645/Flexibilitaetsoptionen in der Grundstoffindustrie.pdf](https://www.ffegmbh.de/attachments/article/645/Flexibilitaetsoptionen%20in%20der%20Grundstoffindustrie.pdf)
- [2] Technische Regel - Arbeitsblatt DVGW G260 (A): Anforderungen an die Beschaffenheit von Brenngasen der öffentlichen Gasversorgung, Bonn 2013.
- [3] Technische Regel - Arbeitsblatt DVGW G262: Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung, Bonn 2011.
- [4] Wuthnow, H., Dannert, C.: Refractory Materials in Glass Melting Furnaces Fired With Biogas, 56th Intern. Colloquium on Refractories, Aachen, 2013.
- [5] Fiehl, M.; Wuthnow, H.: Auswirkungen der Zumischung erneuerbarer Energien im Erdgasnetz auf thermoprozesstechnische Anlagen in der keramischen Industrie. Abschlussbericht IGF-Vorhaben 18684 N, Essen 2017.
- [6] Website der Fa. KTS: www.kts-kg.de
- [7] Website der Fa. Steuler Refractory Linings: www.steuler-kch.de
- [8] Website der Fa. Ziegelwerk Ott: www.ziegelwerk-ott.de
- [9] Website der Fa. GKT: www.kiln-tech.com

13 FAZIT UND AUSBLICK

Der Energieverbrauch in der Grundstoffindustrie wird neben Strom von fossilen Energieträgern und Wärme dominiert. Im ersten Teil der Untersuchung, deren Ergebnisse in „Flexibilitätsoptionen in der Grundstoffindustrie“ zusammengefasst sind, wurden vorrangig Methoden zur Ermittlung der Potenziale für die Flexibilisierung des Stromverbrauchs entwickelt und diese an konkreten Beispielen der untersuchten Branchen Stahl, Chemie, Zement, Glas und Feuerfest angewendet. Der zweite Teil der Untersuchung widmet sich bei der methodischen Weiterentwicklung vorrangig der Flexibilisierungspotenziale, die sich in Zusammenspiel mit Wärme und Brennstoffen ergeben. Die Methodenerweiterung fokussiert sich auf Hybridisierung, thermische Speicher und grüne Gase. Die Methoden wurden eingesetzt, um Potenziale und Hemmnisse bei der potenziellen Umsetzung aufzuzeigen.

Eine allgemeingültige Methode zur Identifikation geeigneter elektrischer Heizverfahren zur Hybridisierung von Prozessen der Grundstoffindustrie wurde entwickelt und auf Schlüsselproduktionsprozesse angewandt. Die Methode erwies sich als zielführend. Die Potenziale in den untersuchten Branchen unterscheiden sich erheblich. Während die technologischen Hemmnisse für einen Einsatz dieser Technologien in der Glas- und Zementindustrie groß sind, könnte eine hybride Beheizung in der Papierindustrie umgesetzt werden. Neben einer Hybridisierung der branchenspezifischen Prozesse könnten industrielle Wärmenetze hybridisiert werden. Es konnte gezeigt werden, dass hierdurch bei einem Einsatz von Wärmepumpen eine voll flexible Stromlast in die Energiewirtschaft integriert werden könnte, die etwa 10 % der mittleren deutschen Stromnachfrage entspricht.

Ein weiterer Ansatz über den Wärmebedarf der Industrie Flexibilität in das Energiesystem der Zukunft zu bekommen ist der Einsatz von elektrisch beheizten Speichern. Hierdurch kann eine zeitliche Entkopplung der Wärmeerzeugung und Nutzung erreicht werden. Für die Grundstoffindustrien sind prinzipiell verschiedene Anwendungen denkbar. Die größten Potenziale bestehen in der Prozessdampfbereitstellung in der chemischen Industrie und in der Prozesswärmebereitstellung in den Aggregaten der Feuerfestindustrie.

Eine ganz andere Art von Flexibilitätsanforderung kann auf die Grundstoffindustrie durch den Einsatz von synthetischen Gasen zukommen. Zu den betrachteten Gasen zählen elektrolytisch erzeugter Wasserstoff, synthetisches Methan und Biomethan. Letztere sind mit der bestehenden Infrastruktur kompatibel. Wenn jedoch Wasserstoff in das bestehende Erdgasnetz eingespeist wird, käme es zu Änderungen der Gaszusammensetzung. Eine Veränderung des Gasgemischs wird für industrielle Gasnutzer als gut beherrschbar eingeschätzt, wenn sie zeitlich konstant ist, technisch beherrschbar, wenn sie zeitlich planbar variieren und als sehr schwer technisch beherrschbar, wenn die Änderungen der Gaszusammensetzung zeitlich nicht planbar variieren.

Die Untersuchung zeigt somit, dass der Einsatz von hybrider Wärmebereitstellung, thermischen Speichern und synthetischen Brenngasen weitere Flexibilitätspotenziale in den Thermoprozess-basierten Grundstoffindustrien eröffnet, die den eigentlichen Thermoprozess wenig beeinflussen. Aber

auch hier bestehen technische, organisatorische und ökonomischer Hemmnisse, die einer Einführung dieser Technologieoptionen zunächst entgegenstehen. An konkreten Beispielen aus den untersuchten Branchen konnte mittels Simulationen gezeigt werden, dass es Bereiche gibt, bei denen das Anbieten von Flexibilität betriebswirtschaftlich sinnvoll ist. Allerdings kann dies bereits bei leichten Änderungen von Strompreisbestandteilen und Investitionskosten nicht mehr gelten.

Die Untersuchungen von konkreten Prozessen in den Branchen Stahl, Chemie, Zement, Glas und Feuerfest brachten neue Erkenntnisse zu Hemmnissen, technischen Lösungen und Rückwirkungen mit dem Energiesystem. Hybridisierungen, Einsatz von thermischen Speichern und Wasserstoff sind in ausgewählten Bereichen technisch machbar und könnten somit die Prozesse der Grundstoffindustrie zum Partner bei der Integration von erneuerbaren Energien in das Energiesystem machen. Die Untersuchung zeigt aber auch, dass es noch weiterer Forschung & Entwicklung und in der Umsetzung ökonomischer Anreize bedarf.

IMPRESSUM

HERAUSGEBER:

Dr. Florian Ausfelder

Dr. Serafin von Roon

Dr. Antje Seitz

VERANTWORTLICH IM SINNE DES PRESSERECHTS:

DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik e.V.

Dr. Florian Ausfelder

Theodor-Heuss-Allee 25

60486 Frankfurt am Main

GESTALTUNG/SATZ

PM-GrafikDesign

Peter Mück, Wächtersbach

GEFÖRDERT VOM

Bundesministerium für Bildung und Forschung

BETREUT VOM

Projektträger Jülich

BILDNACHWEIS TITEL:

Hintergrund: @pixelkorn- tock.adobe.com;

v.o.: © Natalie Schorr-stock.adobe.com; © noprati somchit-stock.adobe.com;

© VDZ gGmbH; © Andrey-stock.adobe.com; © 2000 Infrserv GmbH & Co. Höchst KG

1. Auflage

ISBN: 978-3-89746-219-9

Erschienen im August 2019 in Frankfurt am Main

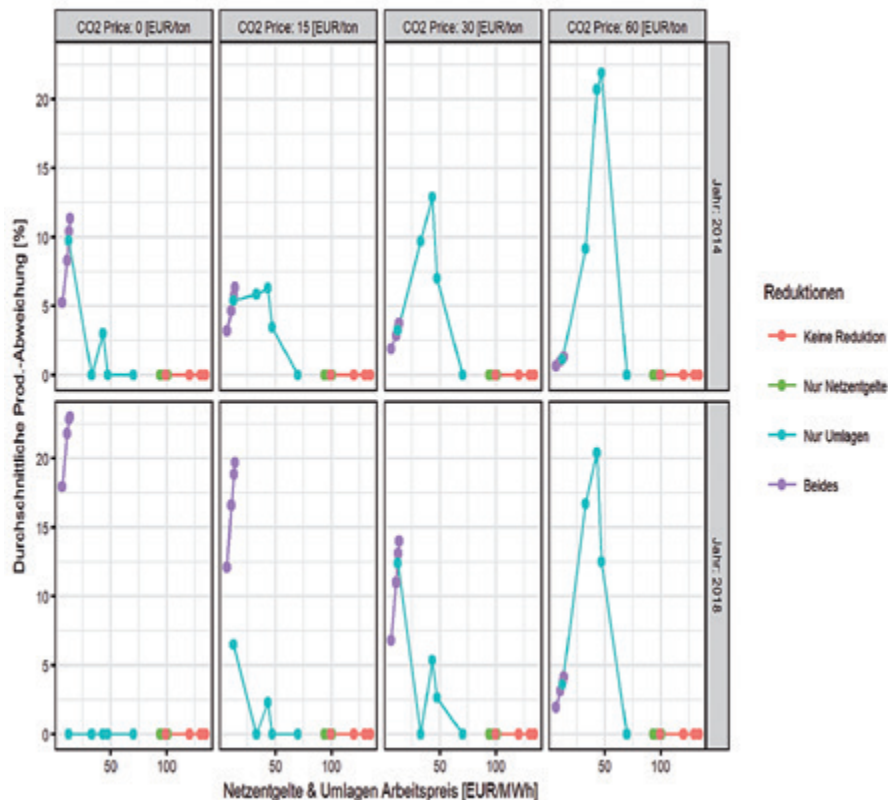


Abbildung 7.4: Flexibilitätsbereitstellung: Durchschnittliche Abweichung vom Jahresmittel des Stromverbrauchs

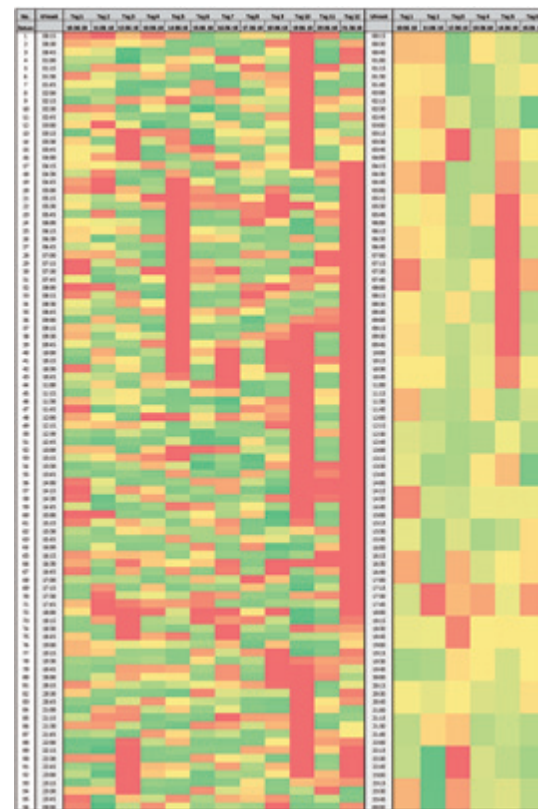


Abbildung 8.2: Elektrische Leistung (in MVA) eines bogenofens an 12 Betriebstagen. Links: 15 min-Werte, rot=0%, grün=100%.

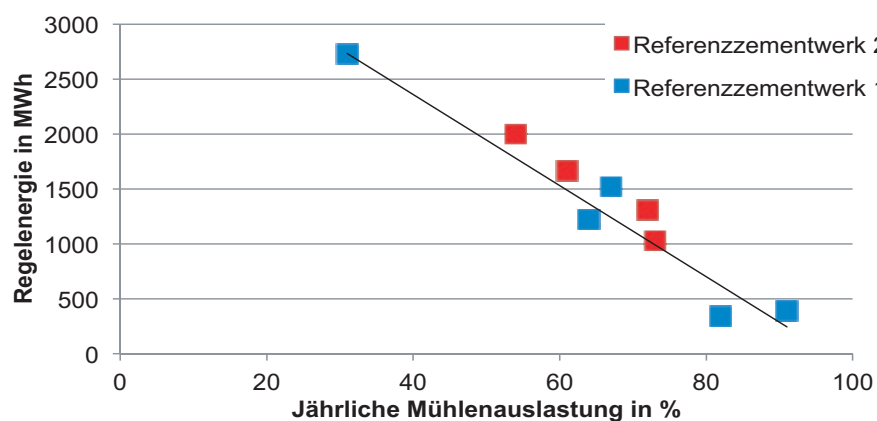


Abbildung 10.2: Korrelation zwischen Mühlenauslastung und verfügbarer Regelenergie bei einer normierten Mühlenantriebsleistung für zwei unterschiedliche Referenzwerke und Referenzjahre nach Anforderungsprofil 2.

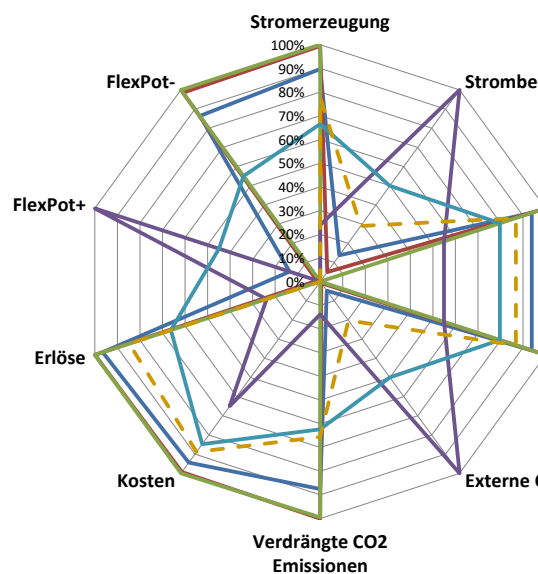


Abbildung 11.9: Verschiedene Einsatzstrategien für vollflexiblen Betrieb.



s Elektrolit-
erte, Rechts: 1

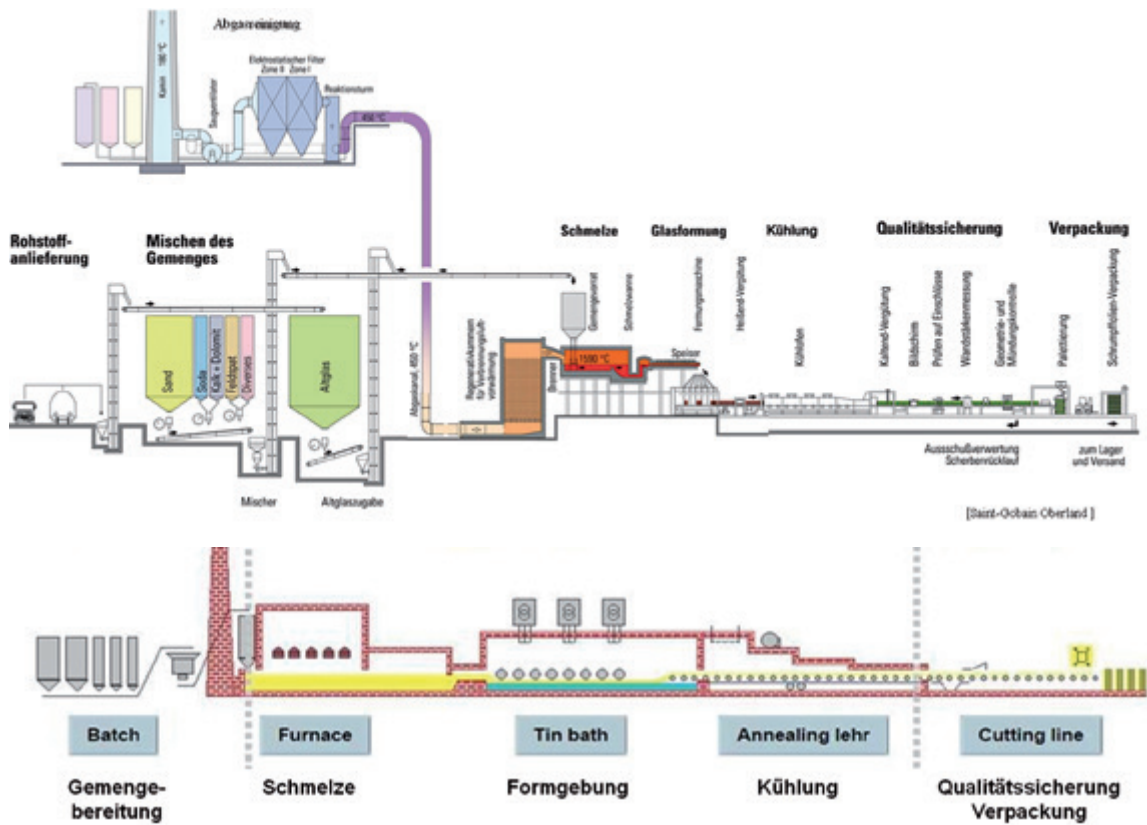


Abbildung 9.1: Produktionskette der Behälterglasherstellung mit ihren wesentlichen Prozessschritten und der angeschlossenen Abgasreinigungsanlage.

Abbildung 9.2: Produktionskette der Floatglasherstellung mit ihren wesentlichen Prozessschritten.

darf

— Wirtschaftlich
— CO₂-Minimierung
— Maximale Stromerzeugung
— Minimale Stromerzeugung
— Maximale Flexibilität
— Vollflexibler Betrieb

Erdgaseinsatz

Interne CO₂ Emissionen

CO₂ Emissionen

relativ zu einem

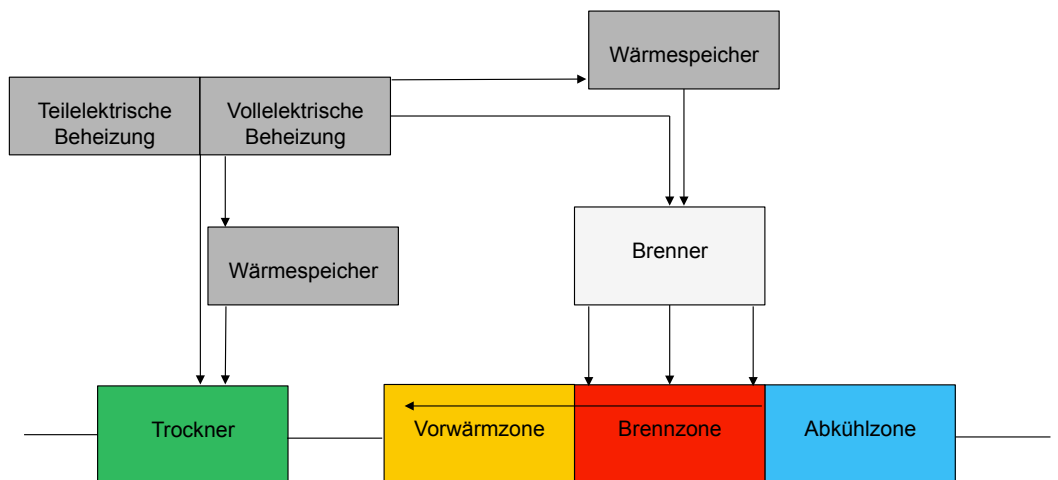


Abbildung 12.8: Hybridisierung durch thermischen Speicher.

Kapitel 8: Eisen- und Stahlindustrie

Der durchschnittliche Lastabruf durch die Elektrostahlerzeugung ist stark von dem betrachteten Zeitintervall abhängig. Dies hat Auswirkungen auf das Flexibilitätspotential von Elektrostahlwerken. Die Demonstration der Flexibilität einer Sauerstofferzeugungsanlagen (PVSA) scheitert an technischen Hindernissen. Pfannenöfen haben aufgrund der logistischen Anforderungen kein Flexibilitätspotenzial. Die Hybridisierung von Warmwalzwerken ist vielversprechend im Sinne der Flexibilität. Die Nutzung synthetischer Gase, insbesondere Wasserstoff als Reduktionsmittel ist Gegenstand aktueller Forschung.

Kapitel 9: Glasindustrie

In der Glasindustrie ist die gesamte Prozesskette aufeinander abgestimmt und eine Flexibilisierung schwierig. Glaswannen können prinzipiell auch vollelektrisch betrieben werden. Der Einsatz von hybriden Beheizungssystemen ist denkbar, ebenso wie thermische Speicher.

Kapitel 10: Zementindustrie

In der Zementindustrie sind die Mühlen die größten Stromverbraucher. Das verfügbare Flexibilitätspotenzial hängt von der Mühlenauslastung ab. Für größere Flexibilisierungszeiträume können auch Silokapazitäten erhöht werden. Die Trennung der energieintensiven Feinstmahlung verringert das Flexibilisierungspotenzial.

Kapitel 11: Chemische Industrie

Flexibilität kann nicht nur in einzelnen Prozessen sondern auch durch geschickte Konfiguration einzelner Dampf- und Stromerzeugungseinheiten in einem Verbund angeboten werden. Je nach Betriebsstrategie stehen unterschiedliche Flexibilitätspotenziale zur Verfügung und Grenzkosten für das Anbieten von positiver und negativer Flexibilität können abgeleitet werden. Die Abhängigkeit von CO₂-Emissionen bei Flexibilitätsbereitstellung ergibt sich aus der Merit-Order Logik. Ein thermischer Speicher, bzw. eine Wasserelektrolyse können zusätzlich positive bzw. negative Flexibilität anbieten.

Kapitel 12: Feuerfest-Industrie

Mit technischen Nachrüstungen können die gasbefeuelten Sinter- und Brennöfen der Feuerfestindustrie auf stoffliche Flexibilisierung der Brenngase reagieren. Die Potenziale für eine energetische Flexibilisierung wurden bei Durchlauföfen für die Produktion von Schamotte, Bauxitprodukten und von Ziegeln untersucht. Die Anforderungen für einen Betrieb mit einer Variation der Gaszusammensetzung wurden gemäß den Anforderungsprofilen untersucht. Gasbefeuelte Sinter- und Brennöfen können zumindest teilweise hybridisiert werden und damit ein Teil der erforderlichen Energie durch elektrische Energie eingebracht werden. So lassen sich der Trockner, die Vorwärmzone, die Brennluftvorwärmung, Regeneratoren und thermische Speicher elektrifizieren. Die Ergebnisse dieser Untersuchungen lassen sich auch auf andere gasbefeuelte Öfen in der Feuerfest- und Keramikindustrie übertragen.

ÜBER DIESES BUCH

Die energieintensiven Prozesse der Grundstoffindustrie sind Verantwortlich für einen Großteil des industriellen Strombedarfs in Deutschland. Der zunehmende Beitrag fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung im Stromsystem führt absehbar zu einem erhöhten Bedarf an flexibler Leistung. Dies erfordert ein fundamentales Umdenken in der Art und Weise, wie Strom in den Prozessen der energieintensiven Grundstoffindustrie genutzt wird. Die sich ergebenden Möglichkeiten zur Flexibilitätsbereitstellung durch Hybridisierung in der Wärmeerzeugung, dem Einsatz von thermischen Speichern sowie der Nutzung synthetischer Brenngase werden in ihren technischen Konsequenzen in den verschiedenen Branchen der Grundstoffindustrie, Eisen- und Stahl-, Glas-, Zement-, Chemie- und Feuerfestindustrie untersucht. Die bereits entwickelte Methodik wird um diese Aspekte erweitert und vertieft. Anhand von Beispielen aus den Industrien werden Hemmnisse diskutiert und ökonomischen Aspekte aufgearbeitet.



DR. FLORIAN AUSFELDER

ist seit 2017 Teamleiter und Themensprecher für den Bereich „Energie und Klima“ in der DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V. Er hat Chemie in Karlsruhe studiert und in Edinburgh in Physikalischer Chemie promoviert. Nach Post-Doc Aufenthalten in den USA und Spanien trat Dr. Ausfelder 2007 als wissenschaftlicher Mitarbeiter in die DECHEMA ein, wo er verschiedene Gremien und Forschungsprojekte im Energiebereich betreut.



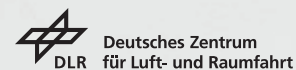
DR. ANTJE SEITZ

leitete als promovierte Verfahrensingenieurin bis Herbst 2018 die Abteilung Thermische Prozesstechnik am Institut für Technische Thermodynamik des DLR. In der Helmholtz Gemeinschaft verantwortete sie die Entwicklung thermischer Energiespeicher und deren Integration in industrielle und Kraftwerksprozesse. Besonders wichtig ist ihr der Austausch zwischen Industrie und Forschung, um innovative Speicherlösungen für das Energiesystem der Zukunft nutzbar zu machen.



DR. SERAFIN VON ROON

ist seit 2011 Geschäftsführer der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft. Er hat Wirtschaftsingenieurwesen an der TU Berlin studiert und an der TU München promoviert. Von 2003 bis 2011 verantwortete er an der FfE e.V. die Themen System- und Marktanalysen. Seine Forschungsschwerpunkte sind industrielle Energiewirtschaft sowie Systemintegration von erneuerbaren Energien. Seit 2016 hat er einen Lehrauftrag an der TU München.



GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

BETREUT VOM

