

Betriebliches Gesamtenergiekonzept
für die
Fa. Fluorchemie Stulln GmbH
in Stulln

Autor:
Fritz Schöberlein & Josef Beyer
Industrie

Institut für Energietechnik IfE GmbH
Kaiser-Wilhelm-Ring 23a
92224 Amberg

Betriebliches Gesamtenergiekonzept für die Fa. Fluorchemie Stulln GmbH in Stulln

Auftraggeber:

Fluorchemie Stulln GmbH

Werksweg 2

92551 Stulln

Auftragnehmer

Institut für Energietechnik IfE GmbH

an der Ostbayerischen Technischen Hochschule Amberg-Weiden

Kaiser-Wilhelm-Ring 23a

92224 Amberg

Gefördert durch das

Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie

Bearbeitungszeitraum:

Januar 2022 bis Oktober 2022

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	1
Abbildungsverzeichnis	3
Tabellenverzeichnis	5
Nomenklatur	7
1 Einleitung	8
2 Erfassung des energetischen Ist-Zustands	10
2.1 Die elektrische Energieversorgung	11
2.2 Die thermische Energieversorgung.....	16
2.3 Die Kälteversorgung.....	20
2.4 Der gesamte Energiebedarf im Ist-Zustand	22
2.5 Die Endenergie-, Primärenergie- und CO ₂ -Bilanz im Ist-Zustand.....	23
2.6 Die Energiekosten im Ist-Zustand (Bezugsjahr 2018)	24
3 Energiebedarf nach Neubauten	25
4 Energieeffizienzsteigerungs- und Energieeinsparmaßnahmen	27
4.1 Kälteversorgung	27
4.1.1 Kälteversorgung Klimawasser im Bestand.....	27
4.2 Freie Kühlung für Schwefelsäureanlage.....	31
5 Dimensionierung verschiedener Energieversorgungsvarianten	33
5.1 Photovoltaikanlagen	33
5.1.1 PV auf Wiese „klein“	34
5.1.2 PV auf Wiese „groß“	36
5.1.3 Brunnen-PV auf Wiese „groß“	38
5.1.3.1 Brunnen-PV für Ist-Pumpbetrieb	39
5.1.3.2 Brunnen-PV für optimierten Pumpbetrieb mit Hochspeicher	40
5.2 Windkraft	41

5.2.1	Windkraftanlagen	41
5.2.2	Schwachwindkraftanlagen.....	45
5.3	Erneuerbare Energien Vollausbau (PV + Wind)	47
5.4	Dampfturbinengenerator für H ₂ SO ₄ -Anlage	49
5.5	H ₂ -Elektrolyseur	50
6	Die künftige Energie- und CO₂-Bilanz	53
7	Überprüfung aktueller Fördermöglichkeiten	54
8	Zusammenfassung	55

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Luftbild Fluorchemie Stulln.....	9
Abbildung 2: Aufteilung der elektrischen Verbraucher 2018	13
Abbildung 3: Der elektrische Lastgang 2018.....	14
Abbildung 4: Die geordnete elektrische Jahresdauerlinie 2018	15
Abbildung 5: Aufteilung Erdgasverbrauch 2018	17
Abbildung 6: Der Erdgaslastgang 2018	18
Abbildung 7: Die geordnete Jahresdauerlinie für Erdgas.....	19
Abbildung 8: Schema Kälteversorgung	20
Abbildung 9: Kältebedarf der verschiedenen Anlagen in 2018.....	21
Abbildung 10: Sankey-Diagramm Ist-Zustand.....	22
Abbildung 11: Sankey-Diagramm nach Neubauten	25
Abbildung 12: elektrischer Lastgang nach Neubauten und mit Dampfturbine	26
Abbildung 13: Ist-Zustand Klimawasserkreis	27
Abbildung 14: Ist Zustand des Klimawasserkreises mit Temperaturniveaus durch Messung im Jahr 2017	28
Abbildung 15: Mögliche Optimierung des Klimawasserkreises	29
Abbildung 16: Außentemperaturen mit Temperaturfenster für freie Kühlung 2021.....	31
Abbildung 17: Sensitivitätsanalyse zur statischen Amortisationsdauer im Verhältnis zur Veränderung des Strompreises für die freie Kühlung der Schwefelsäureanlage.....	32
Abbildung 18: Ansicht PV-Simulation Wiese "klein"	34
Abbildung 19: Kapitalwert der Freiflächen-PV "Wiese klein"	35
Abbildung 20: Ansicht PV-Simulation Wiese "groß"	36
Abbildung 21: Kapitalwert der Freiflächen-PV „Wiese groß“	37
Abbildung 22: Kapitalwert der Brunnen-PV Ist-Pumpbetrieb.....	39
Abbildung 23: Kapitalwert der Brunnen-PV optimierter Pumpbetrieb	40

Abbildung 24: Brünnelberg als einzige denkbare Position mit Entfernung zu Wohnbebauung ebenfalls kleiner 1.000 m.....	41
Abbildung 25: GIS-Analyse zu möglichen Windkraftanlagenstandorten im Gebietsumgriff 5 km um die Fluorchemie Stulln.....	42
Abbildung 26: Kapitalwert der Windkraftanlage	44
Abbildung 27: Kapitalwert der Schwachwindkraftanlage.....	46
Abbildung 28: Kapitalwert des EE-Vollausbaus.....	47
Abbildung 29: Erzeugungslastgang EE-Vollausbau	48
Abbildung 30: Referenzvariante und Variante 1 - Elektrolyseur.....	51
Abbildung 31: Variante 2 und Variante 3 - Elektrolyseur.....	51
Abbildung 32: Mehrkosten der H ₂ -Varianten gegenüber der Referenzvariante	52

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Die monatlichen Stromverbräuche 2018	11
Tabelle 2: Aufteilung der Stromverbraucher 2018	12
Tabelle 3: Monatliche Erdgasverbräuche des Jahres 2018.....	16
Tabelle 4: Aufteilung Erdgasverbrauch 2018	17
Tabelle 5: Kältebedarf der verschiedenen Anlagen in 2018	21
Tabelle 6: Der Primärenergiebedarf im Ist-Zustand 2018.....	23
Tabelle 7: CO ₂ -Bilanz im Ist-Zustand	23
Tabelle 8: Energiekosten 2018	24
Tabelle 9: Energiekosten mit abgestimmten Preisen	24
Tabelle 10: Kältebedarf Bestand	30
Tabelle 11: Wirtschaftlichkeit freie Kühlung Bestand	30
Tabelle 12: Kältebedarf H ₂ SO ₄ -Anlage	31
Tabelle 13: Wirtschaftlichkeit freie Kühlung H ₂ SO ₄ -Anlage	32
Tabelle 14: Rahmenbedingungen PV-Auslegung	33
Tabelle 15: Wirtschaftlichkeit PV "Wiese klein"	34
Tabelle 16: Wirtschaftlichkeit PV "Wiese groß"	37
Tabelle 17: Rahmenbedingungen Brunnen-PV	38
Tabelle 18: Wirtschaftlichkeit Brunnen-PV Ist-Pumpbetrieb.....	39
Tabelle 19: Wirtschaftlichkeit Brunnen-PV optimierter Pumpbetrieb	40
Tabelle 20: Rahmenbedingungen Wirtschaftlichkeit Windkraftanlage	43
Tabelle 21: Wirtschaftlichkeit Windkraftanlage.....	43
Tabelle 22: Wirtschaftlichkeit Schwachwindkraftanlage	45
Tabelle 23: Wirtschaftlichkeit EE-Vollausbau.....	47
Tabelle 24: Erzeugung/Einspeisung/Netzbezug EE-Vollausbau	48
Tabelle 25: Mehrkostenberechnung Absorptionskältemaschine	49

Tabelle 26: Rahmenbedingungen für Elektrolyseur-Betrachtung	50
Tabelle 27: Energiebilanz der Fluorchemie Stulln.....	53
Tabelle 28: CO ₂ -Bilanz der Fluorchemie Stulln.....	53

Nomenklatur

AG	Auftraggeber
ASM	Asynchronmaschine
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BEG	Bundesförderung für energieeffiziente Gebäude
BEHG	Brennstoffemissionshandelsgesetz
BHKW	Blockheizkraftwerk
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
IfE	Institut für Energietechnik
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz
PV	Photovoltaik
WP	Wärmepumpe
WRG	Wärmerückgewinnung
VBh	Vollbenutzungsstunden
H ₂ SO ₄	Schwefelsäure
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
kWh	Kilowattstunde
MWh	Megawattstunde

1 Einleitung

Die Fluorchemie Gruppe besteht heute aus den Schwesterwerken Fluorchemie Dohna GmbH und Fluorchemie Stulln GmbH sowie den mit der Rohstoffgewinnung befassten Unternehmen-Phönix Fluß- und Schwerspat GmbH und der Mitteldeutschen Fluorit GmbH. Die Gruppe zählt zu den führenden Anbietern von Fluorwasserstoffsäure und fluorchemischen Produkten und überzeugt durch eine geschlossene Wertschöpfungskette beginnend beim Flussspat bis zum Vorprodukt für hochwertige Fluorkunststoffe. ©fluorchemie.de

Hauptaugenmerk wird auf einen ressourcenschonenden Umgang mit den gehandhabten Stoffen und Verfahren gelegt. Energie- und Qualitätsmanagement sind zentrale Elemente.

Am Standort Stulln ist die Erweiterung um eine stark exotherme Schwefelsäureanlage und eine LIPF6-Anlage geplant. Hauptaugenmerk des betrieblichen Energiekonzepts liegt auf einer effizienten und möglichst ganzheitlichen Nutzung der zur Verfügung stehenden Abwärme bzw. Koppelung der beiden neuen Prozesse. Innovative Ansätze werden technisch konzipiert und wirtschaftlich untersucht. Aktuell werden nahezu 28 Mio. kWh Erdgas und 7,4 Mio. kWh elektrische Energie jährlich benötigt.

Im Rahmen eines betrieblichen Gesamtenergiekonzeptes mit 50 %-iger Förderung des Bayerischen Wirtschaftsministeriums soll zunächst der energetische Ist-Zustand detailliert aufgenommen und dargestellt werden. Bezugsjahr für die Erstellung des Ist-Zustands ist das Jahr 2018. Darauf aufbauend können kurz- und mittelfristige Maßnahmen der Effizienzsteigerung entwickelt werden. Im Endergebnis wird ein technisch und wirtschaftlich ausgewogener Energieentwicklungsplan stehen.

Das Gesamtenergiekonzept soll die Grundlage für eine dauerhafte Zusammenarbeit von IfE und der Firma Fluorchemie Stulln zum Thema „Energie“ sein.



Abbildung 1: Luftbild Fluorchemie Stulln

2 Erfassung des energetischen Ist-Zustands

Um Energieeinsparpotenziale ermitteln und neue Energieversorgungskonzepte entwickeln zu können, ist zunächst eine genaue Kenntnis des Bedarfes an elektrischer und thermischer Energie im Verlauf eines Jahres erforderlich. Bei der Fluorchemie Stulln GmbH besteht die Versorgungsstruktur im Wesentlichen aus:

- Elektrischer Energiebedarf
- Thermischer Energiebedarf (Prozesswärme, Raumwärme & Prozesskälte)

Als Datenbasis zur Darstellung des elektrischen und thermischen Energiebedarfs dienen Aufzeichnungen des Jahres 2018. Neben der Erfassung der benötigten Energiemengen ist v. a. die Ermittlung des Leistungsbedarfs im Verlauf eines Jahres bzw. eines Tages von Bedeutung für die Dimensionierung neuer Energieversorgungsvarianten. Der Leistungsbedarf wird üblicherweise als sogenannter Lastgang für einen Tag oder Monat, bzw. auf ein ganzes Jahr bezogen als geordnete Jahresdauerlinie dargestellt, aus der sich direkt ablesen lässt, welche Leistung für wie viele Stunden im Jahr benötigt wird. Im Rahmen der Analyse des Ist-Zustandes wurden daher elektrische und thermische Lastgänge ausgewertet und geordnete Jahresdauerlinien für den elektrischen und thermischen Energiebedarf erstellt.

In den nachfolgenden Kapiteln werden das bestehende Energieversorgungssystem und die Struktur des thermischen und elektrischen Energiebedarfes erfasst. Die CO₂-Emissionen werden ermittelt und die Kosten für die Energieversorgung im Ist-Zustand dargestellt.

2.1 Die elektrische Energieversorgung

Die elektrische Energieversorgung erfolgt über das öffentliche Stromnetz. Die Abrechnung des Strombezugs erfolgt nach Arbeits- und Leistungspreis, weshalb insbesondere die Kenntnis der elektrischen Lastgänge im Laufe eines Tages, bzw. Jahres von großer Bedeutung für die Abschätzung von Einsparpotenzialen ist. Der Stromnetzbetreiber ist die Bayernwerk Netz GmbH. Im Rahmen des vorliegenden Konzepts wurde zur Ermittlung des elektrischen Energiebedarfs auf Aufzeichnungen des Jahres 2018 zurückgegriffen. Zur Ermittlung der elektrischen Lastgänge wurde auf Viertelstundenwerte des elektrischen Leistungsbedarfs zurückgegriffen, die vom Energieversorger aufgezeichnet wurden.

Die Tabelle 1 gibt eine Übersicht des monatlichen Stromverbrauches der Fa. Fluorchemie Stulln GmbH im Jahr 2018. In diesem Zeitraum wurden ca. 7.400.000 kWh an Strom bezogen, bei einer Maximallast von 1.200 kW.

Tabelle 1: Die monatlichen Stromverbräuche 2018

Monat	Arbeit	Leistung
	[kWh _{el}]	[kW _{el}]
<u>Jan</u>	647.121	1.013
<u>Feb</u>	561.764	1.037
<u>Mrz</u>	657.019	1.027
<u>Apr</u>	280.047	994
<u>Mai</u>	685.427	1.080
<u>Jun</u>	687.793	1.083
<u>Jul</u>	698.416	1.157
<u>Aug</u>	790.413	1.200
<u>Sep</u>	406.377	1.189
<u>Okt</u>	706.919	1.126
<u>Nov</u>	561.448	1.155
<u>Dez</u>	690.007	1.091
Jahr	7.372.750	1.200

Tabelle 2: Aufteilung der Stromverbraucher 2018

Verbraucher	Menge [kWh]	Anteil [%]
Produktion Anhydrit	731.736	9,8%
Verp./Verl./Vers. Anhydrit	247.770	3,3%
Brauchwassergewinnung	215.537	2,9%
Kälteerzeugung	3.487.585	46,7%
Abwasser	40.051	0,5%
Flussspatrocknung	263.658	3,5%
Produktion Flusssäure	2.346.991	31,4%
Verp./Verl./Vers. HF, H ₂ SiF ₆	51.103	0,7%
Kaufm. Dienste/Verwaltung	14.716	0,2%
Techn. Dienste/Werkstatt	48.183	0,6%
Leistungen für Dritte (Jadghütte)	1.832	0,0%
Labor Anhydrit	6.316	0,1%
Labor Flusssäure	16.211	0,2%
Straßen, Wege, Plätze	4.328	0,1%
Summe intern	7.476.017	

In Tabelle 2 sind die größten Stromverbraucher der Fluorchemie Stulln mit deren jeweiligen Verbrauchsanteil am Gesamtstromverbrauch aufgelistet. Der größte Einzelposten beim Stromverbrauch ist die Kälteerzeugung, gefolgt von der Flusssäureproduktion. Gemeinsam machen diese beiden Prozesse mehr als drei Viertel des Gesamtstromverbrauches aus.

In Abbildung 2 sind die elektrischen Verbraucher der Fa. Fluorchemie Stulln GmbH aufgelistet. Die Kälteerzeugung macht mit ca. 47 % den größten Anteil des Stromverbrauchs aus. Ein weiterer stromintensiver Prozess ist die Flusssäureproduktion, dieser verursacht ca. 31 % des Stromverbrauchs. Die Abweichungen im Strombedarf kommen durch verschiedene Zähl- und Messmethoden zustande. Für die weitere Bearbeitung im Projekt wurde mit der Strommenge, die beim Energieversorger abgerechnet wurde, weiter gerechnet (7.372.750 kWh/a).

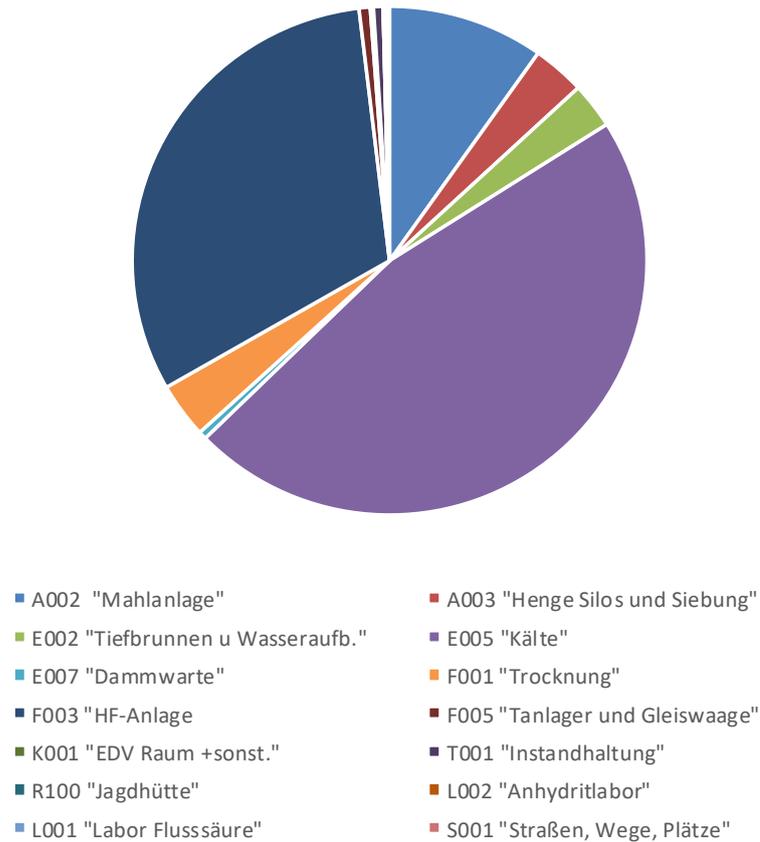


Abbildung 2: Aufteilung der elektrischen Verbraucher 2018

Der elektrische Lastgang

Der elektrische Lastgang wird vom Energieversorger mittels einer Viertelstundenleistungsmessung für das ganze Jahr ermittelt und dient als Basis für die Ermittlung des leistungsbezogenen Netzentgelts.

Die Abbildung 3 zeigt den Lastgang der elektrischen Leistung im Betrachtungszeitraum 2018. Die maximale Spitzenleistung wurde am 22. August 2018 um 11:00 Uhr mit 1.200 kW gemessen.

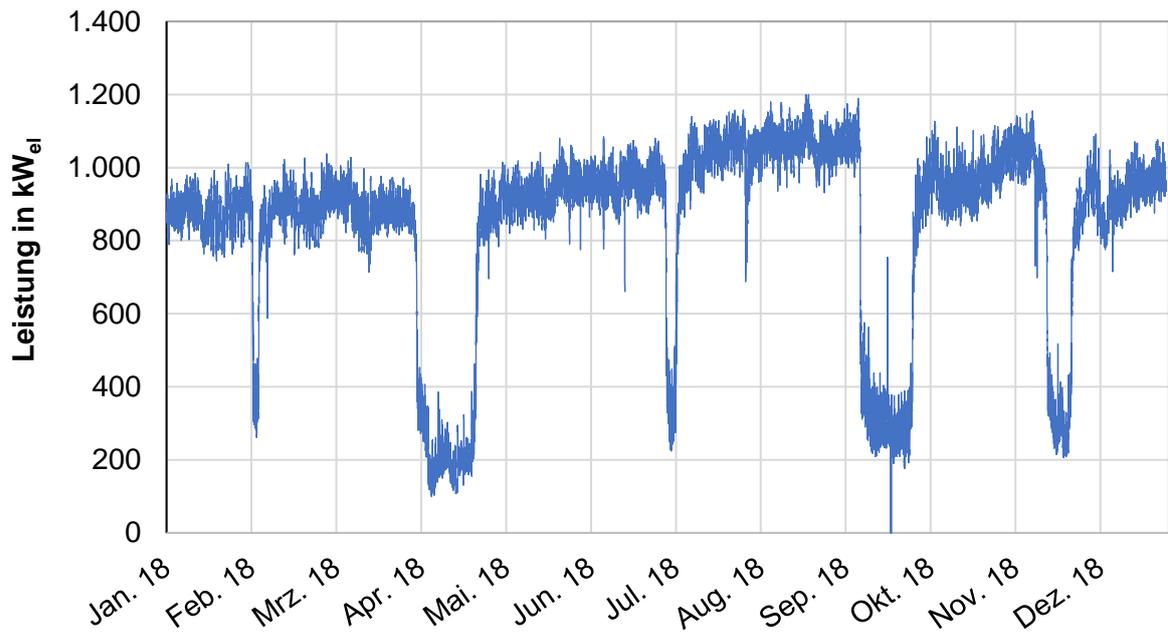


Abbildung 3: Der elektrische Lastgang 2018

Die geordnete elektrische Jahresdauerlinie

Werden die Viertelstundenwerte eines Jahres der Größe nach sortiert und gegen die Jahresstunden aufgetragen, so erhält man die geordnete Jahresdauerlinie des elektrischen Energiebedarfs (Abbildung 4). Es zeigt sich, dass eine elektrische Leistung von über 1.100 kW nur wenige Stunden im Jahr bezogen wird. Eine Leistung von mehr als 800 kW wird für rund 7.250 Stunden pro Jahr benötigt. Die geordnete Jahresdauerlinie des elektrischen Energiebedarfs wird unter anderem zur Auslegung von KWK-Anlagen und EE-Anlagen benötigt. Anhand der Jahresdauerlinie kann ermittelt werden, wie viel des erzeugten Stroms einer KWK-Anlage oder EE-Anlage direkt in der Firma verbraucht werden kann.

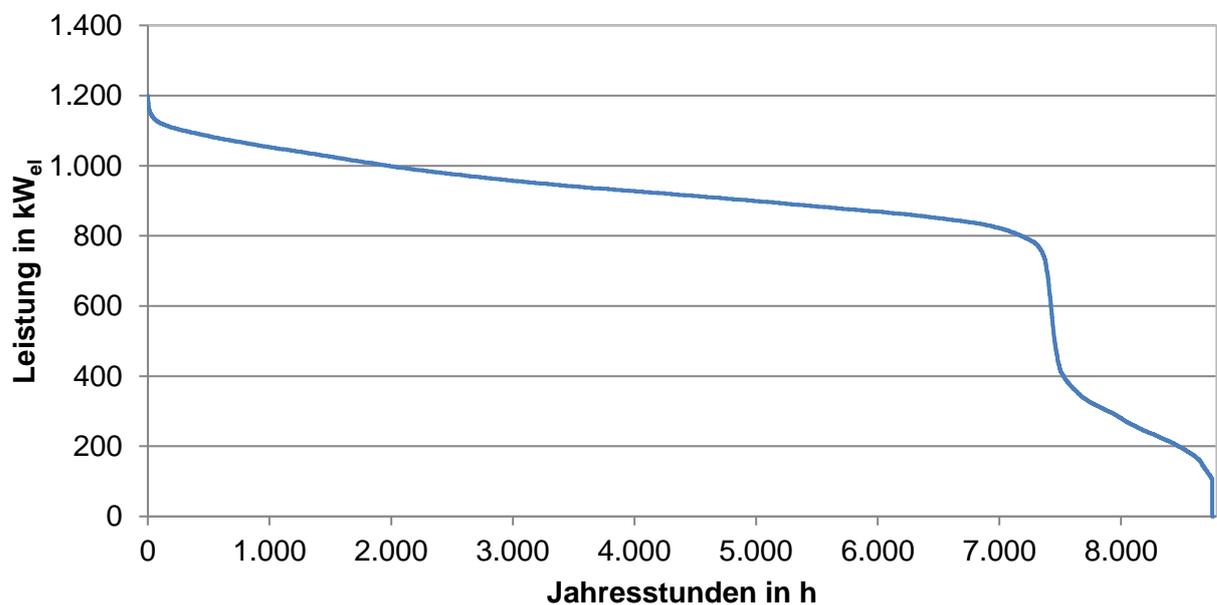


Abbildung 4: Die geordnete elektrische Jahresdauerlinie 2018

2.2 Die thermische Energieversorgung

In der Tabelle 3 sieht man den monatlichen Erdgasbedarf des Jahres 2018. Dieser liegt bei ca. 28 Mio. kWh_{H_s} mit einer Maximalleistung von 4.403 kW_{H_s} im März. Der Verbrauch ist in den Wintermonaten aufgrund des geringen Anteils der Gebäudeheizung nicht merklich höher als in den Sommermonaten. Die geringeren Verbräuche im April, September und November sind als revisionsbedingt anzusehen.

Monat	Arbeit	Leistung
	[kWh _{H_s}]	[kW _{H_s}]
<u>Jan</u>	2.855.787	4.391
<u>Feb</u>	2.417.635	4.327
<u>Mrz</u>	2.874.796	4.403
<u>Apr</u>	790.630	3.823
<u>Mai</u>	2.724.806	4.029
<u>Jun</u>	2.646.248	4.011
<u>Jul</u>	2.508.918	4.180
<u>Aug</u>	2.822.637	4.090
<u>Sep</u>	1.057.405	4.046
<u>Okt</u>	2.684.932	4.253
<u>Nov</u>	1.960.804	4.361
<u>Dez</u>	2.727.464	4.232
Jahr	28.072.063	4.403

Tabelle 3: Monatliche Erdgasverbräuche des Jahres 2018

Der thermische Energiebedarf aus Erdgas der Fa. Fluorchemie Stulln GmbH setzt sich zusammen aus dem Thermoölkessel, welcher den Thermoölkreis zur Beheizung der Destillationsanlagen versorgt. Zur Gebäudeheizung wird über einen Wärmetauscher mit einer Leistung von rund 180 kW Wärme ausgekoppelt. Die Gebäudeheizung benötigt ca. 23 % der Thermoölheizung was einem Gesamterdgasverbrauchsanteil von knapp 3 % entspricht. Des Weiteren wird Erdgas für die Flussspattroknung (ca. 20 %) und der größte Anteil für den Drehrohrföfen (ca. 68 %) in der Flusssäureherstellung (endotherme Reaktion) benötigt.

Die Aufteilung des Erdgasverbrauches ist in Abbildung 5 sowie Tabelle 4 dargestellt.

Tabelle 4: Aufteilung Erdgasverbrauch 2018

Prozess	Verbrauch 2018 [kWh _{Hs}]
Trocknung	5.476.110
Drehrohrofen	19.085.327
Thermoöl	3.511.764

Aufteilung Gasverbrauch 2018

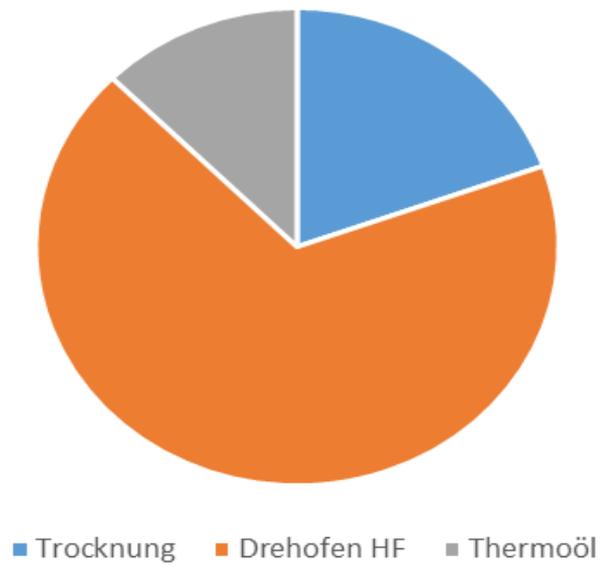


Abbildung 5: Aufteilung Erdgasverbrauch 2018

Der Erdgaslastgang

Der Erdgaslastgang wird vom Energieversorger mittels einer Stundenleistungsmessung für das ganze Jahr ermittelt und dient als Basis für die Abrechnung des Energieversorgers. Im betrieblichen Energiekonzept dient er zur Visualisierung und Analyse des th. Energiebedarfs.

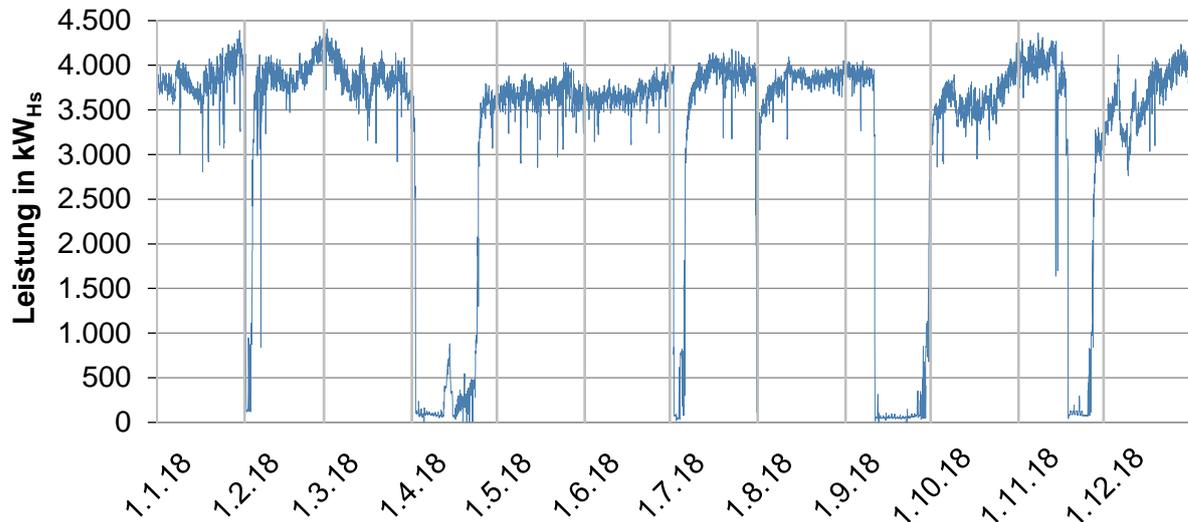


Abbildung 6: Der Erdgaslastgang 2018

Die Abbildung 6 zeigt den Erdgaslastgang der Fa. Fluorchemie Stulln GmbH im ganzen Jahr 2018. Die maximale Spitzenleistung wurde am 02. März 2018 um 03:00 Uhr mit 4.403 kW gemessen. Die geringeren Verbräuche im April, September und November sind revisionsbedingt. Deutlich zu erkennen ist, dass ohne Produktion fast kein Erdgas verbraucht wird. Nahezu der gesamte Erdgasverbrauch ist produktionsbedingt.

Die geordnete Jahresdauerlinie

In Abbildung 7 ist die geordnete Jahresdauerlinie für Erdgas für das Jahr 2018 dargestellt. Man erkennt, dass eine Grundlast von 3.500 kW_{HS} für ca. 6.500 Stunden im Jahr benötigt werden. Die Spitzenlast von über 4.000 kW_{HS} wird für ca. 1.000 Stunden im Jahr benötigt.

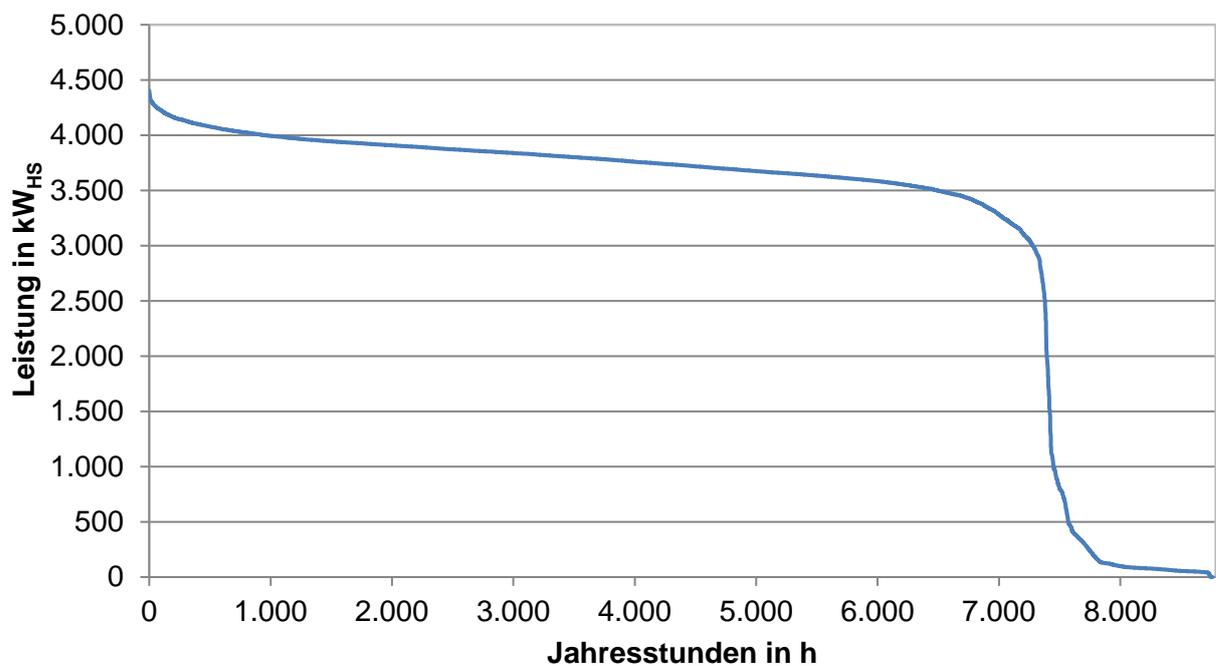


Abbildung 7: Die geordnete Jahresdauerlinie für Erdgas

2.3 Die Kälteversorgung

Die Kälteversorgung der Fa. Fluorchemie Stulln GmbH erfolgt über zwei Kältekreise. Einem Klimawasser-Kältekreis mit einer Vorlauftemperatur von ca. 6°C und einer Rücklauftemperatur von ca. 12°C. Sowie einen Sole-Kältekreis mit einer Vorlauftemperatur von rund -15°C und einer Rücklauftemperatur von ca. -12°C. Das Schema der Kälteversorgung sieht man in Abbildung 8.

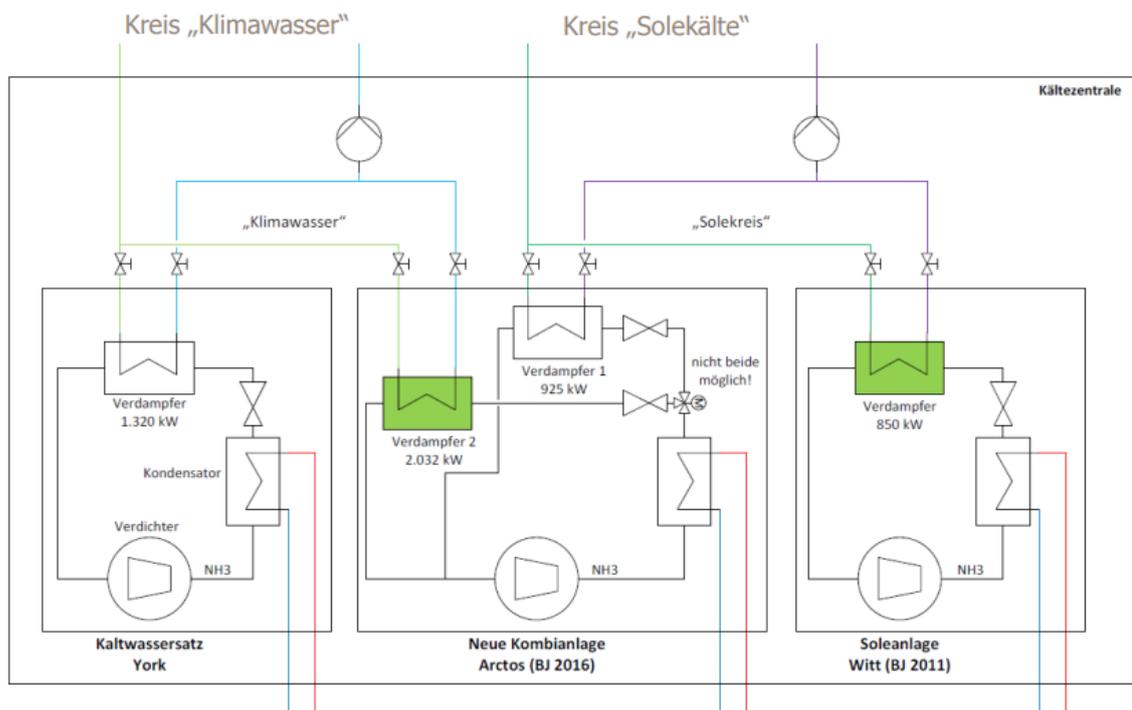


Abbildung 8: Schema Kälteversorgung

Die Tabelle 5 und Abbildung 9 geben einen Überblick über den Kältebedarf der verschiedenen Anlagen, dieser liegt in Summe bei etwa 8.500.000 kWh. Dabei wird insgesamt über alle Aggregate, inklusive Rohrleitungsverluste ein COP von 2,44 erreicht.

Tabelle 5: Kältebedarf der verschiedenen Anlagen in 2018

2018	[kWh]
Strombedarf	3.488.000
Kondensation	
Wasserkühler (Klimawasser)	5.443.000
Solekühler (Sole)	1.317.000
Summe	6.760.000
Destillation	
Wasserkühler (Klimawasser)	434.000
Solekühler (Sole)	43.000
Summe	478.000
Weitere Kälteverbraucher	
Dephlegmator (Klimawasser)	1.144.000
Tankkühler (Sole)	145.000
Gesamtkältebedarf aller Verbraucher	8.526.000
COP über alles	2,44

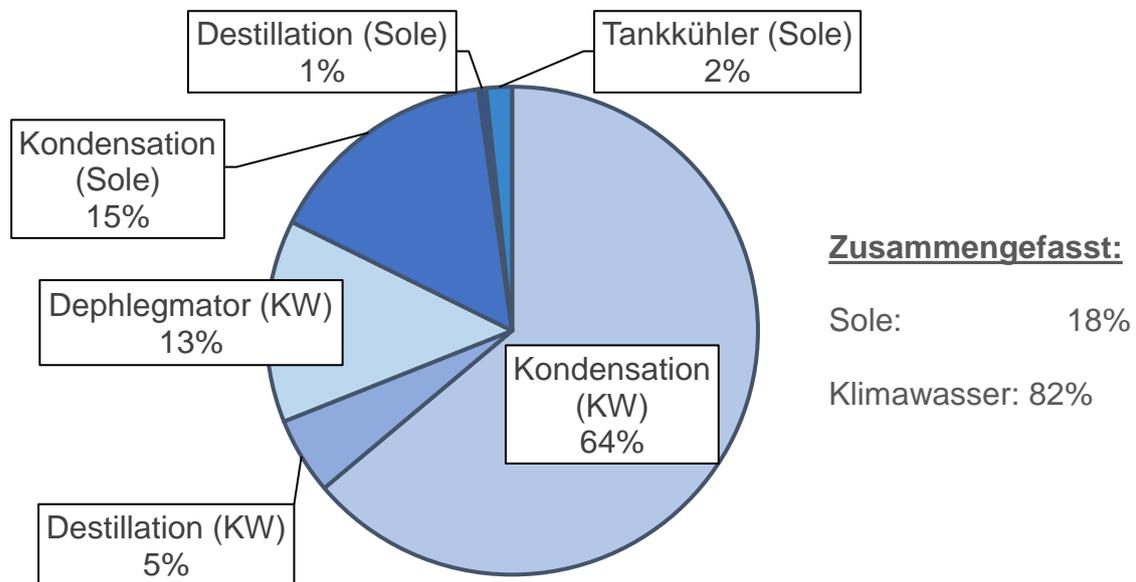


Abbildung 9: Kältebedarf der verschiedenen Anlagen in 2018

2.4 Der gesamte Energiebedarf im Ist-Zustand

Der gesamte Energiebedarf im Jahr 2018 beläuft sich auf ca. 35,5 Mio. kWh. Aufgeteilt in 28 Mio. kWh_{H_s} Erdgasbedarf und 7,5 Mio. kWh_{el} elektrischer Energie aus Netzbezug. In Abbildung 10 ist das Energieflussdiagramm der Fa. Fluorchemie Stulln GmbH zu sehen.

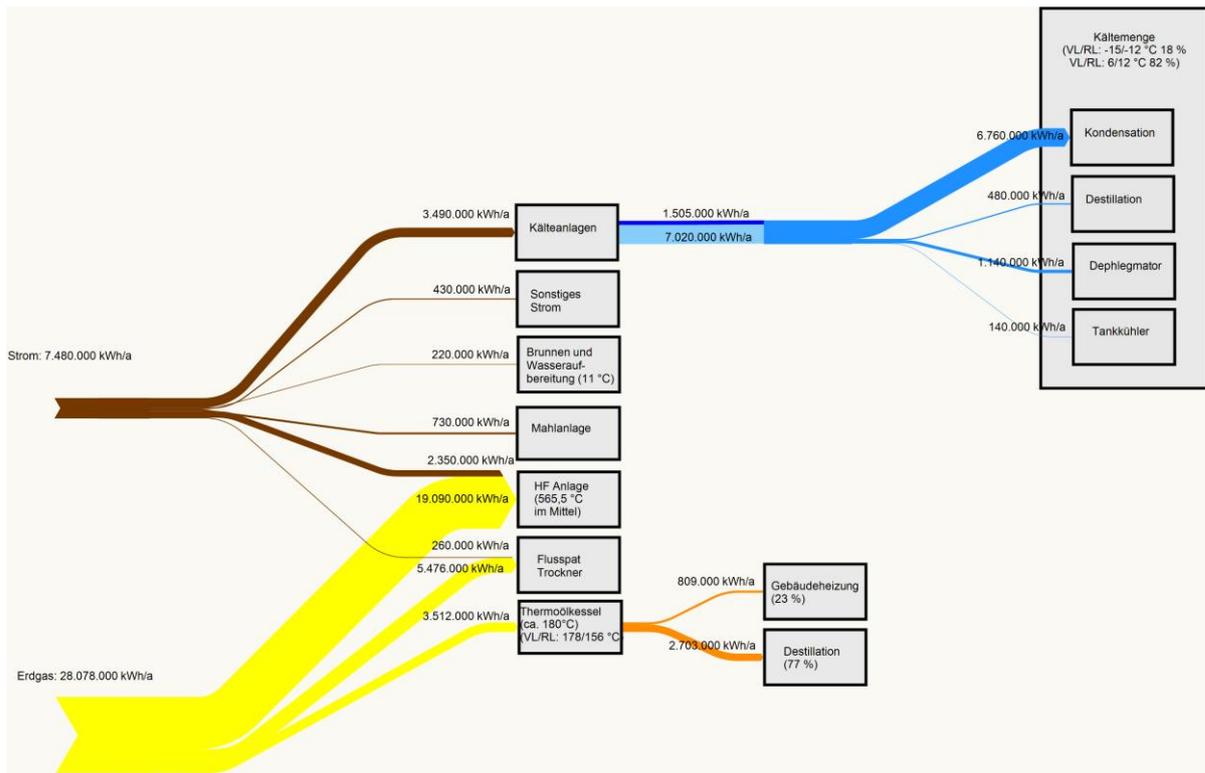


Abbildung 10: Sankey-Diagramm Ist-Zustand

2.5 Die Endenergie-, Primärenergie- und CO₂-Bilanz im Ist-Zustand

Aus den thermischen und elektrischen Bedarfsdaten können für das Energieversorgungssystem der Fluorchemie Stulln GmbH die Primärenergiebilanz sowie der daraus resultierende CO₂-Ausstoß bestimmt werden. Als Primärenergie wird die Energie bezeichnet, die mit den natürlich vorkommenden Energieformen oder Energiequellen zur Verfügung steht, wie etwa Kohle, Gas und Wind. Bis zum Verbraucher wird diese Primärenergie über Endenergie in Nutzenergie umgewandelt. Dieser Vorgang ist mit Verlusten behaftet, weshalb die Energiemenge, die im Rohstoff enthalten ist, nicht zu 100 % vom Verbraucher genutzt werden kann. Je nach Energieträger sind diese Verluste unterschiedlich hoch.

Die CO₂-Emissionen umfassen die gesamte Prozesskette, d. h. neben den CO₂-Emissionen aus der Verbrennung von z. B. Erdgas werden auch die CO₂-Emissionen aus der Bereitstellung des Brennstoffs berücksichtigt. Die CO₂-Emissionsfaktoren werden von der BAFA übernommen. Bei Brennstoffen bezieht sich der Verbrauch immer auf den Heizwert.

Die Tabelle 6 stellt die Primärenergiebilanz im Ist-Zustand dar. Es ergibt sich ein Primärenergiebedarf von rund 41.100.000 kWh Primärenergie für das Betrachtungsjahr 2018.

Tabelle 6: Der Primärenergiebedarf im Ist-Zustand 2018

	Energiebedarf	Primärenergiefaktor fp	Primärenergie
	[kWh/a]	[-]	[kWh/a]
Strombezug	7.372.750	1,8	13.270.950
Erdgas [Hi]	25.292.929	1,1	27.822.222
Summe			41.093.172

Tabelle 7: CO₂-Bilanz im Ist-Zustand

	Energiebedarf	Emissionsfaktor	CO ₂ -Emissionsmenge
	[kWh/a]	[g/kWh]	[t/a]
Strombezug	7.372.750	366	2.698
Erdgas [Hi]	25.292.929	201	5.084
Summe			7.782

Die

Tabelle 7 stellt die CO₂-Bilanz im Ist-Zustand dar. Es ergibt sich ein CO₂-Ausstoß von rund 7.800 t/a für das Betrachtungsjahr 2018.

2.6 Die Energiekosten im Ist-Zustand (Bezugsjahr 2018)

Die Energiekosten im Ist-Zustand von 2018 sind in Tabelle 8 dargestellt und belaufen sich im Jahr 2018 auf ca. 1.400.000 € für den Erdgas- und Strombezug. Als Grundlage für die Berechnungen im Energiekonzept wurden jedoch aus aktuellem Anlass zur Energiekrise, mit deutlich gestiegenen Energiepreisen, die mit dem Auftraggeber abgestimmten Energiekosten verwendet. Es wurde nicht auf die Energiekosten aus dem Bezugsjahr zurückgegriffen, sondern die aktuellen Energiepreise verwendet. Für den Erdgaspreis wurden 16 ct/kWh sowie für Strompreis 22,4 ct/kWh abgestimmt und angesetzt.

Tabelle 8: Energiekosten 2018

	Energiebedarf	Preise	Kosten
	[kWh/a]	[ct/kWh]	[€]
Strombezug	7.372.750	9,04	666.679
Erdgas [Hs]	28.072.063	2,53	710.223
Summe			1.376.902

Tabelle 9: Energiekosten mit abgestimmten Preisen

	Energiebedarf	Preise	Kosten
	[kWh/a]	[ct/kWh]	[€]
Strombezug	7.372.750	22,4	1.651.496
Erdgas [Hs]	28.072.063	16	4.491530
Summe			6.143.026

In Tabelle 9 sind die Energiemengen aus 2018 mit den mit dem AG abgestimmten Preisen dargestellt. Die hier dargestellte Energiekostensteigerung beträgt knapp 450 %.

Der elektrische Lastgang im Soll-Zustand (errechnet):

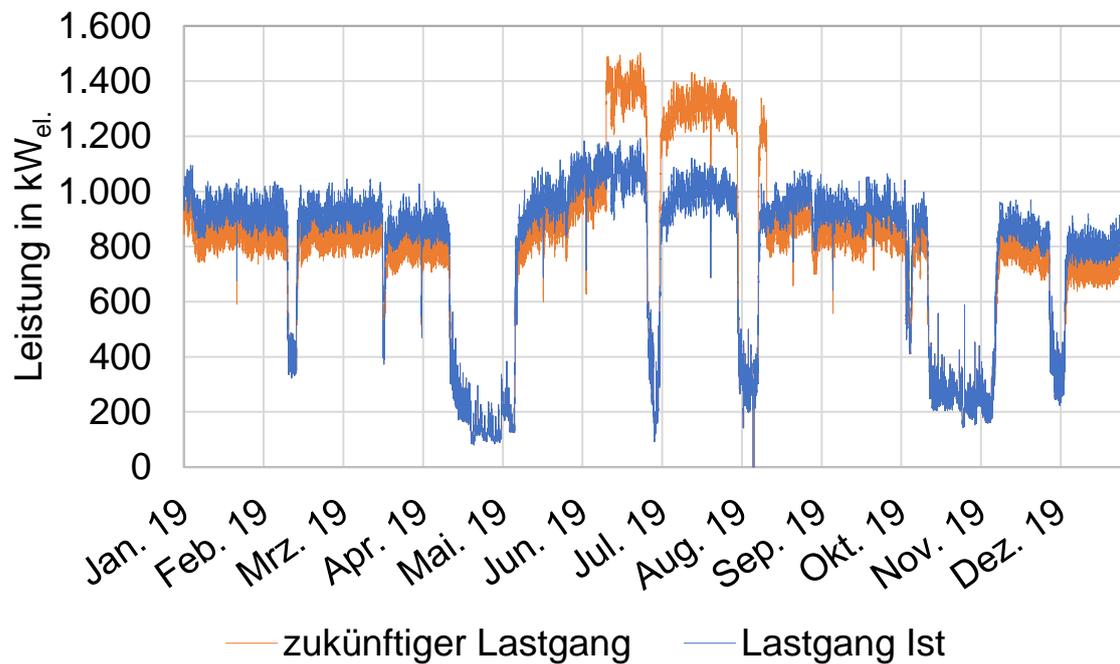


Abbildung 12: elektrischer Lastgang nach Neubauten und mit Dampfturbine

In Abbildung 12 sieht man den künftigen Lastgang nach Bau der neuen Anlagen. Dabei ist die Eigenstromnutzung aus der Dampfturbine für die H_2SO_4 -Anlage bereits mit berücksichtigt. Der bisherige Strombezug belief sich auf etwa 6.900.000 kWh/a. Der zukünftige Strombezug liegt bei etwa 7.800.000 kWh/a. Trotz der Zubauten kann aufgrund der Eigenstromerzeugung der Mehrbedarf gering gehalten werden.

4 Energieeffizienzsteigerungs- und Energieeinsparmaßnahmen

4.1 Kälteversorgung

Durch den hohen Prozesskältebedarf im Bestand sowie für die Zubauten ist hier ein besonderes Augenmerk auf die Kälteerzeugung zu legen. Mögliche Effizienzsteigerungen haben große Auswirkungen auf den Gesamtstrombedarf des Standortes. Die Bestandsanlagen zur Soleerzeugung am Standort sind zum Zeitpunkt des Energiekonzeptes jedoch technisch auf aktuellem Stand und bieten ohne hohen Investitionsaufwand kaum Potenzial zur Effizienzsteigerung.

4.1.1 Kälteversorgung Klimawasser im Bestand

Der Klimawasserkreis im Bestand (Vorlauf 6°C / Rücklauf 12°C) bietet großes Potenzial zur Effizienzsteigerung und einer damit einhergehenden Energiekostenreduktion. Es werden aktuell hohe Temperaturen im Rücklaufkreis des Klimawasserkreises (bis 23°C) mit einer Rücklauftemperatur von ca. 10°C gemischt. So entsteht eine Mischtemperatur (12°C) die kaum mehr für freie Kühlung geeignet ist.

Ausgangslage:
Aufbau Kälteversorgung
im „Klimawasserkreis“

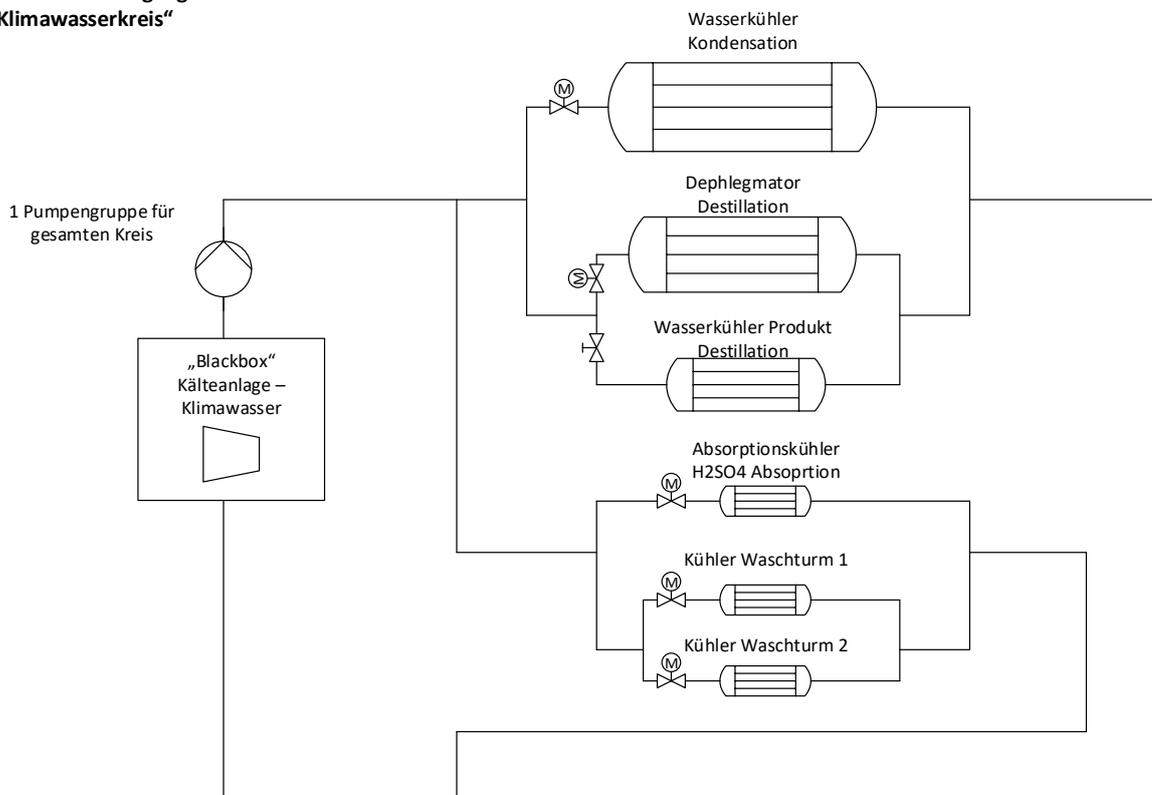


Abbildung 13: Ist-Zustand Klimawasserkreis

**Ausgangslage:
Aufbau Kälteversorgung
über „Klimawasserkreis“**

Nach Messung im Kältekreis vom Nov. 2014:
ca. 120 – 140 m³/h
rund 800 – 900 kW Kälteleistung
ca. 5 °C im VL / 11 °C im RL

Interne Zustandsaufzeichnungen:
8.9.2014, 11:00 Uhr

Berechnete Kühlleistung:

- > nur geringe Spreizung
- > großer / größter Durchfluss
- > stärkere Schwankungen
- > Regelung über Ventil
- ➔ restliche Verbraucher „schwingen“ nach!

1 Pumpe für gesamten Kreis

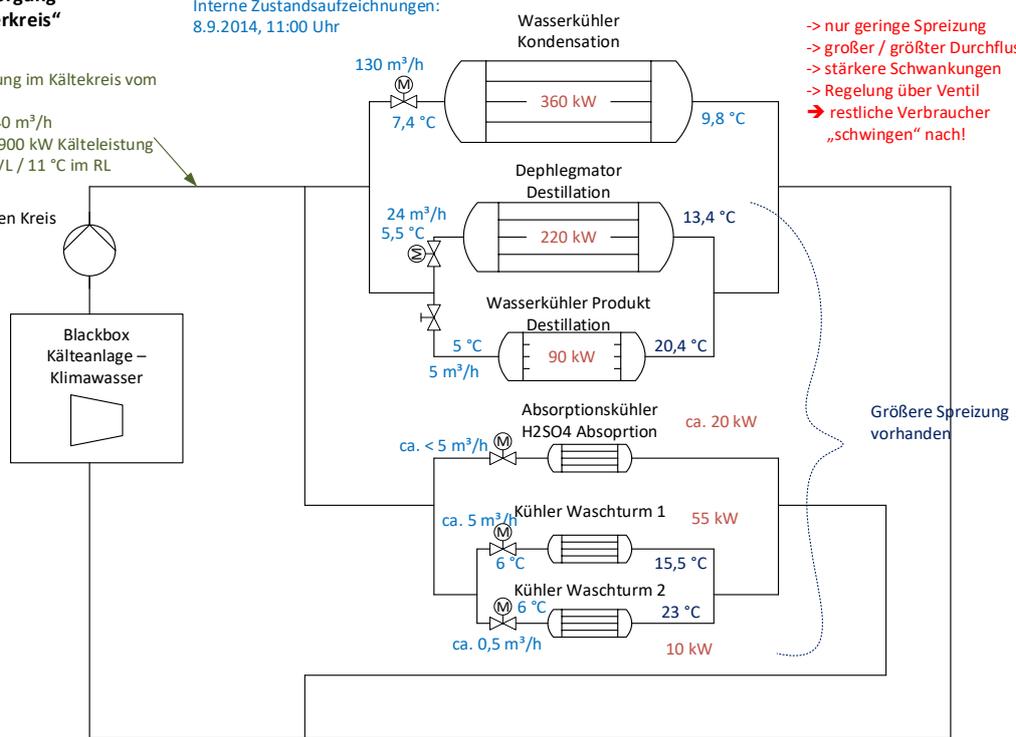


Abbildung 14: Ist Zustand des Klimawasserkreises mit Temperaturniveaus durch Messung im Jahr 2017

Vorschlag zur Optimierung des Klimawasserkreises:

Die freie Kühlung soll als Ergänzung zur Kompressionskältemaschine betrachtet werden und bei ausreichend geringer Außentemperatur zum Einsatz kommen. Ursprüngliche Grundlagen für die Betrachtung der freien Kühlung sind Daten aus Berechnungen von 2017. Die in einem vorangegangenen Konzept mit der Fa. Fluorchemie erarbeitet wurden. Der aktuelle Klimawasserkreis, soll in zwei Kreise aufgeteilt werden und somit soll keine Mischtemperatur mehr entstehen. Der ca. 20°C warme Kreis kann, bevor er in die Kompressionskältemaschine geleitet wird, durch einen Freikühler gekühlt werden. Der „kalte“ Kreis bleibt unberührt und wird direkt in die Kompressionskältemaschine geleitet.

Mögliche Umstrukturierung der Kälteversorgung „Klimawasserkreis“

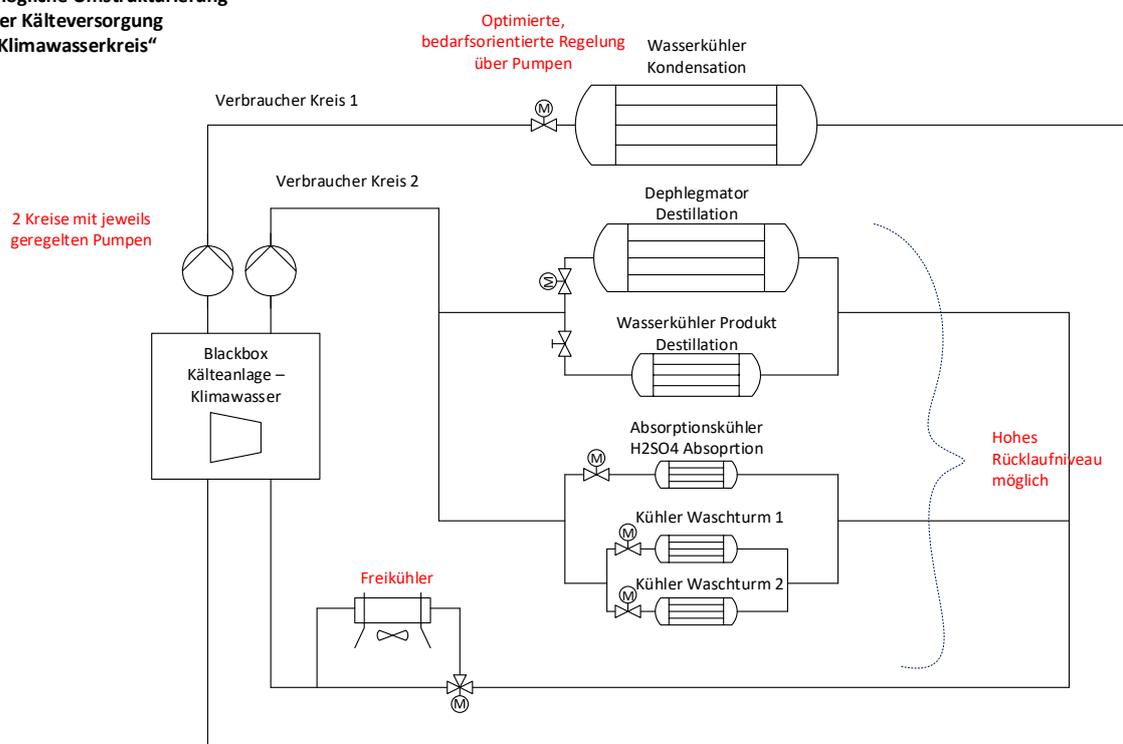


Abbildung 15: Mögliche Optimierung des Klimawasserkreises

Tabelle 10: Kältebedarf Bestand

Kältebedarfsdeckung der Bestandsprozesse	
Temperaturniveau VL / RL [°C]	6 / 12
Kältebedarf [kWh/a]	2.135.000
Installierte Kälteleistung [kW]	300
möglicher Anteil an freier Kühlung [%]	bis 45

Die Berechnung zeigt, dass ohne Kompressionskältemaschine, lediglich mit freier Kühlung an der Außenluft bis zu 45 % der anfallenden Wärme weggekühlt werden kann. Das ermöglicht einen enormen Effizienzgewinn und spart Energie.

Tabelle 11: Wirtschaftlichkeit freie Kühlung Bestand

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung freie Kühlung für Bestandsprozesse	
Investitionsmehrkosten [€]	170.000
Stromeinsparung [kWh/a]	210.000
Einsparung ggü. KKM [€]	42.000
Förderung BAFA Modul 4 [€]	40.000
Stat. Amortisationsdauer ggü. KKM [a]	4,3 (ohne Förderung)
	3,1 (mit Förderung)
CO ₂ -Einsparung [t/a]	80

Zu erkennen ist, dass bei aktuellen Energiepreisen auch in den Bestandsprozessen bei einem niedrigeren Temperaturniveau als bei der Schwefelsäureanlage problemlos freie Kühlung genutzt werden kann und mit einer Amortisation, selbst ohne Förderung, von kleiner als 5 Jahren ausgegangen werden kann.

4.2 Freie Kühlung für Schwefelsäureanlage

Die neue Schwefelsäureanlage hat einen Kältebedarf von ca. 16.950.000 kWh/a. Auf Basis der DWD-Wetterdaten von 2018 bis 2021 konnte ermittelt werden, dass die freie Kühlung als Ergänzung zur Kompressionskältemaschine, im Einsatz bei ausreichend geringer Außentemperatur, rund 80 % des Kältebedarfs der H₂SO₄-Anlage abdecken kann. Aufgrund des hohen Temperaturniveau ist die Kühlung der Schwefelsäureanlage prädestiniert für den Einsatz von freier Kühlung.

Tabelle 12: Kältebedarf H₂SO₄-Anlage

Kältebedarfsdeckung der Schwefelsäureanlage	
Temperaturniveau VL / RL [°C]	20 / 28
Kältebedarf [kWh/a]	16.950.000
Installierte Kälteleistung [kW]	2.750
möglicher Anteil an freier Kühlung [%]	bis 82%

In Abbildung 16 ist die Außentemperatur in Dresden dargestellt. Markiert sind die Bereiche in denen freie Kühlung möglich oder teilweise möglich ist. Es ergibt sich ein möglicher Anteil an freier Kühlung von etwa 82 %.

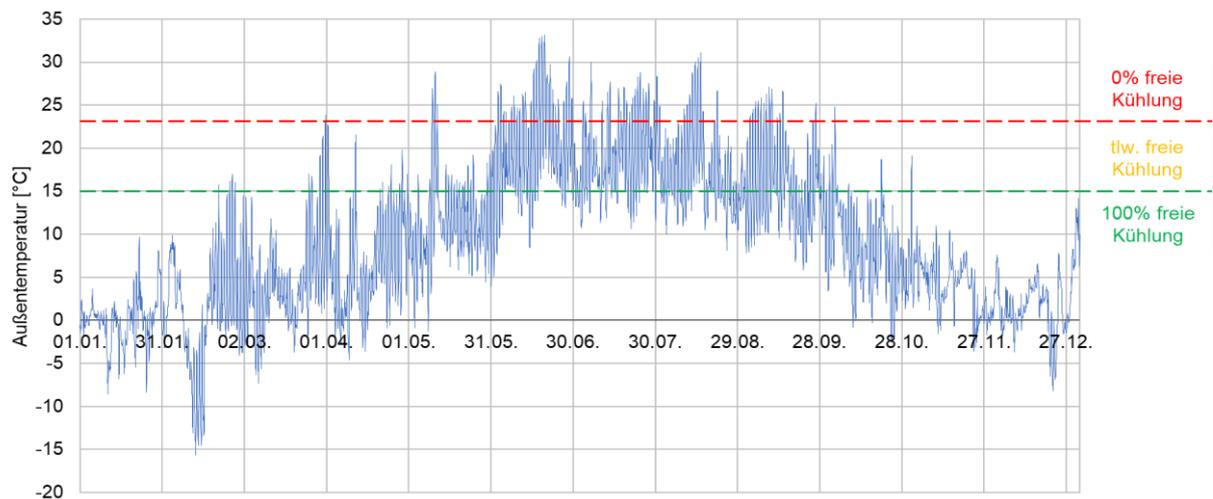


Abbildung 16: Außentemperaturen mit Temperaturfenster für freie Kühlung 2021

Tabelle 13 zeigt die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung zur Nutzung von freier Kühlung für die geplante Schwefelsäureanlage

Tabelle 13: Wirtschaftlichkeit freie Kühlung H_2SO_4 -Anlage

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung freie Kühlung H_2SO_4 -Anlage	
Investitionsmehrkosten [€]	910.000
Stromeinsparung [kWh/a]	2.400.000
Einsparung ggü. KKM [€/a]	500.000
Stat. Amortisationsdauer ggü. KKM [a]	1,8
CO ₂ -Einsparung [t/a]	880

Zusätzlich zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wurde in Abbildung 17 eine Sensitivitätsanalyse mit den Einflussgrößen Investitionskosten und Strompreis erstellt. Somit ist erkenntlich, wie sich die Amortisationsdauer der freien Kühlung in Abhängigkeit der beiden Einflussgrößen verändert.

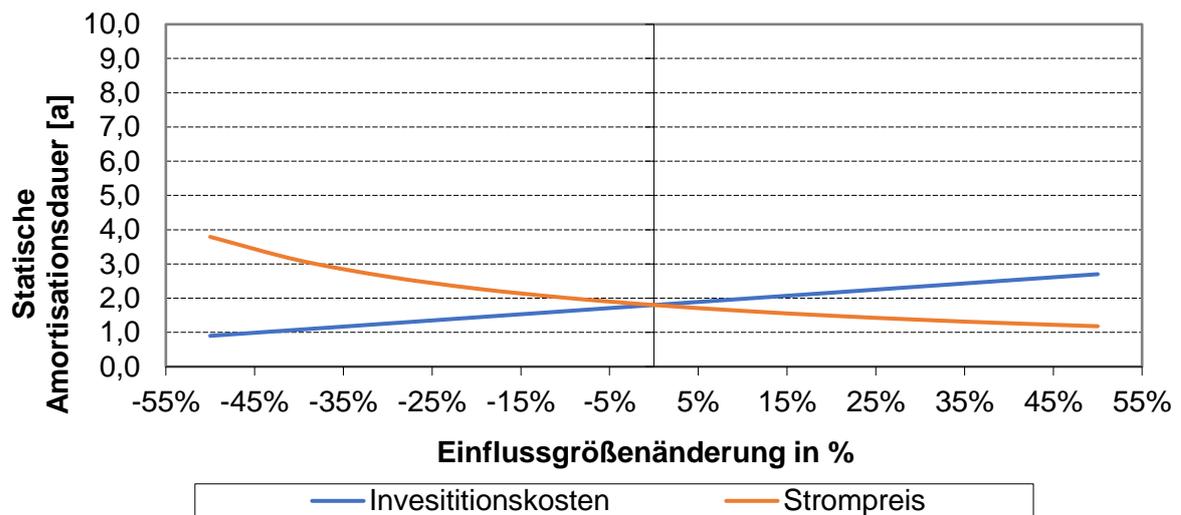


Abbildung 17: Sensitivitätsanalyse zur statischen Amortisationsdauer im Verhältnis zur Veränderung des Strompreises für die freie Kühlung der Schwefelsäureanlage

5 Dimensionierung verschiedener Energieversorgungsvarianten

5.1 Photovoltaikanlagen

Für die Auslegung von möglichen Photovoltaikanlagen wurden gewisse Rahmenbedingungen festgelegt (siehe Tabelle 14). Die Ausrichtung der Module erfolgt in Ost-West Ausrichtung für einen gleichmäßigeren Ertrag über den Tag verteilt. Die höheren Leitungsverlegungskosten für das „Brunnenfeld“ wurden berücksichtigt. Außerdem wurde für jede Variante die Nutzung eines Speichers geprüft, diese ist jedoch bei den angesetzten und abgestimmten Strompreisen in keinem Szenario wirtschaftlich und wird deshalb nicht weiter dargestellt und betrachtet.

Tabelle 14: Rahmenbedingungen PV-Auslegung

Rahmenbedingungen	
Betrachtungszeitraum [a]	20
Kalkulatorischer Zinssatz [%]	2
Strompreissteigerung [%]	0
Strompreis [ct/kWh]	22,4
Einspeisevergütung [ct/kWh]	12
Modulleistung	375 W _{Peak}
Ausrichtung	Ost-West
Betriebskosten und Versicherungen sind berücksichtigt	

5.1.1 PV auf Wiese „klein“

Eine Möglichkeit für eine Freiflächen PV-Anlage ist die „Wiese klein“ der Fa. Fluorchemie Stulln. Auf dieser Freifläche lässt sich eine Generatorleistung von ca. 430 kW_p auf etwa 2.160 m² realisieren.

In Abbildung 18 ist eine beispielhafte Belegung der Freifläche in Ost-West Ausrichtung abgebildet. Die Freiflächenanlage mit direkter Eigenstromnutzung ist wirtschaftlich umsetzbar. Die Anlage amortisiert sich innerhalb von ca. 6 Jahren (Abbildung 19). Dabei kann der erzeugte Strom zu 98 % selbst im Werk verbraucht werden. Es ergibt sich eine Einsparung nach 20 Jahren von ca. 1 Mio. € gegenüber Netzbzug (siehe Tabelle 15).



Abbildung 18: Ansicht PV-Simulation Wiese "klein"

Tabelle 15: Wirtschaftlichkeit PV "Wiese klein"

PV Freiflächenanlage "Wiese klein"	
PV-Leistung [kW _{Peak}]	430
PV Erzeugung mit direkter Eigenstromnutzung	
Amortisationsdauer [a]	6
Eigenverbrauchsquote [%]	98
Autarkiegrad [%]	5
Einsparung nach 20 a [€]	ca. 1.040.000
Investitionskosten [€]	ca. 435.000

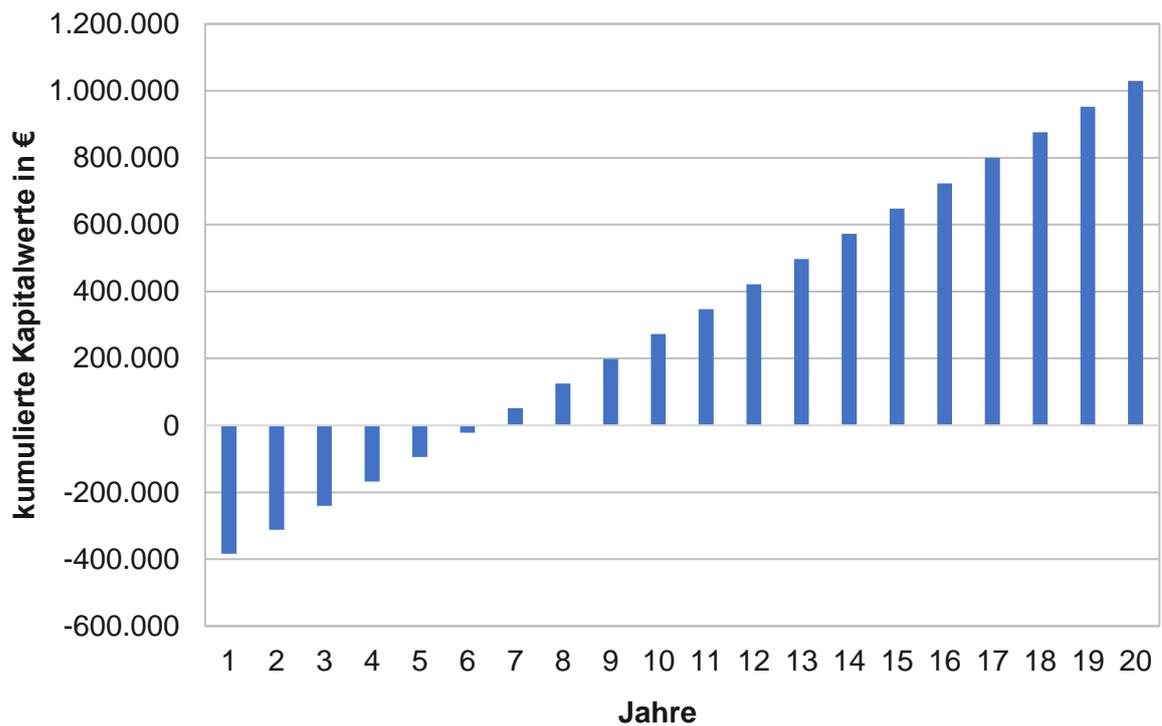


Abbildung 19: Kapitalwert der Freiflächen-PV "Wiese klein"

In Abbildung 19 ist die Entwicklung des Kapitalwertes der simulierten PV-Freifläche „Wiese klein“ über 20 Jahre dargestellt. Eine Amortisation ergibt sich nach etwas mehr als 6 Jahren.

5.1.2 PV auf Wiese „groß“

Eine weitere Möglichkeit eine Freiflächen PV-Anlage zu errichten ist die „Wiese groß“ der Fa. Fluorchemie Stulln. Auf dieser Freifläche lässt sich eine Generatorleistung von ca. 3.500 kW_p auf etwa 32.000 m² realisieren.

In Abbildung 20 ist eine beispielhafte Belegung der Freifläche in Ost-West Ausrichtung abgebildet. Die Freiflächenanlage mit direkter Eigenstromnutzung ist wirtschaftlich umsetzbar. Die Anlage amortisiert sich innerhalb von ca. 6 Jahren (Tabelle 16) und der erzeugte Strom kann zu 70 % selbst im Werk verbraucht werden. Dabei ergibt sich eine Einsparung nach 20 Jahren von ca. 7,5 Mio. € gegenüber Netzbezug (Tabelle 16).



Abbildung 20: Ansicht PV-Simulation Wiese "groß"

Tabelle 16: Wirtschaftlichkeit PV "Wiese groß"

PV Freiflächenanlage "Wiese groß"	
PV-Leistung [kW_{Peak}]	3.500
PV Erzeugung mit direkter Eigenstromnutzung	
Zusätzliche Verlegekosten berücksichtigt	200.000
Amortisationsdauer [a]	ca. 6
Eigenverbrauchsquote [%]	70
Autarkiegrad [%]	28
Einsparung nach 20 a [€]	ca. 7.500.000
Investitionskosten [€]	ca. 3.000.000

In Abbildung 21 ist die Entwicklung des Kapitalwertes der simulierten PV-Freifläche „Wiese groß“ über 20 Jahre dargestellt. Eine Amortisation ergibt sich nach ca. 6 Jahren.

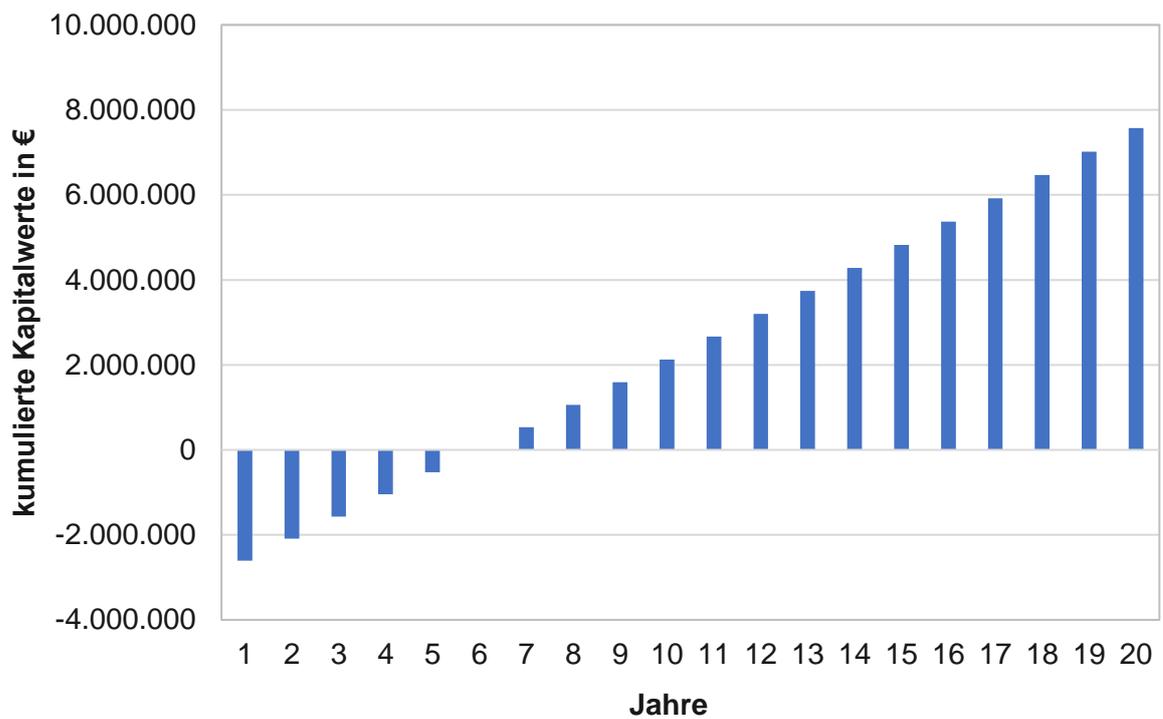


Abbildung 21: Kapitalwert der Freiflächen-PV „Wiese groß“

5.1.3 Brunnen-PV auf Wiese „groß“

Für den Betrieb der Brunnen-Pumpen wurden 2 Varianten zur Versorgung durch Photovoltaik betrachtet. Zunächst wurde eine PV-Variante für den derzeitigen Pumpbetrieb anhand des Lastgangs der Pumpen dimensioniert und berechnet. Anschließend wurde eine zweite Variante für einen optimierten Pumpbetrieb tagsüber erstellt, bei dem ein Hochspeicher zur Nachtüberbrückung gefüllt wird, um die Eigenverbrauchsquote des PV-Stroms zu erhöhen. In Tabelle 17 sind die Rahmenbedingungen für die Auslegung der Brunnen-PV dargestellt.

Tabelle 17: Rahmenbedingungen Brunnen-PV

Rahmenbedingungen	
Betrachtungszeitraum [a]	20
Kalkulatorischer Zinssatz [%]	2
Strompreissteigerung [%]	0
Strompreis [ct/kWh]	22,4
Einspeisevergütung Januar 2023 für 65 kW _p / 95 kW _p [ct/kWh]	5,5 / 5,25
Modulleistung	375 W _{Peak}
Ausrichtung	Ost-West
Betriebskosten und Versicherungen sind berücksichtigt	

5.1.3.1 Brunnen-PV für Ist-Pumpbetrieb

Anhand des elektrischen Lastgangs der Brunnenpumpen wurde eine optimale PV-Anlagengröße für den Pumpstrombedarf ohne Batteriespeicher simuliert.

Tabelle 18: Wirtschaftlichkeit Brunnen-PV Ist-Pumpbetrieb

Brunnen-PV für Ist-Pumpbetrieb	
PV-Leistung [kW_{Peak}]	65
Amortisationsdauer [a]	13
Eigenverbrauchsquote [%]	50
Autarkiegrad [%]	30
Einsparung nach 20 a [€]	ca. 45.000
Investitionskosten [€]	ca. 80.000

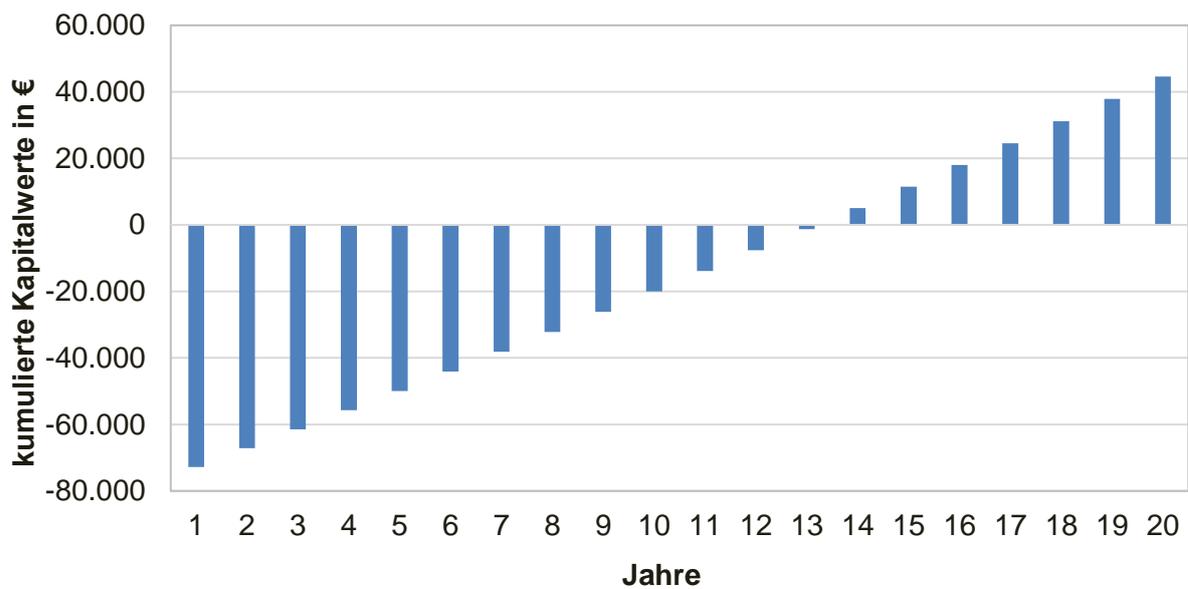


Abbildung 22: Kapitalwert der Brunnen-PV Ist-Pumpbetrieb

5.1.3.2 Brunnen-PV für optimierten Pumpbetrieb mit Hochspeicher

Für den optimierten Pumpbetrieb wurde ein Lastgang erstellt, bei dem die Pumpen nur tagsüber betrieben werden und einen vorhandenen Hochspeicher zur Nachtüberbrückung befüllen. Somit wird die Eigenverbrauchsquote des PV-Stroms deutlich erhöht. Mithilfe dieses errechneten Lastgangs wurde die optimale PV-Anlagengröße simuliert.

Brunnen-PV optimierter Pumpbetrieb	
PV-Leistung [kW_{Peak}]	95
Amortisationsdauer [a]	10
Eigenverbrauchsquote [%]	60
Autarkiegrad [%]	52
Einsparung nach 20 a [€]	ca. 100.000
Investitionskosten [€]	ca. 110.000

Tabelle 19: Wirtschaftlichkeit Brunnen-PV optimierter Pumpbetrieb

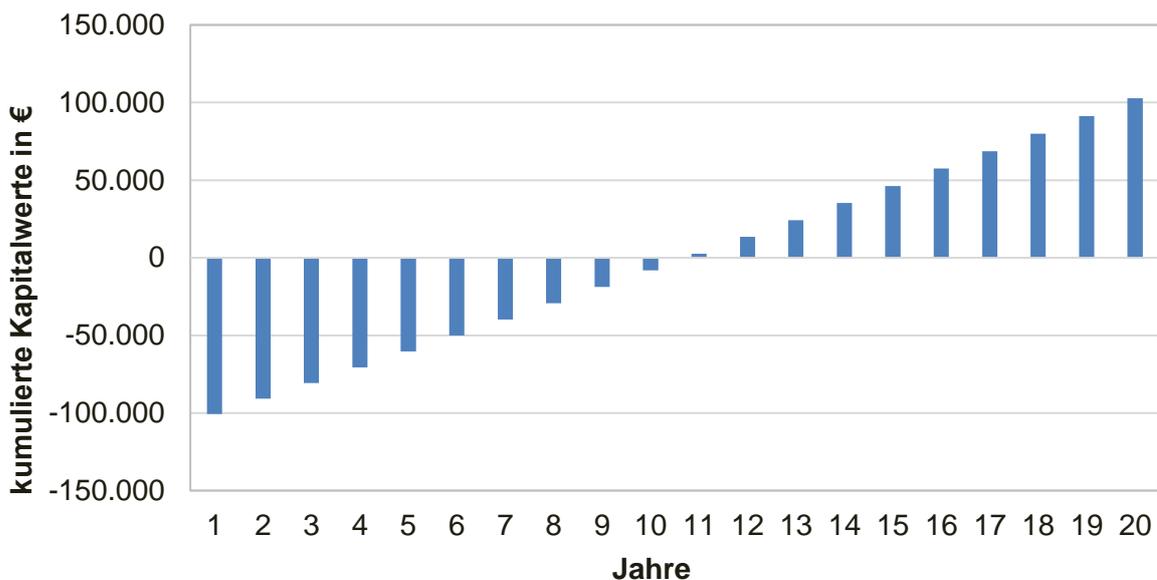


Abbildung 23: Kapitalwert der Brunnen-PV optimierter Pumpbetrieb

Die Variante „Brunnen-PV für den optimierten Pumpbetrieb mit Hochspeicher“ ist der Variante „Brunnen-PV für Ist-Pumpbetrieb“ vorzuziehen, da dadurch eine höhere Einsparung, Eigenverbrauchsquote und Autarkiegrad erreicht werden kann. Außerdem ist die Amortisationszeit mit 10 Jahren um rund 3 Jahre geringer als im Vergleich mit der Variante mit den nicht angepassten Pumpbetriebszeiten mit einer kleineren PV-Anlage.

5.2 Windkraft

5.2.1 Windkraftanlagen

Bei der Berechnung der Windkraftanlagen handelt es sich um eine Abschätzung mit Kostenprognosen und um keine Vollkostenrechnung. Die Berechnungen dienen als theoretische Grundlage für weitere detailliertere Betrachtungen.

In Abbildung 24 wird der unmittelbare Umkreis der Fluorchemie Stulln dargestellt. Die roten Kreise dienen der Visualisierung von Entfernung Wohnbebauung, Autobahnen, Bahnstrecken und der Entfernung zum Standort der Fluorchemie.

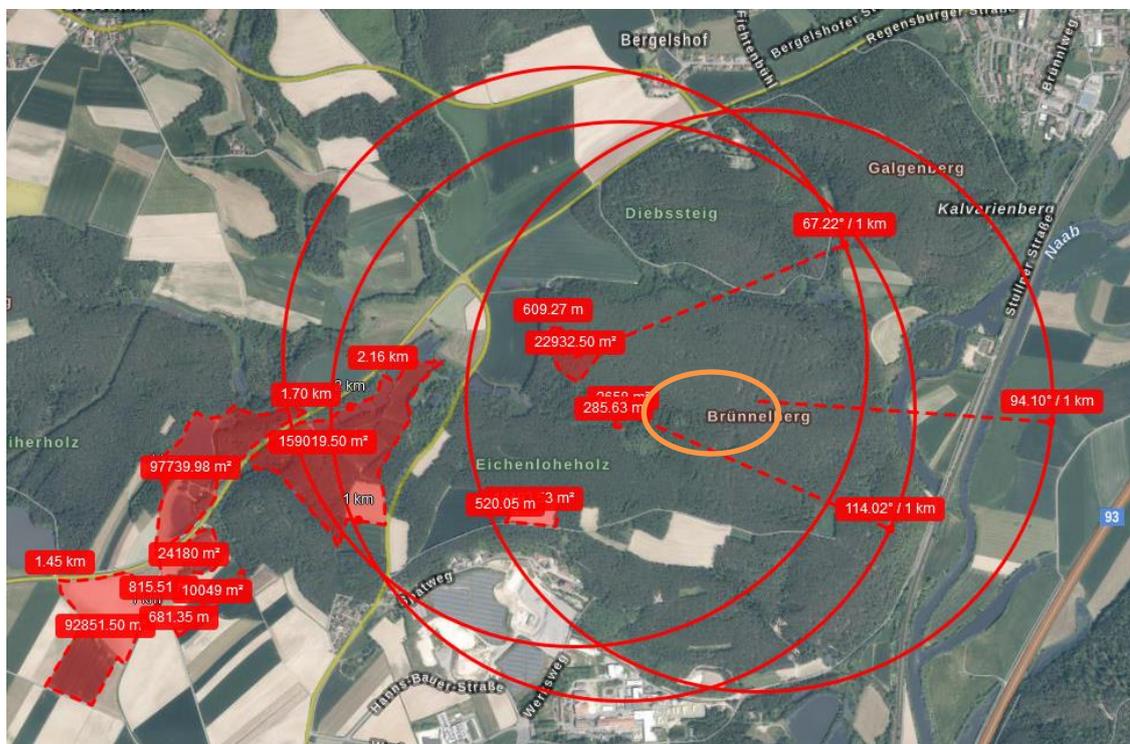


Abbildung 24: Brünneberg als einzige denkbare Position mit Entfernung zu Wohnbebauung ebenfalls kleiner 1.000 m

In Absprache mit dem AG wurden im Umkreis von 5 Kilometern zum Standort der Fa. Fluorchemie Flächen analysiert welche für eine Windkraftanlage der Größe 3,5 MW elektrische Leistung, in Frage kämen und potenziell genehmigungsfähig sind. Hier wurde mit dem GIS-Tool vom Institut für Energietechnik gearbeitet und alle notwendigen Abstände eingehalten. (Puffer um Autobahnen und Bahnstrecken, Puffer um Wohngebiete, etc.)

In Abbildung 25 sind die zwei möglichen Gebiete für eine Windkraftanlage grün hinterlegt. Der jeweilige Abstand zur Fluorchemie ist in orange dargestellt. Da Aufgrund interner Firmenstrukturen die nördliche Fläche favorisiert wird müsste eine Direktleitung von knapp 4 km über mehrere Grundstücke gelegt werden, die nicht im Eigentum der Fluorchemie sind. Das ist möglich, aber aus Genehmigungs-technischer Sicht sehr aufwendig. Jeder Grundstückseigentümer muss hier zustimmen.

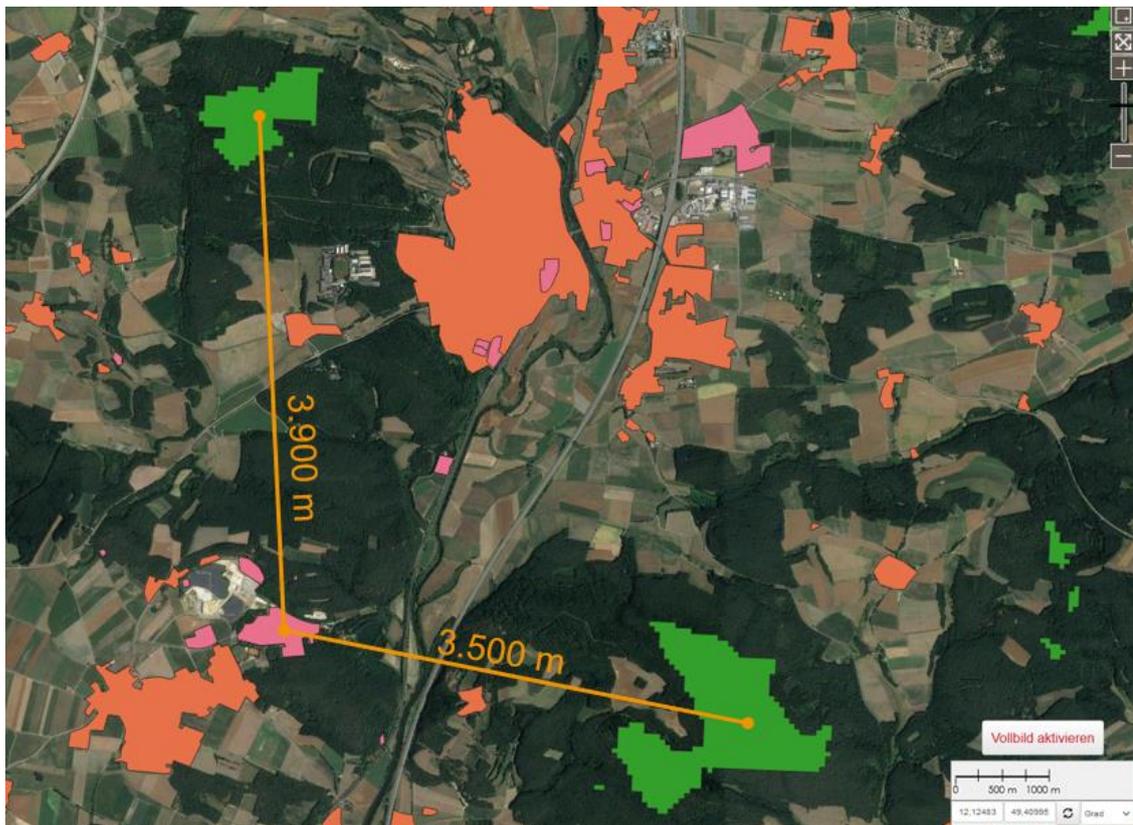


Abbildung 25: GIS-Analyse zu möglichen Windkraftanlagenstandorten im Gebietsumgriff 5 km um die Fluorchemie Stulln

In Tabelle 20 sind die Rahmenbedingungen für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Windkraftanlage aufgeführt. Ein Strompreissteigerung wird aufgrund der aktuellen Lage am Energiemarkt nicht hinterlegt, die Einspeisevergütung von 12 ct/kWh ist mit dem AG abgestimmt

Tabelle 20: Rahmenbedingungen Wirtschaftlichkeit Windkraftanlage

Rahmenbedingungen	
Betrachtungszeitraum [a]	20
Kalkulatorischer Zinssatz [%]	3
Strompreissteigerung [%]	0,0
Strompreis [ct/kWh]	22,4
Einspeisevergütung [ct/kWh]	12
Windkraftanlagenleistung [kW]	3.500
Standort (Region)	Brünnelberg
Betriebskosten und Versicherungen sind berücksichtigt	

In Tabelle 21 sind die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der simulierten Windkraftanlage dargestellt. Es ergibt sich eine Eigenverbrauchsquote von 49 % und eine statische Amortisationsdauer von 5,8 Jahren. Die Investitionskosten belaufen sich bei einer Windkraftanlage mit 3.5 MW Leistung auf ca. 5 Mio. Euro.

Tabelle 21: Wirtschaftlichkeit Windkraftanlage

Wirtschaftlichkeit Windkraftanlage	
Amortisationsdauer [a]	ca. 5,8 Jahre
Eigenverbrauchsquote [%]	49
Einsparung nach 20 a [€]	ca. 12.000.000 €
Investitionskosten [€]	rund 5.000.000 €

In Abbildung 26 ist die Entwicklung des Kapitalwertes der kalkulierten Windkraftanlage über 20 Jahre dargestellt. Eine Amortisation ergibt sich nach ca. 6 Jahren.

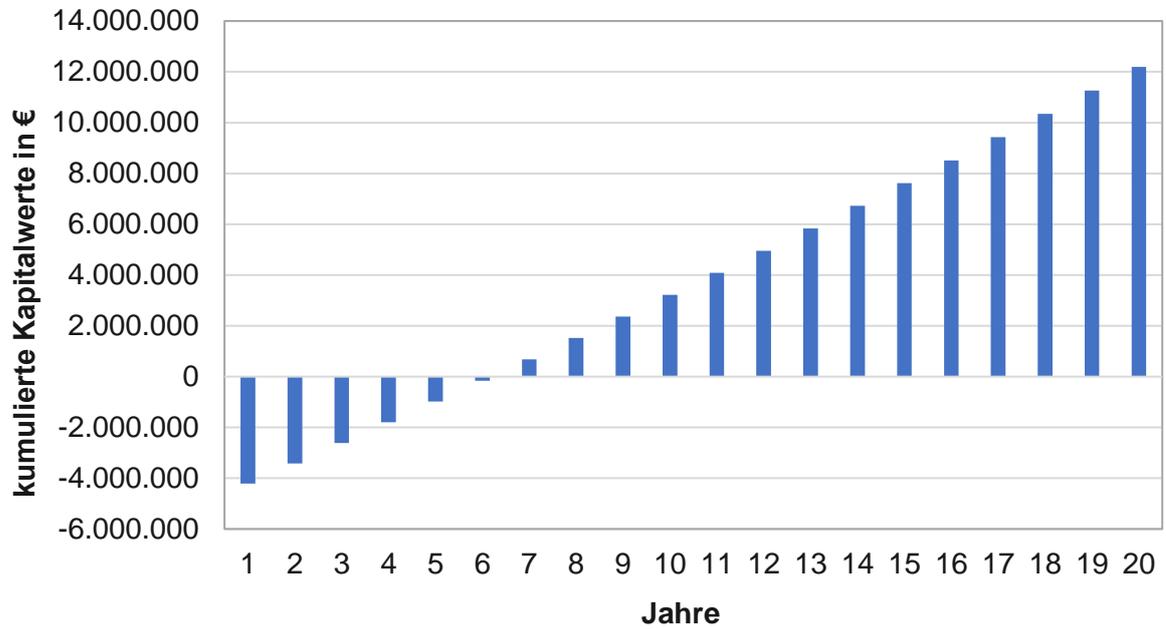


Abbildung 26: Kapitalwert der Windkraftanlage

5.2.2 Schwachwindkraftanlagen

Schwachwindkraftanlagen wurden für windschwächere Einsatzgebiete entwickelt. Diese sind meist getriebelose Anlagen, um deren Effizienz zu steigern. Solche Schwachwindkraftanlagen haben meisten Nennleistungen über 5 MW und mit 4,5 - 5 m²/kW eine größere spezifische Rotorfläche als normale Windkraftanlagen (2,5 - 4 m²/kW). Die Investitionskosten liegen höher als bei herkömmlichen Windkraftanlagen.

Bei direkter Eigenstromnutzung der Schwachwindanlage ergibt sich folgende Wirtschaftlichkeit:

Die Amortisationsdauer der Schwachwindanlage verkürzt sich im Verhältnis zur normalen Windkraftanlage, weil hier eine Anlage mit 6,2 Megawatt Leistung angesetzt wurde. Die normale Windkraftanlage wurde mit einer Anlagengröße von 3,5 Megawatt kalkuliert. Somit sind hier Investitionskosten im Verhältnis zu installierter Leistung etwas geringer als bei der normalen Windkraftanlage.

Tabelle 22: Wirtschaftlichkeit Schwachwindkraftanlage

Wirtschaftlichkeit Schwachwindkraftanlage	
Nennleistung [MW]	6,2
Amortisationsdauer [a]	ca. 5
Eigenverbrauchsquote [%]	35
Autarkiegrad [%]	45
Einsparung nach 20 a [€]	ca. 20.000.000 €
Investitionskosten [€]	rund 6.500.000 €

In Abbildung 27 ist die Entwicklung des Kapitalwertes der Schwachwindkraftanlage über 20 Jahre dargestellt. Eine Amortisation ergibt sich nach ca. 5 Jahren.

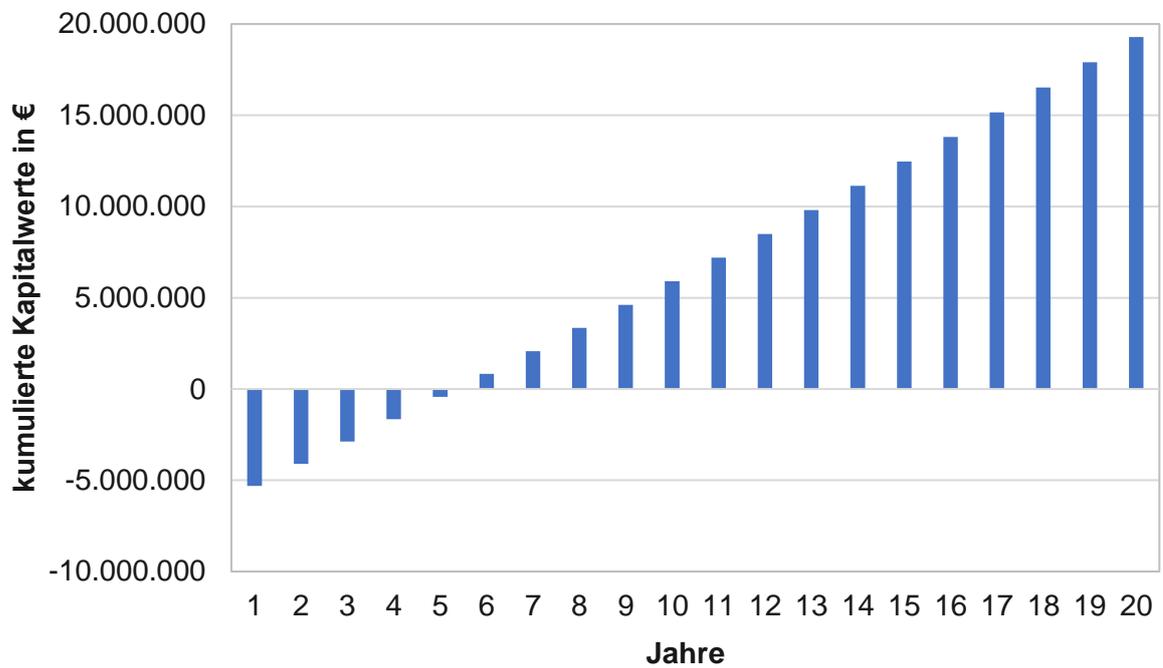


Abbildung 27: Kapitalwert der Schwachwindkraftanlage

5.3 Erneuerbare Energien Vollausbau (PV + Wind)

Zur erneuerbaren Energieversorgung wurde der Vollausbau der Photovoltaik auf den beiden firmeneigenen Freiflächen mit insgesamt 3,93 MW_p (3,5 MW_p + 0,43 MW_p) und eine Windkraftanlage mit 3,5 MW betrachtet. Vorrangig ist die direkte Eigenstromnutzung mit Überschusseinspeisung. In Tabelle 23 und Abbildung 28 ist die Wirtschaftlichkeit der Energieversorgungsvariante dargestellt. Die Investition von ca. 8 Mio. € amortisiert sich innerhalb von 6,2 Jahren und bringt, bei den angesetzten Energiepreisen eine Einsparung nach 20 Jahren gegenüber Netzbezug von ca. 17,5 Mio. €. Dadurch lässt sich ein Autarkiegrad von etwa 57 % erreichen.

Tabelle 23: Wirtschaftlichkeit EE-Vollausbau

Wirtschaftlichkeit EE-Vollausbau	
Nennleistung Photovoltaik [MW _p]	3,93
Nennleistung Windkraft [MW]	3,5
Amortisationsdauer [a]	6,2
Eigenverbrauchsquote Photovoltaik [%]	30
Eigenverbrauchsquote Windkraft [%]	65
Autarkiegrad [%]	57
Einsparung nach 20 a [€]	ca. 17.500.000
Investitionskosten [€]	ca. 8.000.000

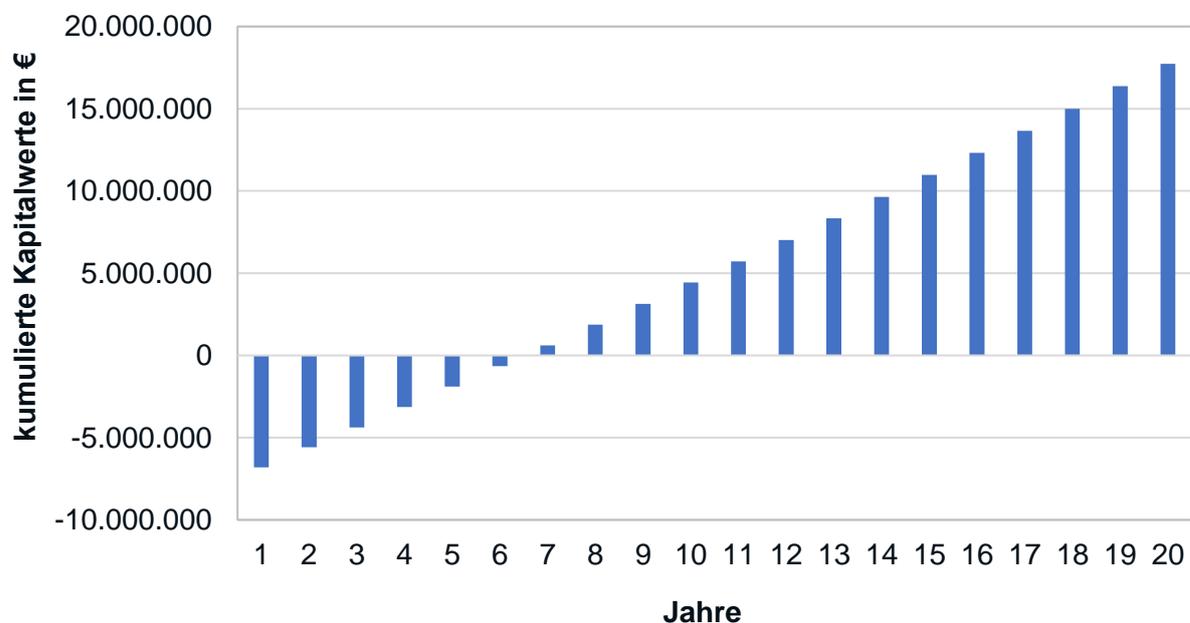


Abbildung 28: Kapitalwert des EE-Vollausbaus

In Abbildung 29 ist der Erzeugungslastgang des EE-Vollausbaus (PV+Wind) und der zukünftige Lastgang dargestellt. Die Eigenstromnutzung aus der Dampfturbine ist hierbei bereits abgezogen. Durch den Vollausbau der EE werden 10.600.000 kWh/a Strom erzeugt. Davon werden 6.600.000 kWh/a eingespeist und 4.000.000 kWh/a direkt selbst genutzt. Somit wird eine bilanzielle Eigendeckungsquote von ca. 157 % erreicht (siehe Tabelle 24).

Tabelle 24: Erzeugung/Einspeisung/Netzbezug EE-Vollausbau

EE-Vollausbau (PV+Wind)	
Gesamtleistung [MW]	7,43
Erzeugung [kWh]	10.600.000
Einspeisung [kWh]	6.600.000
Netzbezug [kWh]	2.800.000
Bilanzielle Eigendeckungsquote [%]	ca. 157

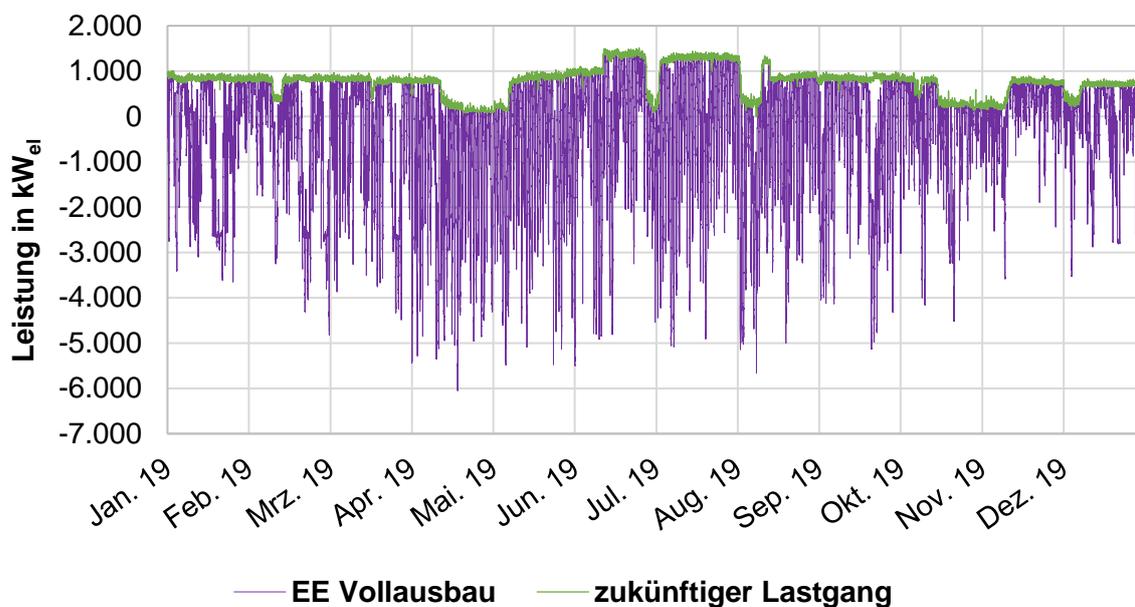


Abbildung 29: Erzeugungslastgang EE-Vollausbau

5.4 Dampfturbinengenerator für H₂SO₄-Anlage

Der 420°C heiße Dampf aus der exothermen Schwefelsäureproduktion treibt mit 50 bar über eine zwei-stufige Kondensationsturbine einen 1,65 MW Generator zur Stromerzeugung an. Über 90 % des erzeugten Stroms können selbst direkt am Standort verbraucht werden. Somit trägt die Turbine erheblich zur Reduzierung des Mehrstrombedarfes durch die Zubauten (Schwefelsäureanlage, Arsenfalle und Destillation) bei.

Eine weitere Möglichkeit ist die Einbindung einer Absorptionskältemaschine. Dafür wird Dampf aus der Zwischenstufe der Turbine als Wärmequelle für die Absorptionskältemaschine entnommen. Der restliche Dampf wird wieder über eine Dampfturbine mit Generator verstromt. Die elektrische Leistung würde dann von 1.650 kW auf 1.000 kW im Betrieb mit der AKM sinken.

In Tabelle 25 wurden die jährlichen Mehrkosten durch den Betrieb einer zusätzlichen Absorptionskältemaschine mit den Randbedingungen der Berechnung dargestellt.

Tabelle 25: Mehrkostenberechnung Absorptionskältemaschine

Parameter		Einheit
Strompreis	22,4	ct/kWh
Turbinenleistung	1.650	kW
Wartungsmehrkosten AKM	34.500	€/a
Sonstige Kosten (Versicherungen, etc.)	5.800	€/a
Bedienungsmehrkosten	12.500	€/a
Abschreibungsdauer	10	a
Zinssatz	2	%
Investition AKM	1.160.000	€
Investition Rückkühler AKM	800.000	€
Strompreis (für verdrängten Strom)	22	ct/kWh
Ergebnisse		
Kapitalkosten	218.200	€/a
Betriebsmehrkosten	53.100	€/a
Strommehrkosten durch geringere Generatorleistung	1.080.000	€/a
Stromersparnis durch AKM Betrieb	1.190.000	€/a
Gesamt-mehrkosten mit AKM	170.000	€/a

Die Variante der zweistufigen Turbine mit Absorptionskältemaschine amortisiert sich nicht. Durch diese Variante entsteht ein jährlicher Zusatzaufwand von ca. 170.000 €, verbunden mit einem erhöhtem Bedienungsaufwand gegenüber der Variante mit zweistufiger Turbine und 1,65 MW Generator.

Zusätzlich wurde noch eine Variante mit einer dreistufigen Turbine, Absorptionskältemaschine und Generator betrachtet, um den Dampf auf dem Temperaturniveau auskoppeln zu können auf dem er für die AKM benötigt wird und nicht heruntergemischt werden muss. Diese ist jedoch technisch und wirtschaftlich nicht umsetzbar.

5.5 H₂-Elektrolyseur

Im Folgenden wird der Betrieb eines H₂-Elektrolyseurs zur Wasserstofferzeugung betrachtet. Der produzierte Wasserstoff wird dann zur Substitution des Erdgases in der HF-Produktion eingesetzt. Wasserstoff kann im neuen Brenner für den HF-Drehrohrofen stufenlos zugemischt werden und Erdgas substituieren.

In Tabelle 26 sind die Rahmenbedingungen für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung des Elektrolyseurs dargestellt.

Tabelle 26: Rahmenbedingungen für Elektrolyseur-Betrachtung

Rahmenbedingungen Elektrolyseur	
Betrachtungszeitraum [a]	10
Kalkulatorischer Zinssatz [%]	2
Strompreis [ct/kWh]	22,4
Erdgaspreis [ct/kWh]	16
Betriebsdauer [h/a]	8.000
Investitionskosten [€]	3.000.000
Betriebs-/ Wartungskosten und Versicherungen sind berücksichtigt	

Der Elektrolyseur soll ein schnell regelbarer Elektrolyseur mit einer elektrischen Anschlussleistung von 2 Megawatt sein. Der Elektrolyseur kann innerhalb von weniger als 30 Sekunden von 20 % auf Volllast fluktuierend betrieben werden. Diese Möglichkeit der Betriebsweise ist äußerst wichtig für den Betrieb eines Elektrolyseurs mit Erneuerbaren Energien, da ein Wolkenfeld oder eine Windböe mit wechselnder Last schnell ausgeglichen werden kann.

Für die Betrachtung des Elektrolyseurs wird unter drei Varianten unterschieden, welche mit der Referenzvariante, also ohne Elektrolyseur, verglichen werden. Dabei soll die elektrische Leistung von 1.650 kW des Dampfturbinengenerators als Maßstab für die Betrachtung dienen. Die verschiedenen Varianten sind in Abbildung 30 und Abbildung 31 näher erläutert.

Referenzvariante:

- 1.650 kW Strom aus Dampfturbinengenerator
- 100% Stromeigennutzung im Werk:
 - 650 kW für H₂SO₄ Anlage
 - 330 kW für neue Kältemaschine
 - 670 kW für Bestandsprozesse
- Kein Elektrolyseur → kein Wasserstoff

Variante 1:

- 1.650 kW Strom aus Dampfturbinengenerator
- Vollständige Nutzung des Stromes für H₂-Erzeugung
- Zusätzlicher Strombedarf für Kältemaschine und H₂SO₄ Anlage wird zugekauft
- Erdgaseinsparung in HF-Produktion durch Wasserstoffbeimischung

Abbildung 30: Referenzvariante und Variante 1 - Elektrolyseur

Variante 2:

- 1.650 kW Strom aus Dampfturbinengenerator
 - 670 kW für H₂-Erzeugung
 - 330 kW für Kältemaschine
 - 650 kW für H₂SO₄ Anlage
- Geringere Erdgaseinsparung in HF-Produktion durch Wasserstoffbeimischung
- Kein zusätzlicher Strombedarf
- Geringere Investition für kleineren Elektrolyseur

Variante 3:

- 1.650 kW Strom aus Dampfturbinengenerator
 - 650 kW für H₂SO₄ Anlage
 - 330 kW für neue Kältemaschine
 - 670 kW für Bestandsprozesse
- Elektrolyseur wird mit 1.650 kW betrieben, Strom wird zu 100% zugekauft
- Erdgaseinsparung in HF-Produktion durch Wasserstoffbeimischung

Abbildung 31: Variante 2 und Variante 3 - Elektrolyseur

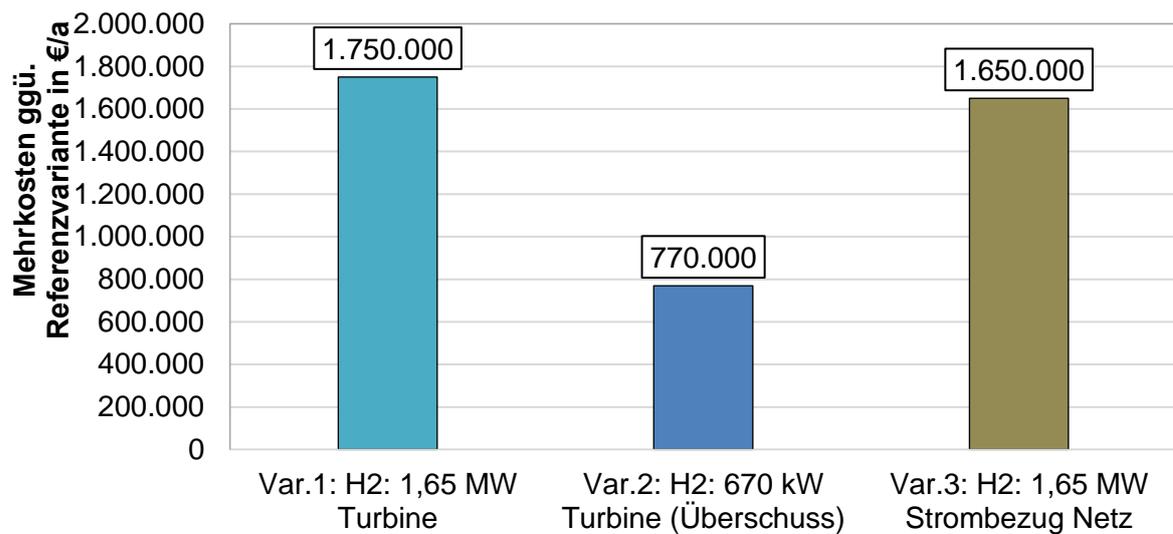


Abbildung 32: Mehrkosten der H₂-Varianten gegenüber der Referenzvariante

In Abbildung 32 sind die Mehrkosten der Varianten mit Elektrolyseur gegenüber dem Betrieb ohne Elektrolyseur dargestellt.

Die größten Mehrkosten gegenüber der Referenz zeigt Variante 1 mit 1,75 Mio.€/a bei kompletter Stromnutzung des Dampfturbinengenerators im Elektrolyseur zur H₂-Herstellung zur Erdgaseinsparung in der HF-Produktion. Variante 3 hat etwas geringere Mehrkosten von 1,65 Mio. € jährlich, dabei wird der Strom des Generators in anderen Prozessen verbraucht und der Strom für den Elektrolyseur-Betrieb zu 100 % zugekauft. Die geringsten Mehrkosten entstehen bei Variante 2. Die Variante 2 ist für einen kleineren Elektrolyseur ausgelegt, der nur mit dem übrigen Strom aus dem Dampfturbinengenerator betrieben wird, jedoch ist hier durch den geringeren Wasserstoffeinsatz die Erdgaseinsparung geringer.

6 Die künftige Energie- und CO₂-Bilanz

Zur Beurteilung der ökologischen Verträglichkeit wird eine Bilanzierung der Energiemengen (Tabelle 27) und CO₂-Emissionen (Tabelle 28) durchgeführt. Dabei wird die CO₂-Bilanz des Ist-Zustandes, des Soll-Zustands und des Soll-Zustands mit dem Ausbau an erneuerbaren Energien dargestellt. Die Faktoren der CO₂-Äquivalente wurden von der BAFA übernommen. Das Ergebnis der Berechnungen ist in Tabelle 27 und Tabelle 28 dargestellt.

Tabelle 27: Energiebilanz der Fluorchemie Stulln

	Ist-Zustand	Soll-Zustand	Soll-Zustand + EE-Vollausbau
	MWh/a	MWh/a	MWh/a
Netzbezug	6.850	6.730	2.760
EE Eigennutzung	0	0	3.970
EE Einspeisung	0	0	6.630
Bedarf	6.850	6.730	6.730
Netzbezug (Erdgas)	28.070	42.900	42.900

Tabelle 28: CO₂-Bilanz der Fluorchemie Stulln

	Ist-Zustand	Soll-Zustand	Soll-Zustand + EE-Vollausbau
	tCO ₂ /a	tCO ₂ /a	tCO ₂ /a
Netzbezug	2.510	2.460	1.010
EE Eigennutzung	0	0	0
EE Einspeisung	0	0	-2.430
Bedarf	2.510	0	1.010
Netzbezug (Erdgas)	5.640	8.620	8.620
Gesamt	8.150	11.080	7.210

7 Überprüfung aktueller Fördermöglichkeiten

BAFA – Energieeffizienz in der Wirtschaft

Als mögliches Förderprogramm kann hierbei zum Beispiel das Programm „Energieeffizienz in der Wirtschaft“ des BAFA, welches sich in vier Module gliedert, herangezogen werden. Für die angedachte Maßnahme des „Austauschs des Brenners im Drehrohrofen der HF-Produktion“ ist Modul 4 „Energie- und ressourcenbezogene Optimierung von Anlagen und Prozessen“ relevant. Gefördert werden dabei investive Maßnahmen zur energetischen und ressourcenorientierten Optimierung von industriellen und gewerblichen Anlagen und Prozessen, die zur Erhöhung der Energie- und Ressourceneffizienz beziehungsweise zur Senkung und Vermeidung des fossilen Energieverbrauchs oder CO₂-intensiver Ressourcen in Unternehmen beitragen. Die Förderung ist technologieoffen und kann auch die unter Modul 1 und 3 genannten Maßnahmen umfassen. Eine Förderung ist hierbei abhängig von der CO₂-Einsparung. Bei Nicht-KMU liegt diese bei max. 500 €/to CO₂-Einsparung bzw. max. 30 % der ansatzfähigen Kosten.

Eine mögliche Förderung für den neuen Brenner im HF-Drehrohrofen wurde geprüft und wäre durchführbar gewesen. Aufgrund von längeren Wartezeiten auf Zuwendungsbescheide und der ohnehin sehr hohen Einsparung mit dem neuen Brenner entschied sich der AG ohne Förderung zu bestellen.

KEI – „Dekarbonisierung in der Industrie“

Eine weitere Fördermöglichkeit bietet das Programm „Dekarbonisierung in der Industrie“ des KEI (Kompetenzzentrum Klimaschutz in energieintensiven Industrien). Förderfähig sind Projekte in energieintensiven Industrien mit prozessbedingten Emissionen, die geeignet sind, die Treibhausgasemissionen möglichst weitgehend und dauerhaft zu reduzieren. Die Förderung umfasst dabei industrielle Forschung und experimentelle Entwicklungen ab Technologiereifegrad (TRL) 4, Erprobung in Versuchs- und Pilotanlagen sowie Investitionen in Anlagen im industriellen Maßstab. Die Förderquote wird dabei immer projektspezifisch vom Bundeswirtschaftsministerium festgelegt.

Die Fluorchemie ist in Kontakt mit dem KEI und mögliche Projekte werden mit KEI und IfE abgestimmt.

8 Zusammenfassung

Im Rahmen des vorliegenden Energiekonzeptes wurde der Standort Stulln der Fluorchemie Stulln GmbH einer umfassenden energetischen Bestandsaufnahme unterzogen, in welcher die thermische und elektrische Energieversorgung, der CO₂-Ausstoß, sowie die Gesamtenergiekosten erarbeitet wurden.

Auf Grundlage der umfangreichen Datenerfassung und Bedarfsermittlung wurden anschließend verschiedene Potenziale und Optimierungsmaßnahmen berechnet und verschiedene Energieversorgungsansätze für die Fluorchemie entwickelt und im Rahmen einer Berechnung auf ihre Wirtschaftlichkeit hin untersucht.

Nach Rücksprache mit dem AG wurden für die im Eigentum befindlichen Freiflächen-Photovoltaikanlagen ausgelegt und dimensioniert sowie mithilfe von Simulationen berechnet. Der Photovoltaikstrom soll vorrangig selbst verbraucht und der Überschuss ins Netz eingespeist werden. Die Berechnung ergab ebenfalls, dass ein Batteriespeicher in keinem Szenario wirtschaftlich umsetzbar ist. Ein Stromspeicher wird daher zum aktuellen Zeitpunkt und den zugrunde liegenden Strom- und Speicherpreisen nicht empfohlen.

Für die Versorgung mit Windkraft wurde eine Standortanalyse sowie eine Wirtschaftlichkeitsprognose durchgeführt. Bei aktuellen Strompreisen wäre der Bau einer Windkraftanlage mit Direktleitung ins Werk als wirtschaftlich darstellbar. Die aktuellen Rahmenbedingungen der Politik, sowie die teilweise noch geltende 10H-Regel sind jedoch weiterhin zu berücksichtigen.

Für die Wärmeversorgung wurde ein mit Wasserstoff betriebbarer Flexfuel Erdgasbrenner für den Drehrohrofen betrachtet und die Abwärmenutzung der Prozesse, vorwiegend Schwefelsäureanlage, mit ins Konzept integriert. Ebenfalls kann Wärme aus der Kältemaschine für die Destillation einstufig ausgekoppelt werden und in den jeweiligen Prozessen direkt genutzt werden. Die Nutzung des überschüssigen PV-Stroms mittels Wasserstoffelektrolyseur ist mit den im Konzept angesetzten Preisen noch nicht wirtschaftlich realisierbar, bei steigenden Gaspreisen und konstanten Strompreisen, kann der Elektrolyseur in Zukunft wirtschaftlich werden. Dem AG wird nahegelegt die Schwefelsäureanlage mit einer Dampfturbine zur Stromerzeugung zu versehen und den erzeugten Strom am Standort direkt selbst zu nutzen. Zusätzlich sollte kurzfristig der Ausbau der ersten kleineren PV-Fläche umgesetzt werden. Mittelfristig sollte die große PV-Fäche auf dem Brunnenareal ausgebaut werden.