

KiWi Energiekonzept StrandOrt

Erstellt von:



Averdung
Ingenieure & Berater

Averdung Ingenieure & Berater GmbH
Planckstraße 13
22765 Hamburg

Ansprechpartnerinnen:

Katharina Schwind

Im Auftrag von:



Kieler Wirtschaftsförderungs- und
Strukturentwicklungs GmbH
Wissenschaftspark Kiel
Neufeldt Haus
Fraunhoferstraße 2 – 4
24118 Kiel

Ansprechpartner:
Philip Weiß

Hamburg, den 26.04.2022

Inhalt

Abbildungsverzeichnis	4
Tabellenverzeichnis	5
1 Aufgabenstellung und Projektgebiet	6
1.1 Standort	6
1.2 Relevante Akteure	8
1.2.1 Caterpillar Motoren GmbH & Co KG	8
1.2.2 GETEC Energie Holding GmbH	8
1.2.3 Weitere Unternehmen im Projektgebiet	8
2 Grundlagen und Energiebedarfsermittlung	9
2.1 Energieversorgung der Vergangenheit und Bestandsnetze	9
2.2 Abschätzung des Energieverbrauchs	9
2.3 Wärmebedarf	11
2.4 Strombedarf	13
2.5 Kältebedarf	14
2.6 Branchenspezifische Bedarfe	15
2.7 Energieverbrauch Fazit	19
3 Potenziale zur Nutzung lokaler erneuerbarer Energie und Kraft-Wärme-Kopplung	20
3.1 Zentrale Großwärmepumpen	20
3.1.1 Oberflächennahe Geothermie	20
3.1.2 Umweltquelle Meerwasser Kieler Förde	25
3.1.3 Abwasserabwärme	32
3.1.4 (Industrielle) Abwärme	35
3.2 Biomasse	36
3.2.1 Verschiedene Biomassearten	36
3.3 Solarthermie	38
3.3.1 Flachkollektoren	38
3.3.2 Vakuum-Röhrenkollektoren	38
3.3.3 Parabolrinnen-Kollektoren	39
3.3.4 Potenziale	39
3.3.5 Ökologische Aspekte	45
3.3.6 Flächenkonkurrenz zur Photovoltaik	47
3.4 Kraft-Wärme-Kopplung	47
3.5 Photovoltaik & PVT	47
3.5.1 PVT	48
3.5.2 Potenziale	48
3.5.3 Kombination mit Gründächern	50
3.6 Windenergie	50
3.7 Potenziale Kältebereitstellung	52



3.7.1	Kältebereitstellung	52
3.8	Power-to-gas: Grüner Wasserstoff	54
3.8.1	Überschussstrom und Energiewendefähigkeit	54
3.8.2	Technische Lösungen	55
3.8.3	Aktueller Stand in Deutschland und im Projektgebiet	58
3.9	Dezentrale Bereitstellung für anwendungsspezifische Bedarfe an Wärme und Kälte	61
3.10	Fazit Potenzialanalyse	62
3.11	Gegenüberstellung von Bedarfen und Potenzialen	63
4	Variantenvergleich	65
4.1	Beschreibung der Varianten	65
4.1.1	Geothermie, Spundwand, Abwasser & Außenluft	65
4.1.2	Meerwasser und Biomasse	65
4.1.3	Geothermie, Außenluft & (innovative) Kraft-Wärme-Kopplung	65
4.1.4	Meerwasser & iKWK	65
4.2	Wirtschaftlichkeit	66
4.2.1	Treibhausgasmissionen	68
5	Plankonzept inkl. Simulation und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	70
5.1	Wärmeverteilung	70
5.2	Energiezentrale	72
5.3	Erzeugersystem aus (i)KWK und Meerwasser-Wärmepumpe	72
5.3.1	Vordimensionierung und Betriebsweisen der einzelnen Komponenten	73
5.3.2	Simulation der Versorgungsvariante	75
5.3.3	Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Wärmeversorgungsvariante	77
5.3.4	Ökologische Bewertung der Wärmeversorgungsvariante	79
6	Fazit und Handlungsempfehlungen	80

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Projektgebiet mit Nord- (StrandOrt) und Südgelände (Caterpillar)	7
Abbildung 2: Wärmebedarf für Raumheizung und Brauchwarmwasser	12
Abbildung 3: Prozesswärmebedarfe in verschiedenen Szenarien	13
Abbildung 4: Strombedarf in verschiedenen Szenarien	14
Abbildung 5: Plangebiet mit Wärmeleitfähigkeit auf Basis des Landwirtschafts- und Umweltatlas und gelb markierte potenzielle Flächen für Erdsondenfelder.	21
Abbildung 6: Übersicht der Potenziale für oberflächennahe Geothermie.	23
Abbildung 7: Vergleich zweier identischer Erdsondenfelder mit unterschiedlicher Nutzung. (Quelle: GeoEnergy Celle e.V. (2016): Einführung in die Oberflächennahe Geothermie.)	24
Abbildung 8: Durchschnittstemperaturen der Kieler Förde (Quelle: BSH)	25
Abbildung 9: Nutzung von Oberflächengewässer als Wärmequelle für eine Wärmepumpenkaskade für die Wärmeversorgung (Quelle: ILK Dresden)	26
Abbildung 10: Aufbau und Funktion einer thermisch aktivierten Spundwand (Quelle SPS Energy GmbH)	29
Abbildung 11: Wassertiefen direkt an der Spundwand. (Navionics)	30
Abbildung 12: „Tiefer“ Teil der Spundwand mit einer Länge von ca. 155 m.	31
Abbildung 13: Kläranlage aus der Vogelperspektive, Quelle: https://www.kiel.de/de/umwelt_verkehr/klimaschutz/verwaltung/klaerwerk.php	33
Abbildung 14: Abschätzung der Dacheignung für Solaranlagen	41
Abbildung 15: PV-Anlage auf dem Dach einer denkmalgeschützten Kirche (Quelle: Solaranlage.eu (o.J.))	42
Abbildung 16: Varianten bauwerkintegrierter Solarthermie (Quelle: Hermann et al. (2020): 18)	43
Abbildung 17: Solaranlagen an Fassade mit geneigten (links) und senkrechten (rechts) Modulen (Quelle: Hamburg Energie (o.J.) und Bauen & Wohnen Aktuell (2016))	43
Abbildung 18: Anlehn-Solarfassade mit Flachkollektoren	44
Abbildung 19: Potenzielle Fassaden für Solarthermie	45
Abbildung 20: Solarthermische Anlage in Randegg (Quelle: Hamburg Institut (2019): 39)	46
Abbildung 21: Potentielle PV-Leistung nach Nutzern	49
Abbildung 22: Gebäudeintegrierte PV, Semitransparente Solarfassade und Anlehn-Solarfassade (Quelle: Baunetzwissen und Baulinks)	50
Abbildung 23: Vorherrschende Windrichtungsverteilung im Jahr 2019	52
Abbildung 24: Power-to-Gas-Anlagen in Deutschland	58
Abbildung 25: Gegenüberstellung Bedarfe und Potenziale	64
Abbildung 26: Investitionskosten der Varianten	66
Abbildung 27: Kosten pro Jahr der Varianten	67
Abbildung 28: Wärmegestehungskosten der Varianten	68
Abbildung 29: CO ₂ -Emissionen der Varianten	69
Abbildung 30: Netzverläufe und Standort Energiezentrale	70
Abbildung 31: Angenommener Netzverlauf Wärmenetz mit einer Gleichzeitigkeit von 85%	71
Abbildung 32: Schematische Darstellung der Energieversorgung	73
Abbildung 33: Aufteilung der Wärmeerzeugung	77

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Anwendungsbezogene Energiebedarfe	16
Tabelle 2: Potenziale oberflächennahe Geothermie für WP-Austrittstemperatur ≥ -5 °C	22
Tabelle 3: Potenziale oberflächennahe Geothermie für WP-Austrittstemperatur ≥ -3 °C	22
Tabelle 4: Potenziale oberflächennahe Geothermie für WP-Austrittstemperatur ≥ -0 °C	22
Tabelle 5: Benötigte Nennweiten und Trassenmeter bei einer Gleichzeitigkeit von 85 %	72
Tabelle 6: Simulationsergebnisse der netzgebundenen Wärmeversorgung mit Meerwasserwärmepumpe und iKWK-System	76
Tabelle 7: Wirtschaftlichkeit Wärmerzeugung und -verteilung	79
Tabelle 8: CO ₂ -Emissionen nach Anlage	79

1 Aufgabenstellung und Projektgebiet

Die schleswig-holsteinische Landeshauptstadt Kiel hat sich das Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2050 klimaneutral zu werden. Diesbezüglich sollen über 250 Maßnahmen zu einer Halbierung des Energieverbrauchs und zu einer Reduzierung der Treibhausgas-Emission von 95% im Vergleich zum Jahr 1990 führen. Die Maßnahmen sollen in den Bereichen Haushalte und Einwohner, kommunale Einflussbereiche, Bereiche Gewerbe, Handel und Dienstleistungen sowie in den Bereichen Industrie, Mobilität und Energieversorgung zum Tragen kommen. Besonders im Bereich der Energieversorgung lässt sich durch konkrete und genaue Planung ein großes Einsparungspotenzial entwickeln.

Die aktuelle Beschlussvorlage des Kieler Energiestandards verfolgt das Ziel deutlich vor 2050 die Klimaneutralität zu erreichen und gibt dabei die folgenden Anforderungen und Ziele für kommunale Liegenschaften vor:

- Anschluss an die Fernwärme oder eine 100 % regenerative Wärmeversorgung
- Einhaltung des Kieler Energiestandards bei Neubau (nahezu Effizienzhaus 55) und Sanierung
- Maximale Ausnutzung der Dachflächen mit Photovoltaik unter Berücksichtigung von solaren Gründächern
- Steigerung der Energieeffizienz (Beleuchtung, Rechenzentren, Kommunikations- und Informationstechnik etc.)

Die genannten Anforderungen gelten nicht allein für die Stadt, sondern auch bei der Veräußerung von städtischen Grundstücken an Dritte und werden im Rahmen von Grundstückskauf- oder Pachtverträgen übertragen.

Die Stadt Kiel hat im Norden der Stadt das Gelände am Falckensteiner Ufer gekauft und lässt hier von der Kieler Wirtschaftsförderung in den kommenden Jahren das bestehende Industrie- und Gewerbegebiet StrandOrt zu einem Zukunftsareal für Produktion und Innovation weiterentwickeln. In diesem Zusammenhang soll auch eine nachhaltige Energieversorgung entwickelt werden.

1.1 Standort

Das Projektgebiet StrandOrt (s. Abbildung 1) liegt im Kieler Norden auf der Westseite der Kieler Förde und umfasst 36 ha. Genehmigungsrechtlich handelt es sich um Flächen im unbeplanten Innbereich (§ 34 BauGB) und Außenbereich (§ 35 BauGB) und ist faktisch ein Industriegebiet. Es weist eine 150-jährige Geschichte im Lokomotiv-, Rüstungs- und Motorenbau auf. Auch heute sind verschiedene, produzierende Unternehmen aus Stahlbau und Holzverarbeitung ansässig. Gegenwärtig befinden sich auf dem Gebiet ungefähr 30 Produktions- und Lagerhallen zwischen denen regelmäßiger Lieferverkehr herrscht, da die Unternehmen untereinander teils in ihren Lieferketten vernetzt sind.



Abbildung 1: Projektgebiet mit Nord- (StrandOrt) und Südgelände (Caterpillar)

Das sogenannte Südgelände gehört dem international aufgestellten Motorenhersteller Caterpillar. Der nördliche Teil des Projektgebiets gehörte bis 2018 der J.B. Harder Verwaltung GmbH & Co. KG und wurde von der Landeshauptstadt Kiel aufgekauft. Teile der Infrastruktur wurden nach Aussage der Stadt längere Zeit vernachlässigt, sodass hier zukünftig Investitionen in Straßen, Netze und weitere Infrastrukturen notwendig sind.

Im Norden des Projektgebiets befindet sich ein ehemaliger Panzerübungsplatz, dessen Gelände u.a. auf Grund von Altlasten derzeit wirtschaftlich nicht attraktiv für eine Neubebauung ist. Mittlerweile ist die Fläche verwildert.

Das Projektgebiet bietet infolge der Lage an der Kieler Förde sowie durch die Anbindung an Straßen- und Schienenverkehr durch gute verkehrstechnische Voraussetzungen. Auch die räumliche Nähe zur Hochschule bietet zahlreiche Möglichkeiten für Austausch und Kooperationen. Die (derzeit nicht öffentlich zugängliche) Seefestung Friedrichsort sowie der Falckensteiner Strand bieten darüber hinaus einen hohen Freizeitwert und Möglichkeiten zur Erholung.

Das Areal soll optimale Bedingungen für produzierendes Gewerbe und die Entwicklung innovativer Technologien schaffen.

Es sollen zukünftig rund 16 ha vermarktbar Gewerbe- und Industrieflächen entstehen. Zur Zeit stehen rund 11 ha vermietbare Gesamtflächen (Hallen, Büro, Außenflächen) zur Verfügung. Davon sind ca. 76 % (8,45 ha) vermietet. Einige der Gebäude sollen abgerissen werden. Auf den frei werdenden Flächen sowie auf einigen freien Flächen sollen neue Gebäude entstehen.

Damit wird der StrandOrt Kiel in Zukunft ein innovativer Standort für Industrie, Produktion und Digitalisierung in Kiel sein. Ziel ist es, den zukünftigen Nutzern eine innovative und klimaneutrale Versorgungsinfrastruktur zur Verfügung zu stellen.

1.2 Relevante Akteure

Neben dem Auftraggeber, der Kieler Wirtschaftsförderung (KiWi) sind vor allem die bereits ansässigen Firmen und ihre Bedürfnisse in das Konzept einzubeziehen. Im Rahmen eines Workshops durch den Rahmenplaner im August 2020 hatten die ansässigen Unternehmen die Gelegenheit ihre Belange darzustellen, die im folgenden mit Bezug auf die Energieversorgung zusammengefasst werden.

1.2.1 Caterpillar Motoren GmbH & Co KG

Caterpillar Motoren (CAT) produziert auf dem an das städtische Gebiet angrenzende Südgelände Motoren. Auf dem städtischen Nordgelände werden ein ca. 4.000 m² großes Kundenschulungszentrum sowie ein Motorenprüfstand betrieben. Auf diesem werden unter anderem Motoren bis 10.000 PS teilweise im Dauerbetrieb (2 Wochen, 24/7) getestet. Hierbei kommen verschiedene Kraftstoffe wie Diesel, Schweröl und Gas zum Einsatz.

Auf dem eigenen Werksgelände sowie zu den beiden von CAT genutzten Flächen im Norden finden Transporte u.a. mit Gabelstaplern statt, so dass schwerlastfähige Straßen benötigt werden. Der derzeitige desolate Straßenzustand entspricht nicht den notwendigen Anforderungen.

1.2.2 GETEC Energie Holding GmbH

Die GETEC Energie Holding GmbH ist mit der Energieversorgung des Südgeländes für Caterpillar beauftragt und versorgt den Bereich mit Wasser, Wärme, Erdgas und Druckluft. Im Zentrum der Versorgung steht hierbei eine Energiezentrale mit Erdgaskesseln und Druckluft-Kompressoren. Einige in der Vergangenheit genutzte Anlagen wie eine Umkehrosmoseanlage für eine ehemalige Trinkwasseraufbereitung aus eigenen Brunnen ist nicht mehr in Nutzung.

Der ehemalige Gestattungsvertrag mit Harder für das Nordgelände lief 2017 aus.

1.2.3 Weitere Unternehmen im Projektgebiet

Dataport AöR – IT- Dienstleister für die öffentliche Verwaltung in den Bundesländern Schleswig-Holstein, Bremen, Hamburg, Hessen, Sachsen-Anhalt und Niedersachsen. Der Stromverbrauch ist auf die Datenverarbeitung inkl. Kühlbedarf der Server zurückzuführen. Außerdem ist der Ausbau von E-Ladesäule geplant. Der Kältebedarf und die Abwärme sind nicht bekannt.

Gebrüder Friedrich Werft – spezialisiert auf Marineschiffe, Behördenschiffe, Arbeitsschiffe, Fahrgast-schiffe, Traditionsegler und Kreuzfahrtschiffe. Weiteres Standbein ist der Metallbau, vor allem Stahl und Aluminium. Es wird eine teils starke Vernachlässigung der Infrastruktur (Strom, Gas, Wasser) durch den Vorbesitzer angemerkt. Fahrwege auf dem Gelände seien zum Teil sehr uneben.

MC Pack GmbH – das Verpackungsunternehmen ist spezialisiert auf Industriekunden und bietet Produkte wie Holzpackpaletten, Kartonagen, Füllmaterial, Kisten, Kästen und Boxen an und produziert diese rund um die Uhr. Beliefert wird u.a. Caterpillar mit Transportgestellen und Verpackungen für große Motoren.

Tasco Metallmontage GmbH – ist ein Metallbau-Unternehmen mit einer Produktion 24/7. Zu- und Ablieferungen werden über die Straße und Schiene abgewickelt.

LE Metallbearbeitung GmbH – ist tätig im klassischen Maschinenbau. Angebotene Produkte sind Einzelteilanfertigungen und Kleinserien aus Stahl, Edelstahl, Aluminium, Messing und Kunststoff, CNC-Zerspanung, Vorrichtungsbau mit kurzen Lieferzeiten. Aktuell wird rund um die Uhr im Mehrschichtsystem produziert.

ZET / LKM – entwickelt Bahntechnik und ist in der Ersatzteilerfertigung tätig. Das Unternehmen ist erst seit 2020 am Standort und daher in den Verbrauchsdaten 2019 nicht enthalten.

Strandfabrik – ist ein Open Space zum Anmieten für Kleinunternehmer. Es ist zeitnah eine dezentrale Wärmeversorgung notwendig.

Lindenau Werft GmbH – Die Schiffswerft ist spezialisiert auf maritime Lösungen aller Größenordnungen und Zulieferer anderer Werften, z.B. der Lürssen Werft.

Festung – Hier sind Proberäume für Musiker und Räume für Startups wie z.B. eine Craftbier-Brauerei untergebracht, außerdem wird die Außenfläche für kulturelle Veranstaltungen wie Konzerte genutzt.

Consist Software Solution GmbH - Ein IT-Unternehmen, das in den Bereichen digitale Transformation, IT Security und Managing Services tätig ist.

2 Grundlagen und Energiebedarfsermittlung

Im Rahmen des Energiekonzepts sollen Potenziale und Varianten zur nachhaltigen und erneuerbaren Energieversorgung entwickelt und bewertet werden. Hierzu werden zunächst die Energiebedarfe des Projektgebiets ermittelt, um sie im zweiten Schritt den lokalen Potenzialen gegenüberzustellen.

2.1 Energieversorgung der Vergangenheit und Bestandsnetze

In der Vergangenheit waren Nord- und Südgelände über eine gemeinsame Versorgung mit verschiedenen Medien (Wasser, Dampf, Erdgas) versorgt. Die Versorgung wurde zwischenzeitlich physisch zwischen den beiden Bereichen getrennt. Auf dem Südgelände wurde das veraltete Dampfnetz durch ein Heißwassernetz ersetzt. Auf dem Nordgelände besteht zwingender und vollständiger Sanierungsbedarf bzgl. der leitungsgebundenen Versorgung.

Die in Nutzung befindlichen Gebäude auf dem Nordgelände werden aktuell dezentral, vorrangig durch Hell- und Dunkelstrahler (i.d.R. Flüssiggas), beheizt. Die Gebäude auf dem Südgelände sind an ein Heißwassernetz mit einer VL-Temperatur von ca. 90 °C angeschlossen.

Ein Kältebedarf ist weder auf dem Süd- noch auf dem Nordgelände bekannt. Es bestehen keine Prozesskältebedarfe. Die Raumklimatisierung erfolgt frei über Tore und Fenster.

2.2 Abschätzung des Energieverbrauchs

Die für eine Ansiedlung im Gewerbegebiet StrandOrt in Frage kommenden Wirtschaftszweige sind vorrangig das produzierende Gewerbe sowie wirtschaftsnahe Dienstleistungen.

Für die Ermittlung des Energieverbrauchs werden die den jeweiligen Branchen zugeordneten Flächen mit den flächen- und branchenspezifischen Energieverbrauchswerten verrechnet.

Bei den angesetzten Verbrauchswerten handelt es sich um Strom- sowie Brennstoffverbrauch (letzterer inklusive Fernwärme), die auf Basis von Literaturquellen ermittelt und um eigene Erfahrungswerte und Berechnungen ergänzt wurden. Die Methoden in der Literatur unterscheiden sich demnach: So basieren einige angegebene Verbrauchswerte auf Energiebilanzen, andere wiederum auf repräsentativen stichprobenartigen Erhebungen oder auf gesetzlich festgelegten energetischen Mindeststandards für Neubauten. Die hauptsächlich verwendeten Literaturquellen für die Ermittlung der Bedarfswerte verschiedener Industriebranchen sind ISI 2019¹ sowie ISI 2016². Die Umrechnung der dort verfügbaren personenspezifischen Bedarfswerte in flächenspezifische Werte erfolgte auf Basis von Annahmen zur Fläche pro erwerbstätiger Person in verschiedenen Branchen³.

Einen entscheidenden Anteil der Nutzungen stellt im Projektgebiet das verarbeitende Gewerbe dar.

Dies umfasst auch die energieintensiven Branchen wie das Papiergewerbe, die chemische/pharmazeutische Industrie, das Glas-/Keramikgewerbe und die Verarbeitung von Steinen und Erden, sowie die Metallbranche (Metallerzeugung, NE-Metalle, Gießereien, Metallbearbeitung). Innerhalb des verarbeitenden Gewerbes bestehen je nach Industriezweig erhebliche Unterschiede im Energieverbrauch für Wärme (Heizung, Brauchwarmwasser, Prozesswärme), (Prozess-)Kälte sowie Strombedarf für mechanische Arbeit, Beleuchtung, Informations- und Kommunikationstechnik.

Insbesondere auf dem Südgelände sind große Prozesswärmebedarfe durch Elektroöfen zur Metallschmelzung bekannt.

Bei den Dienstleistungen, die sich möglicherweise im Gewerbegebiet StrandOrt ansiedeln werden, handelt es sich um wirtschaftsnahe Dienstleistungen, wie Handel und Logistik sowie um öffentliche Einrichtungen und Veranstaltungsgebäude. Auch eine Ansiedlung von Rechenzentren oder anderen IT-Dienstleistungsunternehmen wird im jetzigen Planungsstadium nicht ausgeschlossen und daher auch in den Bedarfsszenarien berücksichtigt.

Die Energieverbrauchswerte des Wirtschaftszweigs Handel und Logistik weisen eine vergleichsweise große Spannweite auf, da unter diesem Begriff sowohl der Einzel- und Großhandel im Food- und Non-Food-Bereich als auch Speditions- und Lagerhallen gefasst werden.

¹ Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (2019): Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2018 bis 2020 für die Sektoren Industrie und GHD.

² Fraunhofer ISI (2016): Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2013 bis 2015 mit Aktualisierungen der Anwendungsbilanzen der Jahre 2009 bis 2012.

³ Statistisches Bundesamt (2004): Produzierendes Gewerbe. Beschäftigung und Umsatz der Betriebe des Verarbeitenden Gewerbes. (Fachserie 4, Reihe 4.1.1). Sowie: Statistisches Bundesamt (2018): Produzierendes Gewerbe. (Fachserie 4, Reihe 4.1.1).

Die Brennstoff- und Stromverbrauchswerte der öffentlichen Gebäude werden durch die Mittelung typischer Verbrauchswerte für Gastronomiebetriebe (Kantinen), Kindertagesstätten und Veranstaltungsgebäude abgeschätzt.⁴

Um den großen Schwankungsbreiten der Bedarfe der unterschiedlichen Branchen und Nutzungen gerecht zu werden, wurden im Weiteren verschiedene Szenarien gebildet, um eine mögliche Bandbreite der Bedarfe abzubilden.

Soweit möglich wurden die heutigen Verbräuche durch Abstimmung mit den aktuellen Mietern verifiziert. Hierfür wurde ein Fragebogen bzgl. Energieträgern und -bedarfen entwickelt und an die ansässigen Unternehmen versandt. Durch Rücklauf der Antworten und einige Gespräche mit den ansässigen Unternehmen konnten die abgeschätzten Energiebedarfe verifiziert bzw. konkretisiert werden.

Da die tatsächlich bebaute Fläche, deren zukünftige Nutzung sowie die zeitliche Erschließung der Flächen noch nicht final feststeht, wurden im Weiteren drei Szenarien gebildet, um eine mögliche Bandbreite der Bedarfe abzubilden:

- Basis: Bestehender Bedarf des Nordgeländes + Leerstandsflächen + ca. 50 % der Neubauf Flächen
- Mittel: Basis zzgl. der weiteren 50 % der Neubauf Flächen
- Hoch: Mittel zzgl. des Bedarfs auf dem Südgelände durch CAT

Die unterschiedlichen Energieformen sind für die zentrale Bereitstellung unterschiedlich relevant und geeignet und werden im Weiteren einzeln dargestellt.

2.3 Wärmebedarf

Der Bedarf für Heizwärme und Brauchwarmwasser variiert in den drei Szenarien zwischen 1,8 und 7,6 GWh p.a. zzgl. dem Bedarf von Caterpillar von ca. 5,6 GWh p.a. Es bleibt jedoch zu berücksichtigen, dass in Gewerbe- und Industriegebieten die jeweilige Nutzung Einfluss auf den Raumwärmebedarf der Gebäude haben kann. Dort, wo innere Lasten auf Grund von Produktionsanlagen oder sonstigen Wärmequellen bestehen, wird weniger geheizt und ggf. gekühlt werden müssen. Des Weiteren

⁴ BMWi und UM (2015): Bekanntmachung der Regeln für Energieverbrauchswerte und der Vergleichswerte im Nichtwohngebäudebestand. (URL: http://www.coaching-kommunaler-klimaschutz.de/fileadmin/inhalte/Dokumente/StarterSet/BMVBS_Energieverbrauchskennwerte_und_der_Vergleichswerte_im_Nichtwohngeb%C3%A4udebestand.pdf) sowie Energieinstitut der Wirtschaft GmbH (2012) Energiekennzahlen in Dienstleistungsgebäuden (URL: https://www.energieinstitut.net/de/system/files/0903_final_dienstleistungsgebäude_20120530.pdf)

hat der Baukörper einen Einfluss auf den Wärmebedarf. So weisen Neubauten oder sanierte Bestandsgebäude niedrigere spezifische Bedarfe auf als der Gebäudebestand.

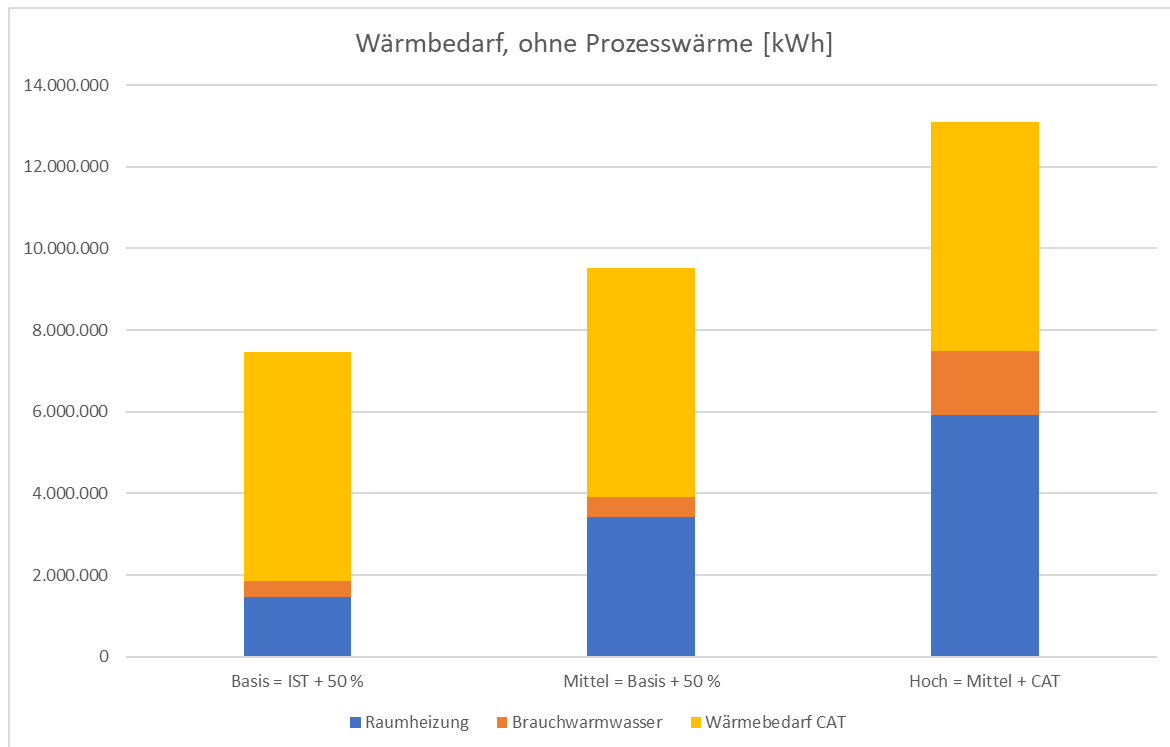


Abbildung 2: Wärmebedarf für Raumheizung und Brauchwarmwasser

Heizwärme und Brauchwarmwasser sind auf Grund eines ähnlichen und niedrigen Temperaturniveaus und der Wärmedichte gut für eine zentrale Versorgung über ein Wärmenetz geeignet. In zukunftsfähigen und nachhaltigen Gebieten wird hierfür ein Temperaturniveau von max. 60 °C angesetzt. Dies bedeutet für die Bestandsgebäude eine Überprüfung der Wärmeversorgung und ggf. eine Sanierung. Hiervon können sowohl die energetische Sanierung der Gebäudehülle als auch die Heizungsverteilung betroffen sein. Während in der Vergangenheit i.d.R. mit leistungsstarker Heizungsverteilung auf hohem Temperaturniveau von ca. 90 °C geheizt wurde, kann der Wärmebedarf auf niedrigerem Temperaturniveau energieeffizienter zur Verfügung gestellt werden. Voraussetzung hierfür sind entweder eine Absenkung des Energiebedarfs z.B. durch Dämmung des Gebäudes oder weitere Einsparpotenziale oder die ausreichende Dimensionierung der Heizungsverteilung, entscheidend ist hier i.d.R. die Fläche der Wärmeübertragung.

Prozesswärmebedarfe hingegen können in Abhängigkeit der Nutzungen auf sehr unterschiedlichen Temperaturniveaus und mit sehr unterschiedlichen Leistungen anfallen (s. Abbildung 3).

Entsprechend ist es schwierig bzw. unwirtschaftlich eine zentrale Versorgung dafür vorzuhalten. Es wird daher eine dezentrale Lösung dieser Bedarfe empfohlen.

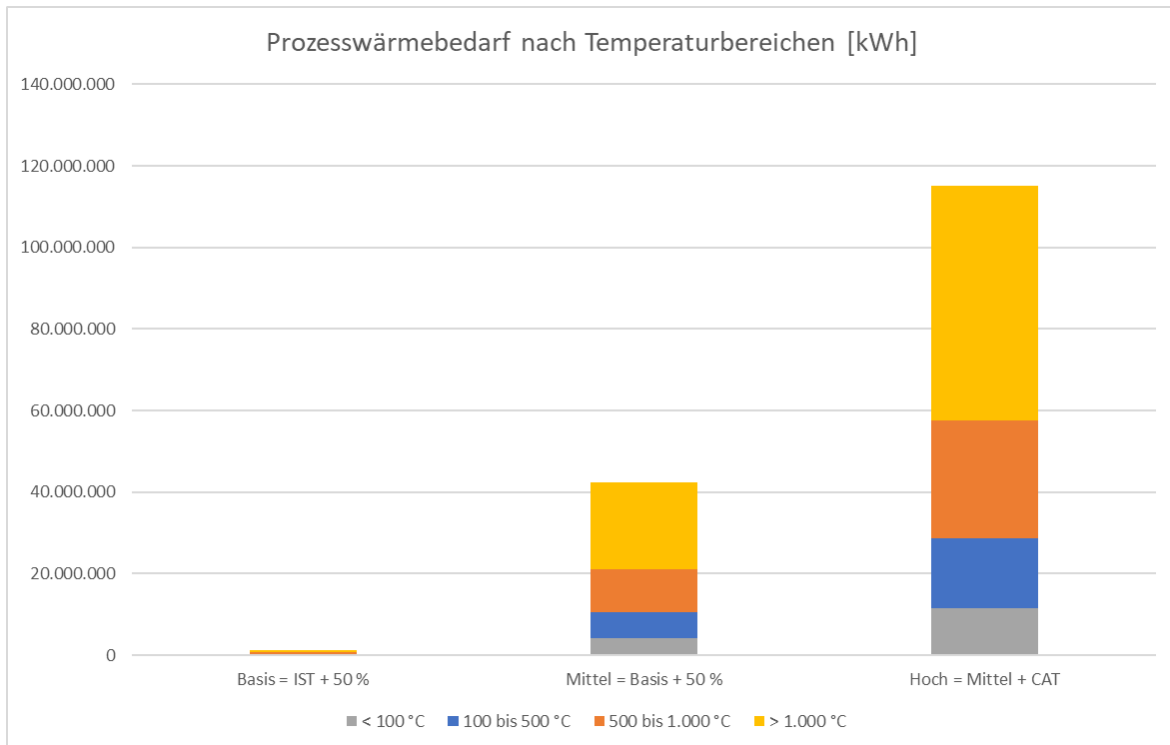


Abbildung 3: Prozesswärmebedarfe in verschiedenen Szenarien

2.4 Strombedarf

Ähnlich wie der Prozesswärmebedarf hängt auch der Strombedarf im Projektgebiet stark von den zukünftigen Nutzungen ab. Während Beleuchtung, IKT und Klimakälte noch relativ kleinen Bedarfen entsprechen, können insbesondere für mechanische Arbeit sehr große Bedarfe anfallen. Abbildung 4. Hier sind im Stromnetzkonzept entsprechend Lastreserven und Leerrohre für einen Ausbau der Stromversorgung vorzusehen.

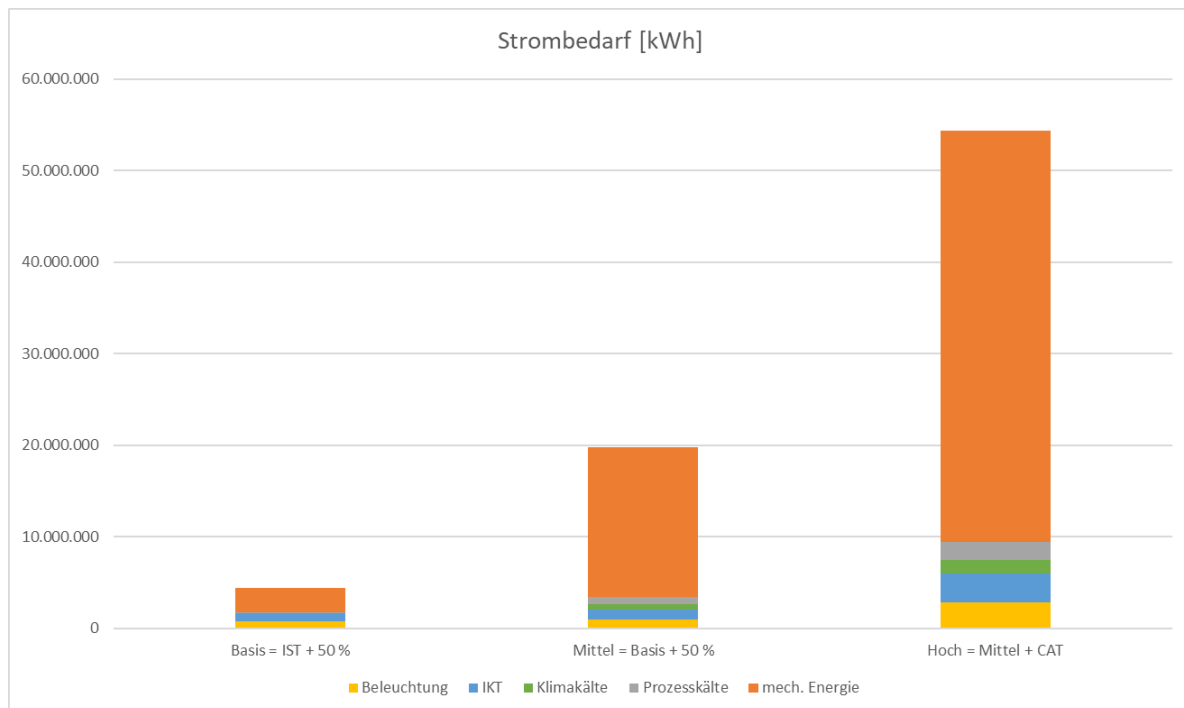


Abbildung 4: Strombedarf in verschiedenen Szenarien

2.5 Kältebedarf

Im aktuellen Bestand ist kein Kältebedarf bekannt. Weder durch Gespräche mit dem Energieversorger GETEC auf dem Südgelände noch im Rahmen der Fragebögen an die aktuellen Nutzer konnten Bedarfe ermittelt werden. Die vorherrschenden Branchen des produzierenden Gewerbes und der metallverarbeitenden Industrie erfolgt vorrangig in großen Hallen, die teils über große Tore belüftet werden können. Lt. Aussage der Akteure vor Ort sei man durch die konkreten Anwendungsfälle, z.B. in der Nähe großer Schmelzöfen hohe Temperaturen gewohnt und eine Klimatisierung sei historisch nicht bekannt. Der zukünftige Bedarf hängt von verschiedenen Aspekten ab. Einerseits steigt der Anteil sogenannter „Hitzetage“ und in einem neuen Gewerbegebiet werden i.d.R. andere Ansprüche an Komfort und Klimatisierung gestellt als im historisch gewachsenen Industriegebiet. Auf der anderen Seite bestehen verschiedene Möglichkeiten durch die bauliche Gestaltung und Nutzung von thermischer Masse der Neubauten, außenliegendem Sonnenschutz, Gründächern sowie Freier Kühlung den zusätzlichen Klimatisierungsbedarf zu minimieren. Es wird daher die Empfehlung gegeben, den Bedarf im ersten Schritt durch bauliche Maßnahmen zu minimieren. Im zweiten Schritt wird beispielsweise für große (Produktions-)Hallen mit geringer thermischer Masse und ggf. inneren Lasten, die dazu neigen sich bei warmen Temperaturen schnell aufzuheizen, empfohlen Vorzugsgebiete auszuweisen, in denen eine zentrale Kälteversorgung vorgesehen werden kann.

Prozesskältebedarfe können analog zu den Prozesswärmebedarfen in benötigtem Temperaturniveau und Leistung stark schwanken. Auch hier wird daher eine dezentrale und bedarfsgerechte Lösung empfohlen.

2.6 Branchenspezifische Bedarfe

Nutzer- und anwendungsspezifische Bedarfe hängen stark davon ab, welche Unternehmen und Branchen sich letztlich im Projektgebiet ansiedeln. Die Möglichkeiten der Branchen und Anwendungen sind so zahlreich, dass hier nur ein beispielhafter Überblick gegeben werden kann. Tabelle 1 zeigt Anwendungen und erforderliche Energiebedarfe verschiedener Branchen.

Da die branchen- und nutzerspezifischen Bedarfe auf verschiedenen Ebenen (Menge p.a., benötigte Leistung und Temperaturniveau) variabel sind und durch einen späteren Wechsel der Nutzer veränderlich bleiben, werden hier dezentrale Lösungen empfohlen. Ggf. können aber bestimmte Bedarfe wie Raumklimatisierung, Kühlkälte auf moderatem Temperaturniveau oder Druckluft, die häufig benötigt werden, in bestimmten Vorzugsgebieten des Projektgebiets für eine teil-zentrale Versorgung vorgehalten werden. In diesen Vorzugsgebieten empfiehlt sich dann die Ansiedlung bestimmter Branchen mit den eben genannten Bedarfen, wie z.B. Rechenzentren oder Nahrungsmittelindustrie mit Kühlbedarf.

Aktuell sind gemäß den Fragebögen und Gesprächen mit den ansässigen Unternehmen im Projektgebiet nur minimale Wasserstoffbedarfe in der Produktion bekannt. Diese werden über den Bezug von Gasflaschen gedeckt.

Tabelle 1: Anwendungsbezogene Energiebedarfe

Kategorie	Branche	Produkte	Verfahren / Tätigkeiten	Energieeinsatz	Temperaturbereich
Verarbeitend, nicht-energieintensiv	Nahrungsmittel, Ernährung und Tabak (Food)	Verarbeitung agroindustrialier Produkte, Verarbeitung von Milch- und Fleischprodukten	Prozesswärme (Erwärmen, Kochen, Pasteurisieren etc.), Brauchwarmwasser Mechanische Energie (Zerkleinern, Rühren, Formen etc.) Querschnittstechnologien wie Lüftung, Kälte, Pumpen und Druckluft (Trocknen)	Heißwasser oder Dampf Strom Wärmeträgeröle	Niedertemperaturbereich (bis 250 °C) 60-140 (Kochen, Pasteurisieren) 40-240 (Trocknen), nur vereinzelt höher
Verarbeitend, nicht-energieintensiv	Gummi und Kunststoff	Herstellung und Verarbeitung von Kunststoffen	Prozesswärme (Erwärmen, warmhalten), Mechanische Energie (Zerkleinern, Rühren, Formen etc.) Querschnittstechnologien wie Lüftung, Kälte, Pumpen und Druckluft	Dampf, Wärmeträgeröle Strom	Niedertemperaturbereich (bis 250°C, vereinzelt bis 500°C)
Verarbeitend, nicht-energieintensiv	Maschinenbau, Fahrzeugbau, sonstiges	Produktion von Maschinen, Fahrzeugen u.ä.	Mechanische Bearbeitung (Schweißen, Fräsen, Sägen etc.)	Strom Prozesswärme	Hochtemperaturbereich (bis über 1000 °C)
Verarbeitendes, energieintensives Gewerbe	Papierherstellung	Holzstoffherstellung, Faserstoffaufbereitung	Zerfaserung, Trocknung, Imprägnierung	Prozesswärme Strom	Niedertemperaturbereich (bis 250 °C), vereinzelt höher (z.B.

			Mechanische und chemische Aufbereitung Stromintensive Aufbereitung von Altpapier		Trocknen), aber größtenteils darunter
Verarbeitendes, energieintensives Gewerbe	Chemie und Pharmazie	Herstellung von Gasen, Flüssigkeiten und Feststoffen Luftzerlegung	Prozesswärme (Kochen, Destillieren, Reaktionen) Querschnittstechnologien Ggf. Nutzung von Prozessgasen	Brennstoffe zur Wärmeerzeugung Strom	Mittlerer bis Hochtemperaturbereich (bis über 1000 °C)
Verarbeitendes, energieintensives Gewerbe	Glas, Keramik	Herstellung von Behälterglas Einschmelzen von Altglas	Befuerung mit Brennstoffen Elektrische Zusatzheizungen		Hochtemperaturbereich (bis über 1000 °C)
Verarbeitendes, energieintensives Gewerbe	Metall- und NE-Metallerzeugung, -bearbeitung	Herstellung von Eisen und Stahl, Aluminium, Kupfer	Einschmelzen und Ausgießen, Lichtbogenöfen Ggf. Verstromung von Prozessgasen Weiterverarbeitung (Umformung, Wärmebehandlung)	Brennstoffe Strom	Hochtemperaturbereich (bis über 1000 °C)

			Elektrolyse Induktionsöfen		
Wirtschaftsnahe Dienstleistungen	Bürogebäude		Rechnerarbeitsplätze Serverräume Brauchwarmwasser		
Handel und Logistik	Lagerhallen Food, non-food Großhandel		Kühlen Warmhalten Belüften Ggf. Ab- und Umfüllen Brauchwarmwasser		
Öffentliche Einrichtungen, Veranstaltungs- und Seminargebäude	Gaststätten, Kindertagesstätten, Veranstaltungsräume	Zubereitung von Speisen und Getränken	Brauchwarmwasser Erwärmen, warmhalten Kühlen		
Rechenzentren		Bereitstellung von Rechenleistung	Klimatisierung	Strom	
Branchenübergreifend		Lüftung, Klimatechnik, Kälte, Druckluft			

2.7 Energieverbrauch Fazit

Der Energieverbrauch im Projektgebiet ist stark nutzerabhängig und hängt vor allem von den zukünftigen Ansiedlern und deren Nutzungen ab. Dies betrifft insbesondere die Bereiche Strom für Mechanische Arbeit, Prozesswärme und Kälte.

Der Wärmebedarf für Raumheizung und Brauchwarmwasser schwankt verhältnismäßig moderat und ist somit gut für eine zentrale Versorgung geeignet. Voraussetzung für eine nachhaltige Energieversorgung mit geringen CO₂-Emissionen ist hierbei jedoch die Absenkung der Vorlauf-Temperatur auf ca. 60 °C und die Umsetzung der hierfür notwendigen Sanierungsmaßnahmen in den einzelnen Gebäuden. Wo die Vorlauf-Temperatur nicht ausreichend abgesenkt werden kann, kann die zentral bereitgestellte Wärmemenge dezentral z.B. mit Hochtemperatur-Wärmepumpen nacherhitzt werden.

In der Stromversorgung wird empfohlen Leistungsreserven und Leerrohre vorzusehen, um die Leistungsbereitstellung zu einem späteren Zeitpunkt dem Bedarf anzupassen.

Für nutzungsspezifische Bedarfe werden i.d.R. dezentrale und bedarfsorientierte Lösungen vorgeschlagen, da die Bedarfe meist schlecht vorherzusehen sind und sich mit dem Wechsel eines Nutzers stark verändern können.

3 Potenziale zur Nutzung lokaler erneuerbarer Energie und Kraft-Wärme-Kopplung

Um die ermittelten, zukünftigen Bedarfe zu decken, werden verschiedene erneuerbare Energiepotenziale in Betracht gezogen. Die Potenzialbewertung der einzelnen Energiequellen und Technologien wird in den folgenden Kapiteln erläutert.

3.1 Zentrale Großwärmepumpen

Es stehen verschiedene Umwelt- und Abwärmequellen zur Verfügung, die jedoch i.d.R. auf einem niedrigerem als dem gewünschten Nutztemperaturniveau anfallen. Mit Großwärmepumpen kann das Temperaturniveau energieeffizient auf die gewünschte Zieltemperatur im Bereich von 40 bis 60 °C angehoben werden.

Mit einem Übertragungsmedium wie Luft, Wasser oder Sole (Wasser-Frostschutzmittel-Gemisch) wird der Wärmequelle Wärme entzogen und in die Wärmepumpe geführt. Die übertragene Wärme wird dazu genutzt ein Kältemittel zu verdampfen. Dies geschieht auf Grund der Kältemittleigenschaften bereits bei niedrigen Temperaturen. Der Kältemitteldampf wird im Verdichter der Wärmepumpe unter Einsatz elektrischer Energie verdichtet, um die Wärme auf ein nutzbares Temperaturniveau anzuheben. Die so gewonnene Wärme wird über einen Wärmetauscher an den Heizkreislauf bzw. ein Wärmenetz weitergegeben. Der Kältemitteldampf wird durch ein Expansionsventil entspannt und wieder dem Kreislauf hinzugefügt.

Der Wirkungsgrad einer Wärmepumpe bezogen auf die eingesetzte elektrische Energie beschreibt der Coefficient of Performance (COP), welcher auf empirischen Ansätzen beruht und nur im Auslegungspunkt erreicht wird. Im tatsächlichen Betrieb ergibt sich die sogenannte Jahresarbeitszahl (JAZ) als Quotient aus erzeugter Wärme zu eingesetzter elektrischer Energie als Äquivalent zum Wirkungsgrad der Wärmepumpe. Die Jahresarbeitszahl hängt stark von Quell- und Zieltemperatur ab. Je höher die Quelltemperatur und je niedriger die Zieltemperatur, desto höher die Jahresarbeitszahl und umgekehrt.

Eine monovalente (alleiniger Erzeuger) Luft-Wasser-Wärmepumpe erreicht mit der in der relevanten Heizperiode geringen Quelltemperatur lediglich eine JAZ von ca. 3. Somit werden aus einer kWh elektrischer Energie ca. 3 kWh thermische Energie erzeugt. Die weiteren 2 kWh werden von der Umweltwärmequelle bezogen. Bei gleicher Zieltemperatur erreicht hingegen eine Wärmepumpe mit Geothermie oder Abwasser als Umweltwärmequelle auf Grund der höheren Quelltemperatur insbesondere während der Heizperiode eine Jahresarbeitszahl von ca. 4.

3.1.1 Oberflächennahe Geothermie

Als oberflächennahe Geothermie wird die Erschließung von Erdwärme in einer Tiefe von bis zu 400 m bezeichnet. Im Plangebiet StrandOrt besteht die Möglichkeit, Erdwärmesonden zur Erschließung der im Untergrund gespeicherten Wärme zu nutzen. Diese werden als Doppel-U-Rohre in senkrechten Bohrungen eingelassen und fest eingebaut. In den Rohren zirkuliert eine Wärmeträgerflüssigkeit, die Wärme aus dem Erdreich aufnimmt und an die Oberfläche zu einer Wärmepumpe transportiert, welche die Wärme auf ein höheres Temperaturniveau bringt. Die Tiefe der Erdwärmesonden beträgt meist 50 bis 160 m, der Bohrdurchmesser nur etwa 12 cm. Die Sonden sollten in einem Abstand von etwa 6 bis 9 m zueinander eingebracht werden, um eine gegenseitige Beeinflussung der Sonden zu vermeiden. Die Sondenfelder können überbaut werden, daher ist die Technologie relativ flächeneffizient.

Entscheidend für das oberflächennahe Geothermiepotenzial ist die über die Bohrtiefe gemittelte Entzugsleistung der Sonden in W/m, die abhängig ist von der Wärmeleitfähigkeit des Untergrundes, der Auslegung der Wärmepumpe (Austrittstemperatur des Wärmeträgermediums aus der WP) und den Betriebsstunden.

Die Wärmeleitfähigkeit des Untergrundes ist für Schleswig-Holstein im Landwirtschafts- und Umweltatlas⁵ flächendeckend auf Basis von bestehenden Bohrungen und Messungen sowie einer Interpolation dazwischen angegeben. Im Plangebiet beträgt sie im Durchschnitt etwa 2 W/mK gemittelt über eine Bohrtiefe von 0 bis 100 m (s. Abbildung 5). Dieser Wert dient als Orientierungshilfe für die Ermittlung der Entzugsleistung nach VDI 4640 und für die Potenzialbestimmung. Im weiteren Verlauf sind bei der Planung der Anlage Probebohrungen und ein Geothermal Response Tests erforderlich, um die tatsächliche Wärmeleitfähigkeit der ausgewählten Fläche zu bestimmen.

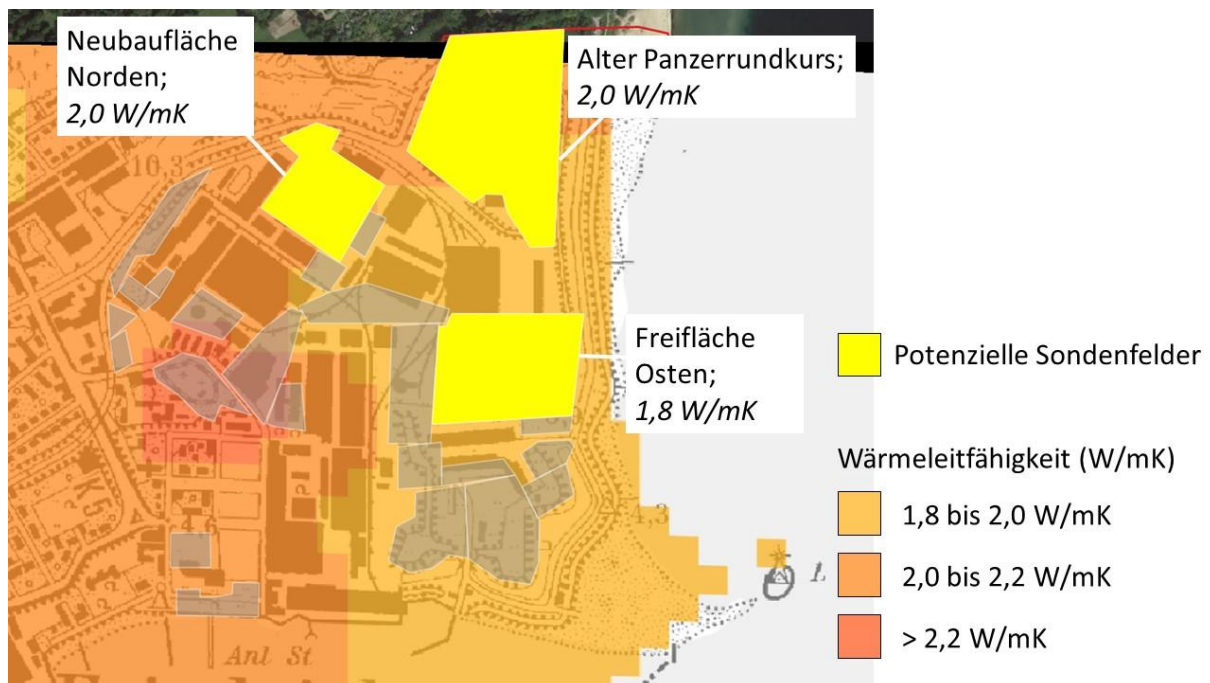


Abbildung 5. Plangebiet mit Wärmeleitfähigkeit auf Basis des Landwirtschafts- und Umweltatlas und gelb markierte potenzielle Flächen für Erdsondenfelder.

Die Flächen, auf denen eine geothermische Nutzung in Form von Erdwärmesondenfeldern evtl. möglich ist (größere zusammenhängende Freiflächen oder erst zukünftig bebaute Flächen), sind in Abbildung 5 transparent grau gekennzeichnet. Für die gelb markierten Flächen wurde das Potenzial sowohl technisch als auch genehmigungsrechtlich vertiefend betrachtet, da hier auf Grund der großen zusammenhängenden, un bebauten Flächen das Potenzial am aussichtsreichsten schien.

In Abstimmung mit der unteren Wasserbehörde mussten die Flächen „Panzerrundkurs“ sowie „Freifläche im Osten“ jedoch verworfen werden. Auf Grund von Altlasten im Boden ist eine Durchdringung der darunterliegenden Torfschicht dringend zu vermeiden, um die Grundwasserschichten darunter zu

⁵ <http://www.umweltdaten.landsh.de/p.a.tlas/script/index.php>

schützen. Geothermische Anlagen sind demnach in diesen Bereichen von vorneherein nicht genehmigungsfähig. In der Weiteren Betrachtung verbleibt somit vorerst lediglich die „Neubaufäche Nord“. Aus wasserrechtlicher und bodenschutzrechtlicher Sicht bestehen allerdings auch dort Bedenken gegen eine Erdwärmenutzung, da nicht auszuschließen ist, dass die Nutzung negative Auswirkungen auf die Altlastsituation in dem Bereich hat und da die Auswirkungen auf das Wasserwerk Pries mit seinen Trinkwasserbrunnen in unmittelbarer Nähe unter anderem auch wegen der dortigen schwierigen Geologie derzeit nicht abzuschätzen sind.

Mit einer angenommenen Bohrtiefe von 100 m, einem Anlagenbetrieb mit 1.800 bis 2.100 Jahresvolllaststunden pro Jahr und den angegebenen Wärmeleitfähigkeiten ergeben sich nach VDI 4640 Anhang 2 die in Tabelle 2, Tabelle 3 und Tabelle 4 angegebenen Potenziale für die oberflächennahe Geothermie.

Tabelle 2: Potenziale oberflächennahe Geothermie für WP-Austrittstemperatur $\geq -5\text{ °C}$

			1.800 Jahresvolllaststunden			2.400 Jahresvolllaststunden		
Art	Fläche [m ²]	Anzahl Sonden	Entzugsleistung [W/m]	Leistung [MW]	Wärme [GWh p.a.]	Entzugsleistung [W/m]	Leistung [MW]	Wärme [GWh p.a.]
Neubaufäche Norden	26.160	726	33,9	2,5	4,4	28,3	2,1	4,9

Tabelle 3: Potenziale oberflächennahe Geothermie für WP-Austrittstemperatur $\geq -3\text{ °C}$

			1.800 Jahresvolllaststunden			2.400 Jahresvolllaststunden		
Art	Fläche [m ²]	Anzahl Sonden	Entzugsleistung [W/m]	Leistung [MW]	Wärme [GWh p.a.]	Entzugsleistung [W/m]	Leistung [MW]	Wärme [GWh p.a.]
Neubaufäche Norden	26.160	726	28,9	2,1	3,8	24,3	1,8	4,2

Tabelle 4: Potenziale oberflächennahe Geothermie für WP-Austrittstemperatur $\geq -0\text{ °C}$

			1.800 Jahresvolllaststunden			2.400 Jahresvolllaststunden		
Art	Fläche [m ²]	Anzahl Sonden	Entzugsleistung [W/m]	Leistung [MW]	Wärme [GWh p.a.]	Entzugsleistung [W/m]	Leistung [MW]	Wärme [GWh p.a.]
Neubaufäche Norden	26.160	726	21,5	1,6	2,8	17,8	1,3	3,1

Demnach steht für die **Neubaufäche Norden** in Abhängigkeit der Austrittstemperatur und der Betriebsdauer ein geothermisches Potenzial von **2,8 GWh p.a. bis 4,9 GWh p.a.** zur Verfügung. In Abbildung 6 sind die ermittelten Potenziale graphisch abgebildet. Diese Potenziale müssten noch mittels Wärmepumpe auf nutzbare Temperaturniveaus angehoben werden.

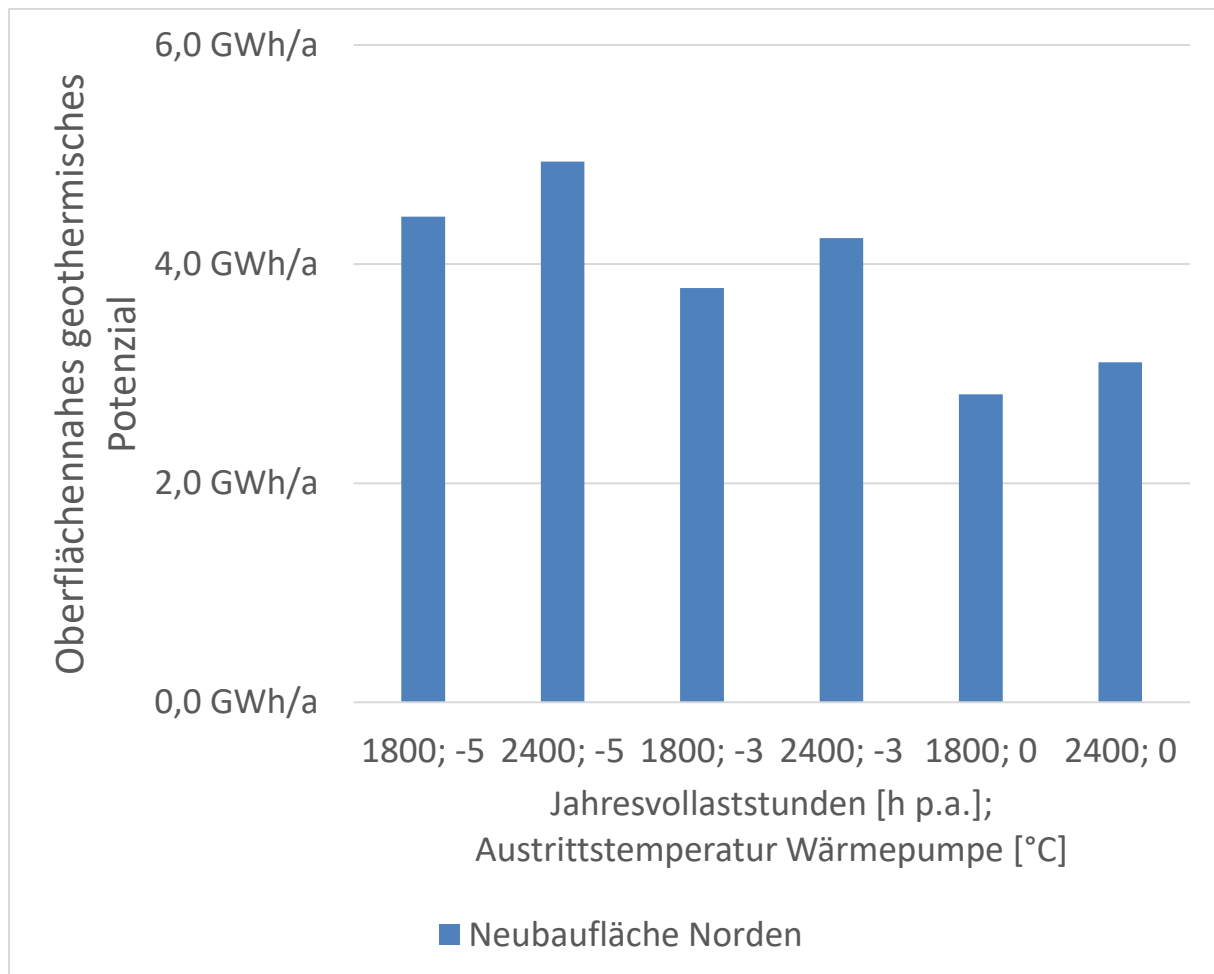


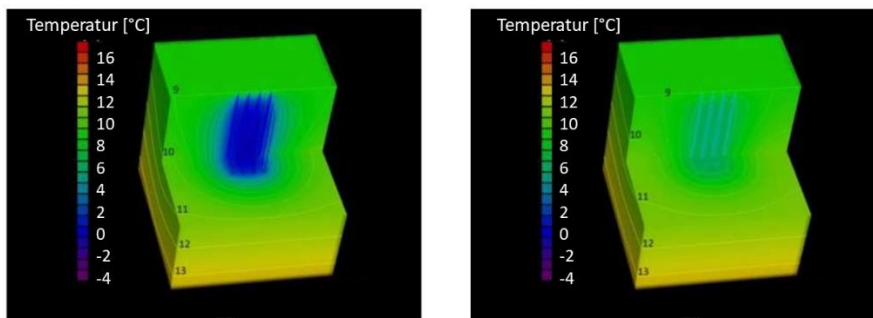
Abbildung 6: Übersicht der Potenziale für oberflächennahe Geothermie.

Es besteht die Möglichkeit einer **sommerlichen Regeneration** des Erdsondenfeldes. Dabei wird nach dem Heizbetrieb im Winter, bei dem das Erdreich ausgekühlt wird, im Sommer Wärme in den Untergrund eingespeist und somit die Auskühlung wieder regeneriert. In der Regel sind die Jahresvollaststunden für den Heizbetrieb dadurch begrenzt, dass das System entsprechend ausgelegt wird, um eine Vereisung des Untergrundes zu verhindern. Mit der Regeneration des Untergrundes sind höhere Jahresvollaststunden für den Heizbetrieb möglich. Anstatt 1.800 Vollaststunden sind so beispielsweise 2.400 Stunden für den Heizbetrieb möglich.

Die Regeneration durch die Einspeisung von Wärme im Sommer kann entweder mittels Solarthermie oder mittels Kühlsystemen geschehen. Bei der solarthermischen Regeneration wird die in Solarthermie-Modulen bzw. Solarabsorbern erzeugte überschüssige Wärme, die den sommerlichen Bedarf

überschreitet, im Untergrund gespeichert. Bei der sommerlichen Regeneration mit Raumkühlung wird die Überschusswärme aus den Gebäuden ins Erdreich abgeführt und gespeichert.

So wird die Erde, der im Heizbetrieb Wärme entzogen wird, künstlich regeneriert, langfristig nachhaltiger bewirtschaftet und vor Frost geschützt (vgl. Abbildung 7). Das Gesamtsystem erreicht durch die Regeneration eine höhere Effizienz, sodass auf der geothermischen Seite z.B. die erforderlichen Bohrmeter reduziert werden können oder das Erdsondenfeld verkleinert werden kann. In der hier durchgeführten Potenzialermittlung wird der höheren Effizienz durch die gesteigerte Anzahl der Volllaststunden Rechnung getragen.



Simulation über 30 Jahre nur Heizen

Simulation über 30 Jahre Heizen + Kühlen

Abbildung 7: Vergleich zweier identischer Erdsondenfelder mit unterschiedlicher Nutzung. (Quelle: GeoEnergy Celle e.V. (2016): Einführung in die Oberflächennahe Geothermie.)

Wenn die Nutzung der oberflächennahen Geothermie zum Heizen (und evtl. Kühlen) weiterverfolgt werden soll, müssen im nächsten Schritt eine Probebohrung und ein Thermal-Response-Test (TRT) durchgeführt werden. Der TRT ist ein wesentlicher Bestandteil der geothermischen Erkundung des Projektstandortes für Anlagen mit Heizleistungen ab 30 kW und ermöglicht die genaue Ermittlung von verschiedenen Parametern, die für die Dimensionierung und Auslegung der Erdwärmesonden erforderlich sind, wie beispielsweise die effektive mittlere Wärmeleitfähigkeit des Untergrundes und der thermische Bohrlochwiderstand der Erdwärmesonde. Die Probebohrung wird anschließend zu einer Erdwärmesonde ausgebaut und kann in das spätere Erdwärmesondenfeld integriert werden. Weiterhin muss in Abstimmung mit der zuständigen Behörde eine Auslegung des Gesamtsystems durch numerische Modellierungen und Simulationen erfolgen.

Die zuständige Behörde für oberflächennahe Geothermie ist das Landesamt für Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume Schleswig-Holstein (LLUR)⁶.

Bezüglich der rechtlichen Rahmenbedingungen sind bergrechtliche Aspekte (bei einer Bohrtiefe von über 100 m), Regelungen des Lagerstättengesetzes (Bohrungen/geophysikalische Untersuchungen beim Staatlichen Geologischen Dienst anzeigen, in SH ist das LLUR zuständig) sowie wasserrechtliche Aspekte zu beachten.⁷ Für die Installation der Erdwärmesonden (ab einer Tiefe von 10 m) wird eine

⁶ Abteilung Geologie und Boden, Tel. 04347 / 704-563, E-Mail claudia.thomsen@llur.landsh.de

⁷ Vgl. LLUR (2011): Leitfaden zur geothermischen Nutzung des oberflächennahen Untergrundes. (http://www.umweltdaten.landsh.de/nuis/upool/gesamt/geologie/geothermie_2011.pdf)

wasserrechtliche Erlaubnis der zuständigen Wasserbehörde benötigt. Im Plangebiet sind für die Errichtung von Erdwärmesonden zusätzliche Beschränkungen einerseits durch vorhandene Altlasten im Boden andererseits durch die relative Nähe zum Wasserwerk Pries zu prüfen.

Ergänzender Hinweis: Im weiteren Verlauf des Energiekonzepts hat die zuständige Behörde (Untere Wasserbehörde) bzgl. der Genehmigung von oberflächennaher Geothermie in der Zwischenzeit einer Überbauung von Erdsonden widersprochen. Laut aktuellem Stand verbleiben damit auf Grund von Altlasten im Boden keine Flächen für eine geothermische Nutzung. Ob dennoch einzelne überbaute Flächen durch entsprechende Vorkehrungen (Revisionsöffnungen, Konzept der späteren Verfüllung etc.) genehmigungsfähig genutzt werden könnten, wäre bei Bedarf im Einzelfall in Abstimmung mit der unteren Wasserbehörde zu prüfen.

3.1.2 Umweltquelle Meerwasser Kieler Förde

Die Projektlage, dicht an der Kieler Förde, bietet sehr gute Möglichkeiten Meerwasser mittels Wärmepumpe als Wärmequelle zu nutzen. Bei der Nutzung von Meerwasser als Wärmequelle ist einerseits die Temperatur im Jahresverlauf zu beachten und andererseits die Qualität des Wassers im Hinblick auf Partikel und Schwebstoffe sowie der biologischen Aktivität zu berücksichtigen.

Wie in Abbildung 5 zu sehen ist, wird im Juli und August eine Temperatur von teilweise bis zu 20°C in der Kieler Förde erreicht. Im Februar sinkt die Temperatur bis auf 2°C ab. Der Gefrierpunkt liegt bei ca. -0,7°C, da eine Salinität von ca. 1,4 % vorliegt. Die Förde zählt somit zu den mixohalinen Gewässern.⁸ Besonders in den kälteren Monaten, in denen ein erhöhter Wärmebedarf auftritt, kann sich der Salzgehalt des mixohalinen Gewässers nützlich machen, da dem Wasser so mehr Wärme entzogen werden kann, bevor der Gefrierpunkt erreicht wird - den es zu verhindert gilt.

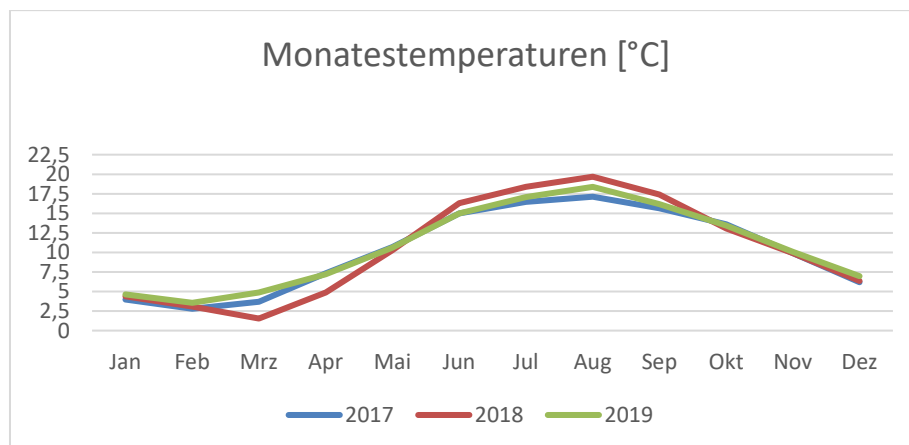


Abbildung 8: Durchschnittstemperaturen der Kieler Förde (Quelle: BSH)

3.1.2.1 Direkte Meerwassernutzung

Je nach Innovationsinteresse gibt es zwei Techniken, die in der Lage sind, Meerwasser als Umweltquelle zu nutzen. Bei der **direkten Nutzung mit Filtersystem** wird die sensible Wärme des Wassers

⁸ Ricklefs, K. (2013). Abschlussbericht zu morphologisch-sedimentologischen sowie hydrologischen Naturuntersuchung in der Kieler Förde. 10.13140/RG.2.1.3646.0567.

genutzt. Das bedeutet, dass das Wasser um eine gewisse Differenz abgekühlt wird, und diese Energie als anergischer Anteil zur Wärmebereitstellung genutzt wird.

Durch ein vorgelagertes Filtersystem werden Schäden an der Wärmepumpe verhindert und das natürliche Habitat vor Beeinträchtigungen geschützt. Vergleichbare Filtersysteme werden bei Kühlsystemen auf Schiffen der Fischerei-Industrie genutzt. Hier kommen Sand- und Bernoullifilter zum Einsatz, die dem Wärmetauscher vorgelagert sind. Die gefilterten Partikel werden in einem Tank gesammelt und normalerweise einmal im Jahr entleert.

Eine andere Option für den direkten Einsatz des Meerwassers ist ein speziell ausgebildeter Wärmetauscher vor der Wärmepumpe, der gegen die Ausbildung von Biofilmen oder Ablagerungen über besondere Reinigungsmöglichkeiten verfügt.

Zum anderen gibt es die **indirekte Nutzung mit Flüssigeissystem**. In diesem Systemaufbau ist durch das Flüssigeissystem die Nutzung der latenten Wärme des Wassers möglich. Das System besteht aus einem Verdampfer, einem Wasserdampf-Turboverdichter und einem Wasserdampfkondensator (s. Abbildung 9). Im Verdampfer wird am sogenannten Tripelpunkt ein Wasser-Eis-Dampf-Gemisch erzeugt. Der entstehende Dampf wird in den Turboverdichter geleitet und daraufhin kondensiert. Dort liegt eine für die Wärmepumpe passende Vorlauftemperatur von 8 bis 12 °C vor.

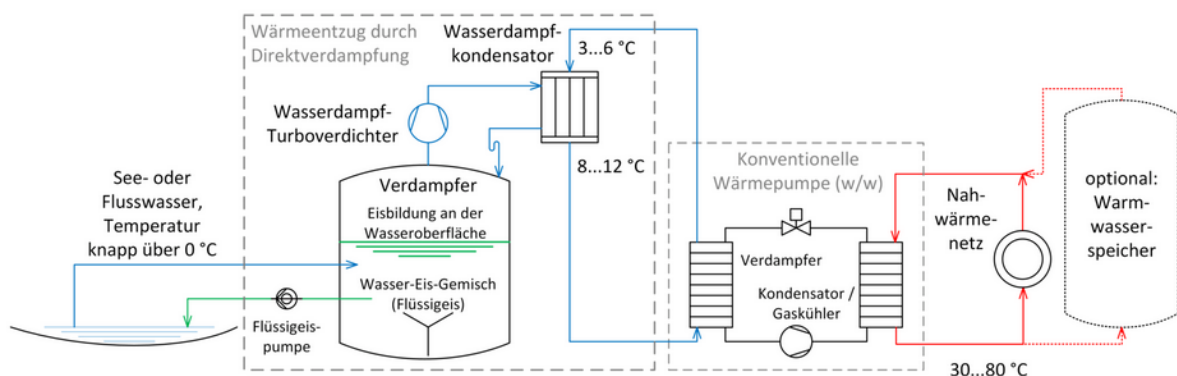


Abbildung 9: Nutzung von Oberflächengewässer als Wärmequelle für eine Wärmepumpenkaskade für die Wärmeversorgung (Quelle: ILK Dresden)

Durch die Nutzung der latenten Wärme des Wassers kann das Meerwasser unabhängig von der Temperatur verwendet werden, solange es flüssig ist. Dies ist fast immer gegeben, weshalb die Technologie in diesem Punkt der Kombination von Wärmepumpe und Filtersystem vorzuziehen ist.

Darüber hinaus können die Rohrleitungen im Zulauf des Flüssigeissystems kleiner ausfallen. Durch die Nutzung der latenten Wärme ist für eine Kälteleistung ein geringerer Volumenstrom notwendig als bei sensibler Wärme.

An der Entnahmestelle sind grobe Filter ausreichend. Partikel aus dem Meerwasser setzen sich im Verdampfer ab, der ein- bis zweimal jährlich gereinigt werden muss. Es wird lediglich mit der „sauberen“ und salzfreien Dampfphase gearbeitet. Dies ist sehr vorteilhaft für den langfristigen Betrieb der Wärmepumpe.

Das vorgelagerte Flüssigeissystem befindet sich bei der Kälte- und Wärmebereitstellung noch in der Entwicklungsphase. Jedoch wurden die Einzelkomponenten in der Vergangenheit schon im großen Maßstab für die Meerwasserentsalzung verwendet.

Einsatzmöglichkeiten im Projektgebiet

Bestehende Nutzungen (Fischerei, Schifffahrt u. ä.) sowie Maßnahmen der Gewässerunterhaltung und des Gewässerausbaus dürfen durch eine Nutzung im Rahmen der Wärmeversorgung nicht beeinträchtigt werden. Anhaltspunkte für eine entsprechende Gefährdung sind bei einer ordnungsgemäßen Planung und Ausführung der Wärmepumpe aktuell nicht ersichtlich.

Der gewässerökologische Charakter und die Gewässerbeschaffenheit dürfen auch bei bestimmungsgemäßem Betrieb nicht nachteilig verändert werden. Durch geeignete Schutzvorkehrungen wie Filter, Gitter oder anderes muss der Einfluss des Betriebs der Wärmepumpe auf Flora und Fauna in der Förde minimiert werden. Mögliche Schutzvorkehrungen sind im Vorfeld mit der Behörde zu erörtern.

Bei beiden Varianten der Meerwasser-Wärmepumpe kommt es zu einer Abkühlung des Wasserkörpers. Die Gewässertemperatur ist ein wesentlicher gewässerökologischer Faktor. Sie bestimmt maßgeblich das Artenspektrum und die Dominanzverhältnisse der vorhandenen Lebensgemeinschaften. Wesentliche Abweichungen vom natürlichen Temperaturgeschehen nach oben und nach unten beeinflussen direkt die Physiologie, das Wachstum und die Fortpflanzung der dort lebenden Lebewesen. Die Temperaturveränderung ist daher bei der Planung von Wärmepumpen in natürlichen Gewässern besonders zu beachten. Insbesondere ist eine Schätzung der Temperaturschwankungen vorzunehmen, die vom Betrieb der Meerwasser-Wärmepumpe verursacht werden. Auf dieser Grundlage hat die zuständige Genehmigungsbehörde die konkreten Auswirkungen der Temperaturschwankungen auf den Lebensraum zu prüfen. In der (bislang lediglich für Binnengewässer vereinzelt bestehenden) wasserwirtschaftlichen Praxis wird regelmäßig angenommen, dass eine Abweichung der Gewässertemperatur um 1 K gegenüber dem ursprünglichen Zustand unerheblich ist. Aufgrund der ohnehin eher zunehmenden Gewässertemperaturen aufgrund des Klimawandels wirkt sich (im Gegensatz zu einer Erhöhung der Gewässertemperatur für Kühlprozesse) eine moderate Abkühlung des Wassers tendenziell nicht negativ auf Flora und Fauna aus, sondern eher positiv. Das hier für Binnengewässer Gesagte dürfte auch für die Kieler Förde gelten.

Große elektrische Meerwasserwärmepumpen werden unter anderem in Skandinavien eingesetzt und bereits jetzt in einer Größe bis zu 180 MW gebaut und betrieben. In Deutschland befinden sich solche Anlagen mit Anbindung an das Nah- und Fernwärmenetz noch in Planung. Auf Helgoland und in Bremerhaven werden einzelne Objekte mit dieser Technik versorgt.

Das Wärmepotenzial der Kieler Förde ist erheblich größer als der Wärmebedarf des Projektgebiets. Es wird daher im Weiteren nicht das Wärmepotenzial der Förde betrachtet, sondern umgekehrt bewertet, welche Leistungen für den Wärmebedarf zu installieren wären und welche Auswirkungen dies überschlüssig auf die Förde hätte.

Mit einem angenommenen, mittleren Wärmebedarf von ca. 7 GWh p.a. für das Projektgebiet und ca. 3.500 Vollbenutzungsstunden für die Wärmepumpe ergibt sich eine Wärmepumpenleistung von ca. 1,9 MW. Bei einer JAZ von 4 werden zusätzlich ca. 485 kW Strom benötigt, um die Zieltemperatur zu erreichen. Der Umweltquelle Meerwasser würde somit die Differenz von ca. 1,5 MW Leistung entzogen. Bei einem angenommenen Temperaturunterschied von 2 K wird ein Massenstrom von ca. 180 kg/s bzw. 650 m³/h benötigt.

Die genehmigungsrechtliche Situation wurde im ersten Schritt bereits mit der Unteren Wasserbehörde als zuständiger Behörde abgestimmt und ist im Weiteren fortzusetzen. Weitere Zuständigkeitsbereiche sind die Wasserwirtschaft und die Leitstelle der für Umweltbelange der Stadtplanung.

Entscheidende Punkte im Genehmigungsverfahren werden demnach:

- Nachweis der nicht umweltschädlichen Auswirkungen der erzeugten Strömung durch Entnahme und Rückgabe über eine Strömungssimulation mit Betrachtung der Temperatur und die Verwirbelung des Wassers
- Untersuchung des Meeresgrunds auf besonders zu berücksichtigende „Flora und Fauna“ im Bereich der Entnahme / Rückgabe
- Organisatorisches Konzept zur Installation und Wartung der Ansaug- und Rückgabestelle
- Nachweis, dass es zu keinem Biofouling / Veränderung der Wasserqualität durch die Anlage und das Verweilen des Wasser in der Anlage kommt
- Prüfung der Fischbestände im Bereich der Ansaugung und Rückgabestelle
- Auslegung der Anlage auf eine Strömungsgeschwindigkeit von max. 0,5 m/s
- Auswahl der Ansaugkästen / Gitter, sodass es nicht zu einem Ansaugen von Fischen kommt, aber ein ausreichend freier Querschnitt besteht
- Berücksichtigung der Verschmutzung der Anlage im Ansaugprozess und die damit verbundene Reduzierung der Leistung

Um den benötigten Massenstrom von 650 m³/h sowie die regulatorischen Vorgaben zu erreichen bzw. zu erfüllen, wird ein Querschnitt an der Meerwasserentnahmestelle von 0,19 m² benötigt.

3.1.2.2 Energetische aktivierte Spundwände

Alternativ zur direkten Entnahme können Spundwände energetisch aktiviert werden. Dabei handelt es sich um ein klassisches Spundwandbauwerk, das neben seiner statischen und dichtenden Funktion um die energetische Funktion im Bereich der Hydrothermie erweitert wird. Hierbei werden Wärmetauschersysteme an die Spundwandprofile angebracht und zusammen durch etablierte Einbringverfahren (Vibriieren, Rammen, Pressen) in den Untergrund getrieben. Somit kann der Kieler Förde Wärme entzogen und einer Großwärmepumpe zugeführt werden. Die nachstehende Abbildung 9. zeigt den Aufbau einer energetisch aktivierten Spundwand.

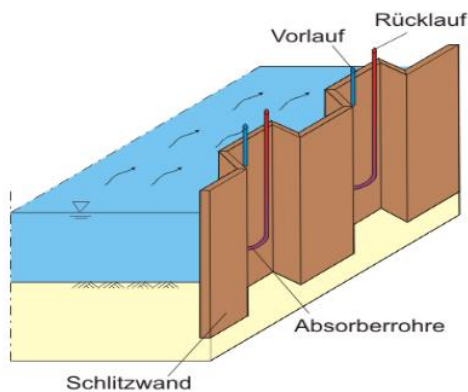


Abbildung 10: Aufbau und Funktion einer thermisch aktivierten Spundwand (Quelle SPS Energy GmbH)

Das Wärmetauchsystem kann als Nachrüstelement an die Bestandsspundwand angebracht werden oder werkseitig verschweißt und mit den neuen Spundwandprofilen eingebracht werden.

Die Entzugsleistung bei einer frei vom Wasser umspülten Sonden beträgt zwischen 400 W/m² und 1.000 W/m² aktivierte Spundwand⁹ und ist abhängig von folgenden Faktoren¹⁰:

- Volumenstrom in den Entzugsrohren
- Filtergeschwindigkeit und Strömungsgeschwindigkeit
- Einbautiefe der Entzugsrohre
- Gewässerströmung
- Gewässertiefe
- Anzahl der thermisch aktivierten Spundbohlen

Wobei die Gewässerströmung zu einer Leistungssteigerung von bis zu 60 % führen kann und demnach nicht zu vernachlässigen ist. Die Strömung in der Kieler Förde¹¹ ist sehr gering, dennoch würde sie zu einer geringen Steigerung der Entzugsleistung führen. Des Weiteren spielt die Einbautiefe sowie die Masseströme der Temperaturtauscher eine maßgebende Rolle.

Wie die meisten Wärmepumpensysteme, kann auch dieses System als monovalentes, bivalentes, reversibles oder multivalentes System eingesetzt werden.

Einsatzmöglichkeiten im Projektgebiet

⁹ Semmling, T. (2019): Aufbau, Funktion und Potential thermisch aktivierter Spundwandbauwerke zur Erschließung des Energiepotentials von Gewässern.

¹⁰ Ziegler et al. (2019): Verbundvorhaben: EnEff:Wärme: Monitoring eines Pilotprojektes als Grundlage zur Auslegung und Bemessung von thermisch aktiven Spundwänden für eine Erschließung des großen regenerativen Energiepotentials offener Gewässer : Abschlussbericht. <https://doi.org/10.2314/KXP:1733986510>

¹¹ Ricklefs, K. (2013). Abschlussbericht zu morphologisch-sedimentologischen sowie hydrologischen Naturuntersuchung in der Kieler Förde. 10.13140/RG.2.1.3646.0567.

Die Spundwände bzw. Kaimauer im Süden des Gebiets gehört zum Gelände von Caterpillar. Lt. Aussage der KiWi ist das Uferbauwerk sanierungsbedürftig, das Ausmaß befindet sich aktuell in Prüfung. Grundsätzlich hat die Stadt Kiel Interesse das Uferbauwerk zu übernehmen bzw. in das Uferbauwerk zu investieren. In diesem Zuge könnte die Aktivierung der Spundwände vorgenommen und Synergien zwischen Sanierung und energetischer Aktivierung genutzt werden.

Die Kaimauer im Süden des Geländes ist ca. 230 m lang und ist einseitig frei umspült. Die Wassertiefe, entlang der Spundwand, beträgt 1,5 m bis 5,0 m. Wobei eine gleichbleibende Tiefe von ca. 4,5 m über einen Abschnitt von ca. 155 m verläuft (s. Abbildung 11).

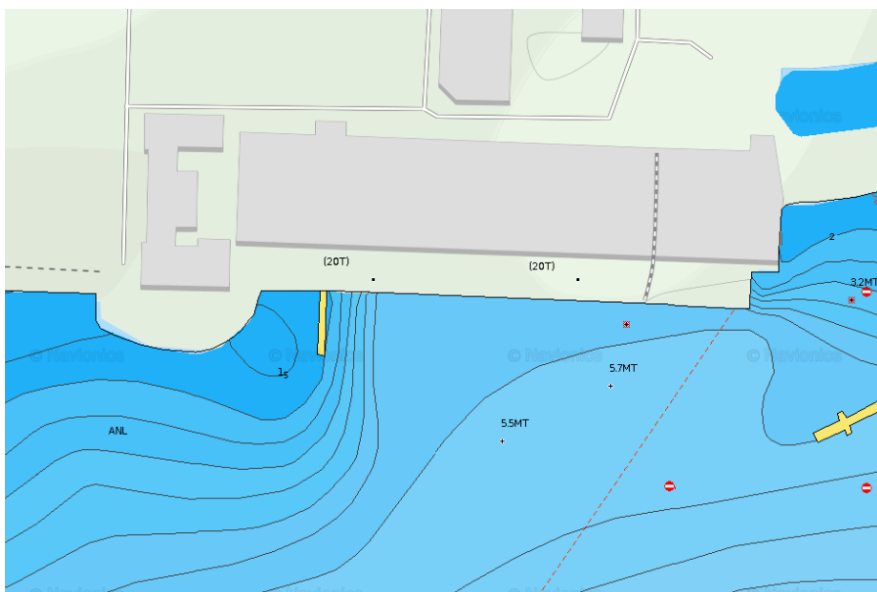


Abbildung 11: Wassertiefen direkt an der Spundwand. (Navionics)

Um einen möglichst hohen Entzugswert, bei einer gleichzeitig wirtschaftlichen Nutzung zu gewährleisten, sollte sich auf den Spundwandabschnitt konzentriert werden, der im tiefen Teil der Förde liegt. Dieser Abschnitt ist in der folgenden Abbildung 12. gekennzeichnet.



Abbildung 12: „Tiefer“ Teil der Spundwand mit einer Länge von ca. 155 m.

Die hauptsächlich durch Wind beeinflusste Strömung in der Kieler Förde¹² ist stark genug um zu einer Steigerung der Entzugsleistung zu führen. Somit kann je nach Ausbaustufe eine Entzugsleistung von ca. 563 W/m² angenommen werden.

Bei einem realistischen Ausbau von einer Länge von 155 m und einer Ausbautiefe von 4 m, ergibt sich eine Entzugsleistung von 465 kW und mit ca. 3.500 Vollbenutzungsstunden eine Wärmemenge von ca. 1,6 GWh p.a. Bei einer Erweiterung der Ausbautiefe auf 10 m (4 m im Wasser und 6 m im Untergrund) ergibt sich eine Entzugsleistung von ca. 510 kW, wobei die spezifische Entzugsleistung im Untergrund mit ca. 38 W/m² deutlich geringer als die im Wasser liegt. Die Wärmemenge lässt sich somit auf ca. 1,8 GWh p.a. erhöhen.

Im Genehmigungsprozess muss darauf geachtet werden, dass alle genehmigungsrechtlichen Schritte eingehalten werden. Die Untere Wasserbehörde muss über das Vorhaben im Detail informiert werden und ihre Zustimmung erteilen. Des Weiteren muss das eingesetzte Wärmeträgermedium den Anforderungen der VDI 4640-1 entsprechen. Hinzu kommt, dass der Bereich der Kieler Förde in den Bereich der Küstengewässer fällt und an der Grenze zum Trinkwassergewinnungsgebiet Kiel-Pries liegt¹³. Das bedeutet, dass die WRRL sowie NATURA 2000 beachtet werden muss.

¹² Ricklefs, K. (2013). Abschlussbericht zu morphologisch-sedimentologischen sowie hydrologischen Naturuntersuchung in der Kieler Förde. 10.13140/RG.2.1.3646.0567.

¹³ Landesamt für Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume Schleswig-Holstein (2015). Karte der Trinkwasserschutzgebiete und Trinkwassergewinnungsgebiete in Schleswig-Holstein. (URL: <https://www.schleswig->

Die Kaianlage wurde im August 2021 unter Denkmalschutz gestellt. Da aktuell noch eine Begründung des Landesdenkmalamtes fehlt und Widerspruch durch CATERPILLAR eingereicht wurde, bleibt der finale Ausgang abzuwarten und der Status zukünftig bei Bedarf zu berücksichtigen. In diesem Fall muss die untere Denkmalschutzbehörde über das Vorhaben im Rahmen eines Antrags informiert werden und ihre Zustimmung erteilen, wenn der Schutz der Denkmal dem nicht entgegen steht.

Bei einer Instandsetzung der Spundwand, sollte das aufgeführte Potential weiterverfolgt werden.

3.1.3 Abwasserabwärme

Abwasserwärmenutzung und Abwasserwärmerückgewinnung sind durch die stetige Weiterentwicklung der Techniken und immer effizienter arbeitenden Wärmepumpen eine wirtschaftliche attraktive Form der Wärmegewinnung. Die Einbindungsbereiche reichen von einzelnen Wohnungen und Einfamilienhäusern bis zur Großkläranlage. Im Gegensatz zu der Wärme aus Erdkollektoren oder Solarthermie, kann die Abwasserwärmenutzung über das gesamte Jahr genutzt werden, sodass bei deutlich geringerer Leistung vergleichsweise große Wärmemengen ausgekoppelt werden können. Im folgenden Abschnitt werden die Potentiale und Möglichkeiten beleuchtet, die sich für das Projektgebiet anbieten.

3.1.3.1 Kläranlage Kiel-Bülk

Die Kläranlage Kiel-Bülk liegt 10 km nördlich von Friedrichsort und ist auf einen maximalen Einwohnergleichwert von 420.000 ausgelegt. Aktuell sind ca. 364.000 Einwohnergleichwerte (Einwohner und z.B. Industrie) angeschlossen. Dadurch entsteht ein täglicher Abwasserzulauf von ca. 52.000 m³. Es wird prognostiziert, dass das Klärwerk bis 2050 seine Volllastung erreichen wird.

Die Abwasserwärme kann der Wärmeversorgung als Wärmequelle dienen, indem sie mittels Wärmepumpe auf das geforderte Temperaturniveau angehoben wird. Der öffentliche Betreiber und die grundlegende Entsorgungsaufgabe minimieren das Risiko, dass die Abwärmequelle zukünftig aufgrund sich verändernder Rahmenbedingungen entfallen könnte.



Abbildung 13: Kläranlage aus der Vogelperspektive, Quelle: https://www.kiel.de/de/umwelt_verkehr/klimaschutz/verwaltung/klaerwerk.php

Abbildung 13 zeigt die Kläranlage aus der Vogelperspektive, wobei am hinteren Ende die Schönungs- teiche als letzte Reinigungsstufe zu sehen sind. Die Wärmeauskopplung kann sinnvollerweise am besten dahinter erfolgen. Die Position hat einerseits den Vorteil, dass die Temperatur im Vorlauf der Reini- gungsprozesse im Klärwerk nicht reduziert wird und die biologischen Vorgänge in der Kläranlage un- gestört erfolgen können. Zum anderen enthält das Abwasser im Ablauf deutlich weniger Verunrei- nigungen als vor der Kläranlage, was einen Vorteil für Betrieb und Wartung der Wärmetauscher darstellt. Mittels Wärmetauscher würden dem Abwasser 2 bis 3 K entzogen werden, um danach das Wasser zurück in den Abflusskanal des Klärwerks zu führen. Nach der Reinigung wird das gereinigte Abwasser nördlich des Klärwerks wieder in die Förde eingeleitet. In der Kieler Förde wirkt sich eine Temperatur- absenkung des eingeleiteten Abwassers um 2 bis 3 K angesichts des hohen Durchflusses vernachlässigbar gering auf die Gesamttemperatur aus.

Die Temperatur des Abwassers am Auslauf der Kläranlage wird ganzjährig zunächst mit ca. 10° C ange- nommen. Das Temperaturniveau ist für die Wärmeversorgung zu niedrig, sodass eine Temperaturan- hebung auf eine noch zu definierende Zieltemperatur im Bereich von 40 bis 60 °C mittels Wärme- pumpe zwischengeschaltet wird. Es werden zunächst eine Temperaturabsenkung des Abwassers um 2 bis 3 K angenommen sowie 3.500 Vollbenutzungsstunden angesetzt. Damit ergibt sich ein Wärmepo- tential von ca. 44 bis 66 GWh p.a., was den Wärmebedarf des Projektgebiets selbst im Szenario Hoch deutlich übersteigt.

Die Kläranlage liegt knapp 10 km vom Projektgebiet entfernt. Diese große Entfernung sorgt durch die benötigte Anbindungsleitung für sehr hohe Investitionskosten. Diese liegen alleine für die

Anbindungsleitung in der Größenordnung von ca. 1.000 €/m, sodass sich i.d.R. nur Entfernungen von ein bis zwei Kilometern wirtschaftlich darstellen lassen. Daher wird das Potenzial in der Variantenbeurteilung nicht weiterverfolgt.

3.1.3.2 Siele und Druckrohrleitungen

Alternativ zum Ablauf der Kläranlage kann aber auch der Zulauf bzw. die öffentliche Kanalisation als Wärmequelle genutzt werden, indem Wärmetauscher in Siele oder um Druckrohrleitungen installiert werden.

Je nach Art der Abwasserleitung, kann der nachträgliche Einbau zu einer Reduzierung des Fließquerschnitts führen. Grundsätzlich gilt es, die eintretende Reduzierung der Abwassertemperatur und weitere Eingriffe zu berücksichtigen und mit den Netzbetreibern abzusprechen, sodass die zuständige Kläranlage nicht in ihrem täglichen Betrieb gestört wird. Besonders die biologischen Reinigungsprozesse werden von sinkenden Abwassertemperaturen negativ beeinflusst, da hiervon die Wachstumsrate der Bakterien abhängt und somit auch die Reinigungsqualität. Augenmerk sollte zudem auf den Wiedererwärmungseffekt aus der Umgebungswärme gelegt werden, da sich Anlagen in erhöhter Distanz weniger stark auf die Temperatur auswirken als Anlagen unmittelbar vor der Kläranlage.

Für die Abwasserwärmenutzung wird eine Mindestwassermenge von ca. 10 l/s bis 15 l/s benötigt. Als Orientierungswert wird der Mittelwert bei Trockenwetter angenommen.¹⁴

Aufgrund der verschiedenen Arten der Beförderung von Abwasser haben sich auch unterschiedliche Wärmetauscher entwickelt. Bei Abwasserkanälen mit Gefälle werden oftmals nachträglich Wärmetauschsysteme auf der Sohle des Kanals eingebaut, die vom Abwasser überströmt werden. Bei einem Neubau oder einer Instandsetzung können auch Teilstücke mit einem bereits werkseitig verbauten Wärmetauschsystem verwendet werden. Das System kann sowohl innen als auch außen liegen.

Bei einer nachträglichen Ausrüstung eines Druckrohres kann um das Mediumrohr ein Mantelrohr gelegt. Durch letzteres wird im Gegenstromprinzip Wasser gefördert und durch die Zu- und Abläufe zu einer Wärmepumpe gefördert. Diese Variante hat den Vorteil, dass diese Ausbaumaßnahme während des Betriebes stattfinden kann und das die gesamte Oberfläche des Mediumrohrs genutzt wird. Hinzu kommt, dass kein Einfluss auf den Fließquerschnitt genommen wird und lediglich die Abwassertemperatur gesenkt wird. Zu erwähnen sind jedoch auch die im Vergleich zu innenliegenden Wärmetauschern niedrigeren Entzugsleistungen.

Einsatzmöglichkeiten im Projektgebiet

¹⁴ DWA-Regelwerk: Merkblatt DWA-M 114 - Abwasserwärmenutzung

Laut Aussage des Abwasserzweckverband Ostufer Kieler Förde (AVZ) verläuft eine DN 350 Druckrohrleitung an der Ostseite des Projektgebiets entlang. Im Jahresverlauf transportiert die Leitung ca. 900.000 m³ Schmutzwasser und weist Temperaturen von ca. 10 °C im Winter und ca. 17 °C im Sommer auf. Die Temperaturmessung erfolgt auf der Ostseite der Kieler Förde, deshalb wird bei einer auf dem Projektgebiet potenziellen Wärmeentnahme ein Korrekturwert von 1 K angenommen. Dies dient dazu, den streckenbedingten Temperaturverlust auszugleichen.

Bei der Berechnung der möglichen Entzugsleistung, gilt der Trockenwetterfall als entscheidende Auslegungsgröße. Somit sinkt der Volumenstrom deutlich auf einen Wert zwischen 10 bis 15 l/s. Demnach könnte eine Entzugsleistung von 100 kW erreicht werden. Das bedeutet, dass mit einer JAZ von 3.500 h, eine Gesamtwärmemenge von ca. 815 MWh p.a. erreicht werden kann.

Bei der Erschließung des Potenzials sind die Anforderungen durch die Querung des Deichs zu berücksichtigen.

Grundsätzlich kann auch die Druckrohrleitungen der eigenen Entsorgung im Projektgebiet energetisch genutzt werden. Hier entstehen Synergien bei der Errichtung, da die energetische Nutzung direkt mitgeplant werden kann. Allerdings kann das eigene Abwasserpotenzial immer noch einen vergleichsweise kleinen Anteil an der Wärmeversorgung decken.

3.1.4 (Industrielle) Abwärme

Neben Umweltwärmequellen können Abwärmepotenziale der ansässigen Unternehmen eine interessante Wärmequelle darstellen. Abwärme kann dabei in sehr unterschiedlichen Prozessen wie verschiedener Produktionsanlagen durch Einsatz von Brennstoff oder Strom oder in der Kältebereitstellung für Produktion, Lagerung, aber auch Rechenzentren und Serverräume anfallen. Je nach Anwendung bei der die Abwärme anfällt, variieren die Temperaturniveaus, sodass die Abwärme ggf. direkt genutzt werden kann, ohne durch eine Wärmepumpe auf die Zieltemperatur angehoben werden zu müssen. Nachteil der industriellen Abwärme ist, dass sie anwendungsspezifisch in unterschiedlichen Leistungsbereichen und auf unterschiedlichen Temperaturniveaus anfällt und die zeitliche Verfügbarkeit i.d.R. in Abhängigkeit der Produktion schwankt. Somit sind Abwärmepotenziale, sofern vorhanden, i.d.R. günstig zu erschließende Potenziale, erfordern aber eine entsprechende Berücksichtigung der jeweils spezifischen Anforderungen und Voraussetzungen.

Einsatzmöglichkeiten im Projektgebiet

Im Rahmen der Ausgangsanalyse wurden die ansässigen Unternehmen mittels eines Fragebogens zu ihren Abwärmepotenzialen befragt. Das Thema wurde außerdem bei einer Vorort-Begehung thematisiert. Aktuell sind nur auf dem Caterpillar-Gelände im Süden nutzbare Abwärmepotenziale bekannt. Hierbei fällt Abwärme in der Gießerei an, die bereits in einem Nachbargebäude genutzt wird.

Auf dem Nordgelände bestehen Abwärmepotenziale nur in dem Sinne, dass auf Grund innerer Lasten weniger geheizt werden muss. Überschüsse, die anderweitig genutzt werden könnten, sind aktuell nicht bekannt. Zentral nutzbare Abwärmepotenziale für das Nordgelände bestehen demnach aktuell nicht.

In der Festung ist u.a. eine kleine Brauerei ansässig. Hier bestehen verschiedene Abwärmequellen. Einerseits fällt Abwärme im Reinigungsprozess, zum anderen in der Lagerkühlung an. Die Abwärme wäre voraussichtlich geeignet, das Gebäude der Festung mit Wärme zu versorgen.

Das (industrielle) Abwärmepotenzial kann sich allerdings zukünftig verändern. Im weiteren Projektverlauf sollten daher alle sich ansiedelnden Unternehmen frühzeitig bzgl. ihrer Energiebedarfe und Abwärmepotenziale überprüft werden. Anfallende Abwärme sollte in Abhängigkeit der Verfügbarkeit, der Menge und des Temperaturniveaus in das übergeordnete Versorgungskonzept des Projektgebiets integriert werden. Dies kann einerseits auf Ebene der zentralen Versorgung in ein Wärmenetz erfolgen oder bilateral zwischen Abwärmequelle und benachbarter Wärmesenke erfolgen.

Aktuell ist dieses Potenzial auf Grund der unbekanntem zukünftigen Ansiedler und Nutzer nicht bekannt. Es sollte daher im Projektgebiet ein kontinuierliches Energiemanagement implementiert werden, das die Abwärmepotenziale und Wärmesenken, sowie deren benötigtes Temperaturniveaus und Lastgänge zusammenträgt und gegenüberstellt und entsprechende Empfehlungen für die Einbindung von Abwärmequellen, sowie ggf. dezentralen ergänzenden Erzeugern und Speichern geben kann. Dies kann einerseits durch eine kommunale Stelle und eine frühzeitige Beratung im Rahmen der Verkäufe bzw. Investoren-Gespräche oder durch einen Quartiersmanager geschehen.

3.2 Biomasse

Die Potenziale für den Einsatz von Biomasse, in flüssiger, fester oder gasförmiger Form zur Spitzenlastzeugung oder für die Nutzung zur Kraft-Wärme-Kopplung wird weniger durch das Energieangebot, sondern eher durch die Bedarfsstruktur bestimmt. Stehen nicht ausreichend technisch-wirtschaftlich nutzbare, lokale erneuerbare Potenziale zur Verfügung, bieten biogene Kraft-Wärme-Kopplung und biomassebasierte Spitzenlastzeugung sinnvolle Möglichkeiten, um die bestehende Versorgungslücke klimafreundlich und wirtschaftlich zu schließen, insbesondere, wenn lokal gewonnene Biomasse zur Verfügung steht. Dabei sind allerdings auch Aspekte wie Lieferverkehre für feste Biomasse, Genehmigungsfähigkeit, ausreichende Kapazitäten im bestehenden Gasnetz, Lagerflächen für Biomasse u.ä. zu berücksichtigen.

3.2.1 Verschiedene Biomassearten

Grundsätzlich stehen verschiedene biogene Energieträger für die Wärme- und Stromerzeugung zur Verfügung.

Bei Biomethan handelt es sich im Regelfall um aufbereitetes und ins Erdgasnetz eingespeistes Biogas, das beispielsweise durch die Vergärung von Gülle oder Energiepflanzen wie Mais entstanden ist. Dieser Energieträger wird aufgrund der Durchleitung im Erdgasnetz auch als bilanzielles Biomethan bezeichnet. In manchen Fällen wird Biogas auch direkt vom Produktionsort zur thermischen Verwertung transportiert, sodass keine bilanzielle Durchleitung erforderlich ist. Ein Beispiel hierfür wäre eine einem landwirtschaftlichen Betrieb zugehörige Biogasanlage, die ein Satelliten-BHKW im nahegelegenen Ort versorgt.

Flüssige biogene Energieträger wie Pflanzenöl und Rapsmethylester, welches auch als Rapsdiesel bezeichnet wird, spielen in der Wärme- und Stromversorgung eine untergeordnete Rolle. Von größerer Bedeutung sind feste Biomassen. So können Scheitholz, Pellets, Holzhackschnitzel oder weitere Biomassen thermisch verwertet werden. Aufgrund der Heterogenität und der chemischen

Zusammensetzung der festen Biomassen ergeben sich bei deren Verbrennung im Vergleich zu flüssiger und gasförmiger Biomasse höhere Schadstoffemissionen, insbesondere in Hinblick auf Feinstaub. Auf der anderen Seite ist die Treibhausgasbilanz für viele feste Biomassen aufgrund des geringen Düngemittleinsatzes und großer flächenspezifischer Erträge sowie der Verwertbarkeit von Reststoffen wie Stroh und Waldrestholz deutlich besser als für Biomethan und Pflanzenöl.

Einsatzmöglichkeiten im Projektgebiet

Für das Projektgebiet sind verschiedene biomassebasierte Erzeugermodelle denkbar. So könnte die Versorgung beispielsweise durch einen mit Holzhackschnitzeln befeuerten Biomassekessel erfolgen. Da Kessel für feste Biomasse in der Regel vergleichsweise hohe Investitionskosten bei vergleichsweise niedrigen Brennstoffkosten und biomethanbetriebene Gaskessel geringe Investitionskosten bei hohen Brennstoffkosten aufweisen, kann auch eine Kombination aus Biomethankessel und Holzhackschnitzelkessel in Betracht gezogen werden. Auf diese Weise könnte der Holzhackschnitzelkessel als Mittel-lasterzeuger eine hohe Auslastung bei niedrigen bedarfsgebundenen Kosten erreichen, während der Biomethankessel mit niedrigen Kapitalkosten die größten Lastspitzen abdeckt.

Neben einer reinen Spitzenlasterzeugung kann insbesondere vor dem Hintergrund einer potenziell beträchtlichen elektrischen Grundlast in Folge von durchgehender Produktion und Elektromobilität eine biogasbasierte Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) wirtschaftlich und ökologisch sinnvoll sein. Ein solches Biomethan-BHKW würde gleichzeitig Strom und Wärme erzeugen und dabei einen hohen Gesamtwirkungsgrad erzielen. Auch eine auf fester Biomasse basierende Kraft-Wärme-Kopplung, bspw. mit Holzvergaser ist denkbar, derartige Konzepte sind jedoch heutzutage noch nicht weit verbreitet.

Sollte im Projektgebiet ein relevanter Kältebedarf anfallen, kann die Kraft-Wärme-Kopplung gegebenenfalls durch eine Sorptionskältemaschine zu einer Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung (KWKK) erweitert werden, bei der aus überschüssiger Wärme Kälte erzeugt werden kann.

Der resultierende Lieferverkehr für feste Biomasse sollte aufgrund der Einordnung des Projektgebietes als Gewerbegebiet nicht zu relevanten Problemen führen. Notwendige Lagerflächen für biogene Festbrennstoff sollten vorgesehen werden und könnten durch städtebauliche Konzepte ins Erscheinungsbild des Gebietes integriert werden.

Regionale Rohstoffquellen

In der Regel werden in Biomassefeuerungsanlagen standardisierte Brennstoffe wie Pellets oder Holzhackschnitzel eingesetzt. Eine besonders nachhaltige Option der biomassebasierten Wärmeerzeugung besteht darin, stattdessen lokal anfallende Reststoffe wie Grünschnitt oder Restholz aus der Holzverarbeitung zu verwenden. Auf diese Weise entfällt im Idealfall ein Großteil der mit Lieferverkehr und Verarbeitung verbundenen Emissionen.

Im ansässigen Unternehmen McPack fällt Restholz an, dass zukünftig für die eigene Wärmeversorgung genutzt werden soll.

3.3 Solarthermie

Es besteht die Möglichkeit, durch Solarthermie Wärme für das Wärmenetz oder für industrielle Prozesse zu erzeugen. Dabei können entweder nicht-konzentrierende Flach- oder Vakuumröhrenkollektoren oder konzentrierende (CSP) Solarkollektoren, z.B. Parabolrinnen-Kollektoren zum Einsatz kommen. Nicht konzentrierende Kollektoren nutzen sowohl diffuse als auch direkte solare Strahlung, während CSP-Kollektoren nur direkte Strahlung nutzen und nachgeführt werden müssen, um optimale Wirkungsgrade zu erzielen.

3.3.1 Flachkollektoren

Ein Flachkollektor besteht aus dem Absorber, dem Kollektorgehäuse, einer Glasabdeckung und einer Wärmedämmung. Das Absorberblech wandelt die Einstrahlung in Wärme um. Eine Beschichtung sorgt dafür, dass möglichst viel Wärme aufgenommen (hohes Absorptionsvermögen) und möglichst wenig Wärme abgestrahlt wird (geringer Emissionsgrad).

Die Wärmedämmung auf der Rückseite und den Seitenflächen des Gehäuses verringern die Abstrahlverluste. Die Wärme wird über das Wärmeträgermedium im Solarkreislauf weiter zum Speicher oder Verbraucher transportiert. Die Solarflüssigkeit setzt sich aus Wasser und einem Frostschutzmittel, i.d.R. Glykol, zusammen, damit die Anlage im Winter nicht durch ausfrierendes Wasser beschädigt wird.

Vorteile von Flachkollektoren liegen in der einfachen und damit wenig störanfälligen Technik und den im Vergleich zu Vakuumröhrenkollektoren niedrigeren Investitionskosten. Die hier betrachteten Flachkollektoren sind speziell für Großanlagen konzipiert und weisen deswegen besonders gute hydraulische Eigenschaften und geringe Druckverluste auf.

Der Nachteil von Flachkollektoren im Vergleich zu Vakuum-Röhrenkollektoren liegt in den höheren Abstrahlungsverlusten, die sich vor allem bei höheren Temperaturen im Kollektorfeld negativ bemerkbar machen.

3.3.2 Vakuum-Röhrenkollektoren

Unter dem Sammelbegriff Vakuum-Röhrenkollektoren werden verschiedene Technologien und Aufbauten mit teils erheblich abweichenden Eigenschaften zusammengefasst. Gemeinsames Merkmal ist, dass die Isolierung zwischen Absorber und Außenluft durch ein Vakuum hergestellt wird.

Bei direkt durchströmten Vakuumröhrenkollektoren zirkuliert der Wärmeträger direkt im Glasröhrchen mit dem Absorber. Eine andere Röhrenkollektor-Bauweise ist der Heatpipe Kollektor. Hier durchströmt der Wärmeträger nicht direkt das Absorberrohr vom Solarthermie-Kollektor. Es verdampft ein Medium im Rohr und sammelt sich am oberen Ende des Rohrs. Dort wird die Energie auf den eigentlichen Wärmeträger übergeben und über den Solarkreislauf abtransportiert. Der Dampf kühlt ab und sammelt sich wieder unten im Rohr.

Beim CPC-Kollektor (Compound Parabolic Concentrator) sind zwei Glasröhren als "Thermoskanne" zur Dewar-Röhre ausgebildet. Das Vakuum befindet sich nur innerhalb des Glasbehältnisses. Durch diese Bauweise wird eine typische Schwachstelle von einwandigen Vakuum-Röhrenkollektoren, die Dichtigkeit im Glas- und Metallübergang, eliminiert. Die Röhren liegen im CPC-Kollektor vor einem

Parabolspiegel beziehungsweise einer Reflektorschicht, die das einfallende Licht auf die Röhren gebündelt zurückwirft und so die Leistung des Röhrenkollektors erhöht.

Der Nachteil von Vakuumröhrenkollektoren liegt in erster Linie in den deutlich höheren Investitionskosten.

3.3.3 Parabolrinnen-Kollektoren

Konzentrierende Solarthermiekollektoren in Form von Parabolrinnen sind eine weitere Möglichkeit, Wärme zu erzeugen. Sie arbeiten mit direkter Sonnenstrahlung, die durch Parabolspiegel auf linienförmige Kollektoren gebündelt wird. So können sehr hohe Arbeitstemperaturen von bis zu 550 °C bei Direktverdampfung erreicht werden. In nördlichen Breitengraden mit relativ geringer Direktstrahlung wie Kiel sind jedoch Temperaturen von bis zu 250 °C realistisch. Erfahrungswerte zeigen, dass insbesondere, wenn Temperaturen über 100 °C z.B. in der Prozesswärmebereitstellung erzeugt werden sollen, Parabolrinnenkollektoren wirtschaftlich sein können. Studien belegen, dass in nördlichen Breiten (Deutschland und Dänemark) Parabolrinnenkollektoren im Vergleich zu Flachkollektoren bereits ab ca. 75 °C Kollektor-Fluidtemperatur eine höhere Energieeffizienz aufweisen¹⁵.

Viele Abläufe in Industrie, Gewerbe und Handel benötigen Wärme auf Temperaturniveaus ab 75 °C. Ein Großteil des Prozesswärmebedarfs fällt in energieintensiven Industriezweigen wie der Chemiebranche und in der Lebensmittelindustrie an. Aufgrund der niedrigeren Temperaturen eignet sich jedoch die Lebensmittelindustrie eher für den Einsatz solarer Prozesswärme, da die benötigten Temperaturniveaus zwischen 20 °C und 240 °C liegen.

3.3.4 Potenziale

Freiflächenpotenzial

Der ehemalige Panzerübungsplatz im Nordosten des Projektgebiets bietet mit einer Fläche von etwa 47.000 m² großes Potenzial für eine solare Freiflächenanlage. Die Fläche ist auch deshalb für eine energetische Nutzung interessant, da auf Grund hoher Altlasten eine Bebauung wirtschaftlich unattraktiv ist.

Unter der Annahme, dass 80 % der Gesamtfläche von 47.000 m² als Aufständerungsfläche für Solar Kollektoren genutzt werden kann, ist eine Kollektorfläche von ca. 18.800 m² denkbar. Der damit erzielbare Jahreswärmeertrag hängt von der gewünschten Zieltemperatur ab, wobei sich niedrige Werte positiv auf den Ertrag auswirken. Bei einer Zieltemperatur von 70 °C kann unter Einsatz von Flachkollektoren eine Wärmemenge von ca. 6,6 GWh p.a. erwirtschaftet werden. Mit Nutzung von Vakuumröhrenkollektoren kann dieser Ertrag auf rund 8 GWh p.a. gesteigert werden.

¹⁵ Krüger, D. et al. (DLR 2000): Parabolic Trough Collectors for District Heating Systems at High Latitudes? - A Case Study. Sowie: Deutscher Industrieverbund Concentrated Solar Power (2020): Grüner Dampf und grüne Prozesswärme – produziert mit solarthermischen Anlagen in Deutschland. (Positionspapier).

BINE Informationsdienst (2017): Solare Prozesswärme. Mit Solarthermie Abläufe in Industrie und Gewerbe unterstützen. (S. 12) (URL: http://www.bine.info/fileadmin/content/Presse/Themeninfos/Themen_0217/themen_0217_internetx.pdf, aufgerufen am 21.04.20)

Neben Flach- und Röhrenkollektoren ist auch der Einsatz unverglaster Solarabsorber, auch Schwimmbadabsorber genannt, möglich. Aufgrund niedriger optischer Verluste können bei einer niedrigen Zieltemperatur bis zu 30 °C sehr hohe Wärmeerträge erzielt werden. Diese können zur Regeneration von Umweltwärmequellen (Eisspeicher oder Geothermie-Bohrungen) genutzt werden. Eine höhere Zieltemperatur wäre nur in Kombination mit einer Wärmepumpe sinnvoll umsetzbar, da andernfalls die thermischen Verluste im Absorber zu stark ansteigen würden. Wird die oben definierte Aufstandsfläche von 47.000 m² vollständig für Solarabsorber genutzt, können bei einer Absorberfläche von 18.800 m² insgesamt knapp 34 GWh p.a. niederkalorische Wärme erzeugt werden.

Bei der Solarthermie ist stets zu berücksichtigen, dass die Wärmeerzeugung starken jahreszeitlichen Schwankungen unterliegt und sich genau gegenläufig zum Bedarfslastgang eines Wärmenetzes für Heizwärme verhält. Somit kann vom bilanziell ermittelten Wärmepotenzial ohne Saisonspeicher i.d.R. nur ein geringer Anteil genutzt werden, da im Sommer die Abnahme und im Winter die Erzeugung fehlen.

Dachflächenpotenzial

Solarthermische Aufdachanlagen bestehen in der Regel aus Flach- oder Vakuumröhrenkollektoren, wobei auch hier Solarabsorber zum Einsatz kommen können. Aufgrund geringerer Anlagengrößen und somit ausbleibender Skaleneffekten sowie einer aufwändigeren Montage auf den Gebäudedächern ist von höheren spezifischen Kosten als bei Freiflächenanlagen auszugehen.

Das Solarpotenzial der Dachflächen im Projektgebiet kann unter Berücksichtigung der Dachart (Schräg- und Flachdach), Dachausrichtung, Verschattungssituation und Platzangebot auf den Dächern GIS-basiert bestimmt werden. Diese Auswertung ist in Abbildung 13 visualisiert, wobei in dieser Darstellung auch leerstehende und abzureißende Liegenschaften enthalten sind.



Abbildung 14: Abschätzung der Dacheignung für Solaranlagen

Abzüglich der Eignungsflächen abzureißender Gebäude, kann insgesamt ein solares Flächenpotenzial von 38.455 m² ermittelt werden. Kann dieses Flächenpotenzial komplett genutzt werden, ist eine Bruttokollektorfläche von 15.899 m² umsetzbar. Dadurch ist ein Jahreswärmeertrag von 5,6 GWh bei Nutzung von Flachkollektoren und 7,2 GWh bei Vakuumröhrenkollektoren realisierbar. Auch hier wurde von einer Zieltemperatur von 70 °C ausgegangen. Solarabsorber können bei gegebener Kollektorfläche auf einem niedrigen Temperaturniveau bis zu 28 GWh p.a. Wärme liefern.

Um dieses Potenzial tatsächlich nutzen zu können, müssen die Dächer der Bestandsgebäude statisch geprüft werden. Die durchschnittliche Flächenlast befüllter solarthermischer Aufdachanlagen kann zwischen 30 und 50 kg/m² liegen. Windlasten sind dabei noch nicht berücksichtigt. Bei Neubauten sind direkt entsprechende Reserverlasten einzuplanen.

Neben statischen Restriktionen muss für Bestandsgebäude auch der Denkmalschutz beachtet werden. Etwa 12.500 m², also rund 30 % der Solarfläche, fällt auf denkmalgeschützte oder als „quartiersprägend“ ausgewiesene Liegenschaften. Solaranlagen können auch auf denkmalgeschützten Gebäuden errichtet werden. Wesentlich für die Genehmigung ist dabei eine unauffällige oder vom öffentlichen Raum nicht einsehbare Installation. Die Anlage soll sich dem Gesamterscheinungsbild der geschützten Liegenschaft oder des geschützten Gebäudeensembles hinsichtlich Farbigkeit, Struktur, Größe und Standort unterordnen und sich in den gestalterischen Charakter der bestehenden Architektur einfügen.¹⁶ Abbildung 15 zeigt eine PV-Anlage auf einem denkmalgeschützten Kirchengebäude, was auch für die Errichtung einer entsprechenden Solarthermie-Anlage als veranschaulichendes Beispiel dienen

¹⁶ Vereinigung der Landesdenkmalpfleger in der Bundesrepublik Deutschland (2010): Solaranlagen und Denkmalschutz (URL: http://www.dnk.de/_uploads/media/751_Arbeitsblatt%20Solaranlagen%20final%201.pdf, aufgerufen am 11.11.2020)

kann. Über die Zulässigkeit von Solaranlagen auf geschützten Liegenschaften entscheidet die Denkmalschutzbehörde stets im Einzelfall.



Abbildung 15: PV-Anlage auf dem Dach einer denkmalgeschützten Kirche (Quelle: Solaranlage.eu (o.J.))

Fassadenpotenzial

Nicht nur auf Dächern von Gebäuden, sondern auch an deren Fassaden können solarthermische Anlagen installiert werden. Durch die Nutzung der gesamten Gebäudehülle entsteht somit mehr Fläche, die für die solare Energiegewinnung genutzt werden kann. Bauwerkintegrierte Solarthermie kann dabei als architektonisches Gestaltungselement ästhetisch ansprechend eingesetzt werden. Der Hersteller Tabsolar etwa bietet durchströmbare Paneele aus Ultrahochleistungsbeton an, die in verschiedene Fassadenkonstruktionen eingesetzt werden können (Wärmedämmverbundsystem, vorgehängte hinterlüftete Fassade, Doppel- und Sandwichwand). Diese Paneele können zur Ertragssteigerung mit einer spektralselektiven Beschichtung ausgestattet sein oder eine Oberfläche aus Sichtbeton aufweisen. Letztere Variante wäre aufgrund der eher niedrigen Wärmeerträge in Kombination mit Wärmepumpe oder Eisspeicher denkbar. Solarthermische Kollektoren können auch

als Jalousie konzipiert sein¹⁷. Abbildung 16 gibt einen Überblick über verschiedene bauwerkintegrierte Solarthermie-Lösungen.

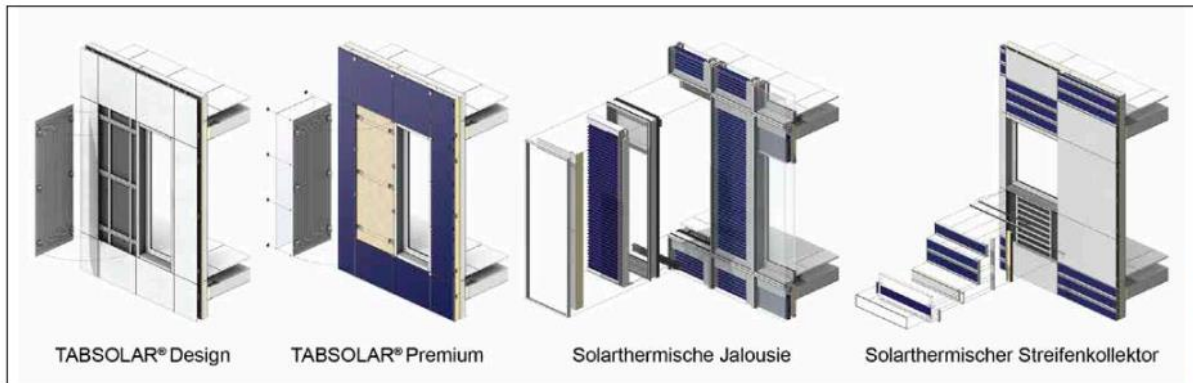


Abbildung 16: Varianten bauwerkintegrierter Solarthermie (Quelle: Hermann et al. (2020): 18)

Solaranlagen können mit entsprechender Unterkonstruktion auch nachträglich an bestehende Fassaden montiert werden. Dies kann senkrecht oder mit einem bestimmten Neigungswinkel passieren, wie Abbildung 17 zeigt.



Abbildung 17: Solaranlagen an Fassade mit geneigten (links) und senkrechten (rechts) Modulen (Quelle: Hamburg Energie (o.J.) und Bauen & Wohnen Aktuell (2016))

¹⁷ Hermann, M., Haeringer, S. F., Morawietz, K., Maurer, C., Denz, P. R. und Vongsingha, P. (2020): Solarthermie für die Architektur erschließen, in: *Sonnenenergie*, Nr. 3, S. 18-19

Eine weitere Alternative für Bestandsgebäude ist die sogenannte Anlehn-Solarfassade, die für große fensterlose und auch sonst ungenutzte Fassadenflächen interessant ist. Ein Beispiel dafür ist in Abbildung 18 abgebildet.



Abbildung 18: Anlehn-Solarfassade mit Flachkollektoren

Die solare Einstrahlung auf senkrecht montierte Kollektoren ist rund 30 % geringer als bei einer aufgeständerten Installation. Gerade in der Heizperiode ergeben sich allerdings auch Vorteile, so können die Strahlung einer tiefstehenden Sonne und diffuse Strahlung besser genutzt werden. Ebenso kann kaum Schnee auf den Kollektoren liegen bleiben. Bei der Planung von Fassadenanlagen muss die Verschattungssituation auch für zukünftige Entwicklungen (z.B. An- und Neubau in der Nachbarschaft, wachsende Bepflanzung) berücksichtigt werden. Desweiteren sollte darauf geachtet werden, dass die Fassadenkollektoren beregnet werden, andernfalls können Verschmutzungen auftreten, was zu einer schlechteren Lichtdurchlässigkeit und damit zu geringeren Erträgen führt.¹⁸

Um im Projektgebiet das Potenzial von Fassaden-Solarthermie im Bestand beurteilen zu können, werden zunächst geeignete Fassaden identifiziert. Hinsichtlich ihrer Südausrichtung und der örtlichen Verschattungssituation können dabei sieben Fassaden als geeignet bewertet werden (siehe Abbildung

¹⁸ Solaranlage Ratgeber (o.J.): Solarthermie Fassade (URL: <https://www.solaranlage-ratgeber.de/solarthermie/solarthermie-installation/solarthermie-fassaden>, aufgerufen am 11.11.2020)

19). Das rot markierte Gebäude wurde bereits abgerissen, daher können die nördlich angrenzenden Südfassaden genutzt werden.



Abbildung 19: Potenzielle Fassaden für Solarthermie

Zur Quantifizierung des Potenzials wird von einer senkrechten Montage von Solarkollektoren entlang der Fassadenfläche und einer durchschnittliche Gebäudehöhe von 5 m ausgegangen. Aufgrund von beispielsweise Fenstern und Türen steht nicht die gesamte Fassade zur Verfügung, weshalb 60 % der Fassadenfläche als Kollektorfläche betrachtet wird. Unter Berücksichtigung der um 30 % geringeren Einstrahlung werden solare Erträge von 257 (Flachkollektoren) bzw. 330 MWh p.a. (Vakuurröhrenkollektoren) abgeschätzt.

Das kleine Gebäude an der Kaikante in Abbildung 19 im Süd-Westen zu sehen, steht unter Denkmalschutz und kann daher nicht für Fassadenanlagen berücksichtigt werden. Das längliche Gebäude östlich daneben (Halle 50) wurde im August 2021 ebenfalls unter Denkmalschutz gestellt. Da aktuell noch eine Begründung des Landesdenkmalamtes fehlt und Widerspruch durch CATERPILLAR eingereicht wurde, bleibt der finale Ausgang abzuwarten und der Status zukünftig bei Bedarf zu berücksichtigen.

3.3.5 Ökologische Aspekte

Wird eine solartechnische Anlage auf dem ehemaligen Panzer-Übungskurs als Freiflächen-Anlage errichtet, ist dies zwangsweise mit einem Eingriff in die Natur verbunden. Da die Fläche schon seit längerem ungenutzt und entsprechend bewachsen ist, können sich schutzwürdige Biotope entwickelt haben. Hier muss zunächst eine ökologische Bestandsaufnahme der zuständigen Stellen Klarheit bringen, ob eine Anlage errichtet werden darf und welche Ausgleichsmaßnahmen dabei gegebenenfalls erforderlich wären.

Bzgl. Auswirkungen auf die Umwelt durch solare Energieanlagen ist zwischen Errichtungs- und Betriebsphase zu unterscheiden. Bei der Errichtung treten durch das Rammen der Profile Störungen für

Tiere und Umwelt auf. Hierbei kann jedoch Rücksicht auf z.B. Brutzeiten u.ä. genommen werden. Einmal errichtet, ist die Anlage statisch und wartungsarm und birgt somit keine weiteren großen Umwelt-eingriffe. Durch Befestigung der Kollektoren über Rammpfähle ist eine Flächenversiegelung von unter 5 % möglich. Um die Anlage für Kleinsäuger und Kleintiere passierbar zu machen, sollte eine Einzäunung nur mit einem Bodenabstand von 10-20 cm erfolgen. Mindestabstände zwischen den Kollektoren und ein geeigneter Bewuchs beugen zudem der Erosionsgefahr vor.¹⁹

Die Nutzung der Fläche als Freiflächenanlage kann bei fachgerechter Pflege außerdem eine unkontrollierte Flächensukzession verhindern, wodurch Offenlandarten und -habitate geschaffen und erhalten werden können. Somit kann etwa ein Schutzgebiet für bodenbrütende Vogelarten geschaffen werden.²⁰

Eine möglichst frühzeitige naturschutzfachliche Begleitung des Vorhabens ist grundsätzlich sinnvoll, so wie es beispielsweise auch bei den Anlagen in Randegg und Crailsheim der Fall ist. Hier konnten, etwa durch arten- und blütenreichen Ansaaten der Flächen zwischen den Kollektoren, hochwertige Habitate geschaffen und die Biodiversität der Fläche nachhaltig gefördert werden (siehe Abbildung 20).



Abbildung 20: Solarthermische Anlage in Randegg (Quelle: Hamburg Institut (2019): 39)

Im Falle der solarthermischen Anlage im baden-württembergischen Crailsheim konnte eine botanische und faunistische Vielfalt erzeugt und Lebensraum für etwa Mäuse, Feldhasen, Insekten und Vögel geschaffen werden.²¹ Oft ist es möglich, auf derselben Fläche, auf der Energie gewonnen wird, Ausgleichsmaßnahmen für den technischen Eingriff in das Landschaftsbild zu erzielen.

¹⁹ Nabu (o.J. a): Der naturverträgliche Ausbau der Photovoltaik. Forschungs- und Analysebedarf bei der Bewertung von Umweltauswirkungen (URL: <https://www.nabu.de/umwelt-und-ressourcen/energie/erneuerbare-energien-energie-wende/solarenergie/04300.html>, aufgerufen am 24.11.2020)

²⁰ Nabu (o.J. b): Flächen-Kategorisierung ersetzt keine Einzelbetrachtung. Die Standortwahl für Freiflächenanlagen darf nur nach individueller Prüfung erfolgen (URL: <https://www.nabu.de/umwelt-und-ressourcen/energie/erneuerbare-energien-energie-wende/solarenergie/12224.html>, aufgerufen am 24.11.2020)

²¹ Stadtwerke Crailsheim (o.J.): Technik, Ökologie und Lebensqualität im Einklang (URL: <https://www.stw-crailsheim.de/fileadmin/images/top-themen/projekt-solaranlage-crailsheim/200827-DE-Solar-Broschuere.pdf>, aufgerufen am 11.11.2020)

3.3.6 Flächenkonkurrenz zur Photovoltaik

Da die Solarthermie in einer Flächenkonkurrenz zur Photovoltaik (s. Kapitel 3.5) steht, ist im Weiteren abzuwägen, welche Technologie vorteilhafter ist. Dies kann sich je nach Nutzungsarten zentral und dezentral unterscheiden.

Da auf Grund der industriellen und gewerblichen Nutzungen von einem ganzjährig hohen Strombedarf auszugehen ist, wird im Weiteren eine elektrische Nutzung der Freifläche empfohlen und die Solarthermie als Großanlage in der Variantenentwicklung nicht berücksichtigt.

Bei dezentralen Aufdach- oder Fassadenanlagen kann jedoch die konkrete Nutzung des jeweiligen Gebäudes darüber entscheiden, welche Lösung zu wählen ist. Bei hohen Brauchwarmwasser oder Prozesswärmebedarfen auf einem Temperaturniveau bis ca. 70 °C kann der solarthermische den elektrischen Nutzen einer PV-Anlage übersteigen.

3.4 Kraft-Wärme-Kopplung

In Blockheizkraftwerken können Strom und Wärme im gekoppelten Prozess und somit effizienter als bei getrennter Erzeugung bereitgestellt werden. Hierbei wird die bei der Stromerzeugung anfallende Abwärme ebenfalls einer Nutzung zugeführt. Als Brennstoffe kommen hierbei Biomethan aber auch synthetische Brennstoffe oder Wasserstoff in Frage.

Die sogenannte „innovative KWK“ oder „iKWK“ ist dabei ein Begriff aus dem Bereich der Fördermittel. Für Wärmenetze die KWK mit einem Anteil von mehr als 30 % Erneuerbaren Energien kombinieren, ergeben sich im Rahmen des KWKG höhere Vergütungssätze als für die klassische KWK. Ein iKWK-System besteht dabei neben der KWK-Anlage aus einem elektrischen Wärmeerzeuger (z.B. Power-to-Heat Modul) und einem erneuerbaren Wärmeerzeuger, z.B. Großwärmepumpen mit Umweltwärmequellen. Ziel der iKWK-Förderung ist insbesondere die Netzdienlichkeit für das Stromnetz, somit ergeben sich verschiedene Vorgaben bei der Regelung der Anlagen. Im Fall der iKWK darf der erzeugte Strom nicht selbst genutzt werden, sondern wird dann bereitgestellt und eingespeist, wenn das Netz der öffentlichen Versorgung Bedarf meldet. Umgekehrt wird bei Stromüberschüssen im Netz des ergänzende PtH-Modul zugeschaltet. Die Wärme von BHKW, Wärmepumpe und PtH-Modul versorgen ein gemeinsames Wärmenetz.

3.5 Photovoltaik & PVT

Neben den bisher betrachteten Potenzialen zur Wärmebereitstellung sollen nun auch elektrische Potenziale der erneuerbaren Energieerzeugung betrachtet werden. Photovoltaik (PV)-Module wandeln Sonneneinstrahlung in elektrischen Strom. Der spezifische Ertrag beläuft sich im Großraum Kiel auf etwa 880 kWh/kWp. Sowohl eine Nutzung des Stroms für den Eigenbedarf als auch eine Einspeisung ins öffentliche Netz mit EEG-Vergütung oder eine Direktvermarktung vor Ort sind möglich. Analog zur Solarthermie sind die Freifläche auf dem ehemaligen Panzerrundkurs, die Dachflächen sowie Gebäudefassaden auch durch Photovoltaikanlagen zur Strombereitstellung nutzbar. Als weitere kombinierte Technologie kommen auch PVT-Module, die sowohl Strom als auch Wärme bereitstellen können in Frage.

3.5.1 PVT

PVT-Module sind Hybridmodule aus PV-Modul und Solarthermie-Kollektor und dienen der kombinierten Erzeugung von regenerativem Strom und Wärme. Dies ist besonders für niedrige solarthermische Zieltemperaturen interessant, da ein PV-Modul pro Kelvin Temperaturerhöhung ca. 0,4 - 0,5 % Leistung verliert. Ein interessanter Anwendungsbereich kann dabei etwa die Regeneration eines Eisspeichers sein.

Grundsätzlich sinnvoll sind Hybridmodule, wenn ein hoher Warmwasserbedarf vorliegt oder hohe Speicherkapazitäten (z.B. Schwimmbad) vorhanden sind. Auch bei Platzmangel für PV und Solarthermie als zwei unterschiedliche Systeme auf einem Dach sowie aus ästhetischen Gründen können PVT-Module interessant sein. Bei geringem Warmwasserbedarf oder kaum Speicherkapazitäten sind Hybridmodule weniger vorteilhaft. Ebenfalls nachteilig gegenüber der getrennten Erzeugung von Wärme und Strom sind das erhöhte Risiko eines gleichzeitigen Ausfalls beider Anlagenteile sowie vergleichsweise hohe Investitionskosten.

3.5.2 Potenziale

Freifläche

In Anlehnung an die Analyse des Potenzials für Freiflächen-Solarthermie wird auch für PV der ehemalige Panzerübungsplatz als möglicher Standort einer Freiflächenanlage betrachtet. Unter Berücksichtigung von Verschattungsabständen, Wartungsgängen, Freiflächen zur Erosionsvermeidung und Platzbedarf für technische Einrichtungen ist eine südausgerichtete Anlage mit einer Leistung von rund 3.000 kWp und einem Jahresstromertrag von 2.680 MWh p.a. umsetzbar. Dies entspricht je nach Szenario ca. 5 (Szenario Hoch) bis ca. 15 % (Szenario Mittel).

Zur Realisierung einer Freiflächen-Photovoltaikanlage wäre genehmigungsrechtlich ein Bebauungsplan erforderlich.

Dachflächenpotenzial

Das allgemeine Solarflächenpotenzial der Dachflächen im Projektgebiet wurde bereits in 3.3.4 im Zuge der solarthermischen Potenzialbestimmung ermittelt und beträgt 38.455 m². Dadurch ist eine PV-Gesamtleistung von etwa 3.600 kWp realisierbar, wobei hiervon ca. 1.230 kWp auf denkmalgeschützte bzw. quartiersprägende Liegenschaften fällt. Abzureißende Gebäude wurden nicht betrachtet. Es gelten dieselben aus dem Denkmalschutz resultierenden Restriktionen wie bei Solarthermie. Daneben muss auch bei Photovoltaik die Statik der Bestandsgebäude berücksichtigt werden. Die durchschnittliche Flächenlast beträgt bei ballastierten Montagesystemen ca. 30 kg/m². Diese Installationsart hat den Vorteil, dass die Unterkonstruktion der PV-Module ohne Durchdringung des Gebäudedachs angebracht werden kann. Bei Montagesystemen mit Dachdurchdringung liegt die durchschnittliche Flächenlast zwischen 15 und 20 kg/m².

Der Großteil der oben bestimmten Gesamtleistung entfällt auf Dächer von Caterpillar (45 %) und derzeit leerstehende Gebäude (31 %). Zwar sind die Dachflächen von Caterpillar aufgrund vieler Dachaufbauten zum Teil nur mit starken Einschränkungen für die Installation von PV-Anlagen geeignet, dennoch ist aufgrund der sehr großen Dachflächen auf dem Südgelände insgesamt eine Leistung von ca.

1.600 kWp denkbar. Die Aufteilung der gesamten PV-Leistung auf die Nutzer wird in Abbildung 21 visualisiert. Insgesamt kann durch PV erneuerbarer Strom in Höhe von etwa 3.200 MWh p.a. erzeugt werden.

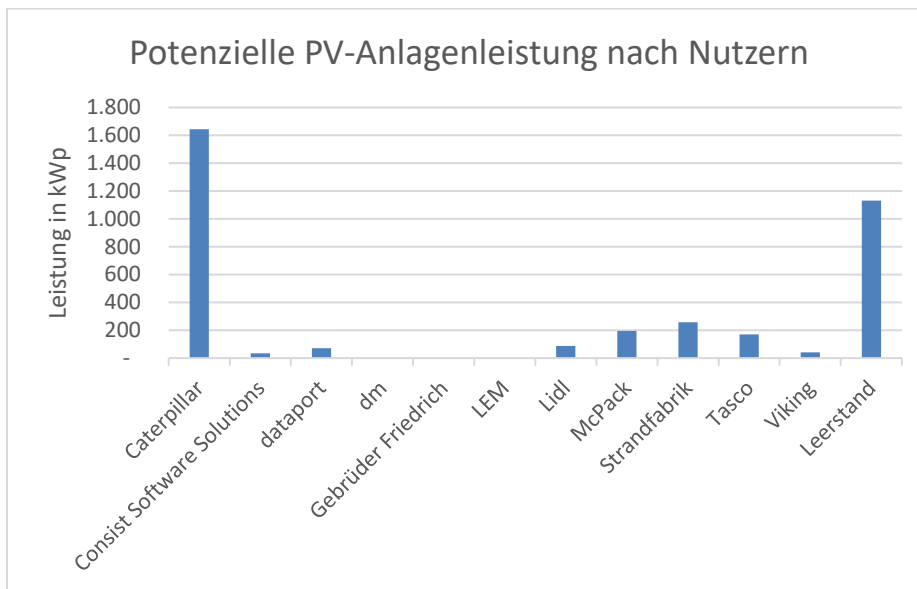


Abbildung 21: Potentielle PV-Leistung nach Nutzern

Sollen die Flachdächer des Bestands begrünt werden, reduziert sich die realisierbare Leistung und damit der mögliche Stromertrag, da zwischen den Modulen ein größerer Abstand gelassen werden muss, um Sonne und Regen für die Bepflanzung zu ermöglichen. Die Gesamtleistung beträgt demnach rund 2.600 kWp und der Jahresstromertrag ca. 2.300 MWh. Dies entspricht je nach Szenario ca. 4 (Szenario Hoch) bis ca. 12 % (Szenario Mittel).

Lt. aktuellem Beschluss der Landeshauptstadt Kiel sind alle neuen kommunalen Liegenschaften mit Solar Gründächern zu realisieren.

Alternativ lassen sich durch PVT-Module ein Wärmeertrag von etwa 20 GWh p.a. erzielt werden. Gleichzeitig kann, bei einer installierten Leistung von ca. 3.300 kWp el, ein Stromertrag von 2,9 GWh p.a. erwirtschaftet werden. Bei höheren Zieltemperaturen fallen diese Erträge allerdings deutlich niedriger aus.

Fassadenpotenzial

Wie schon bei Solarthermie, können auch PV-Module nachträglich an die Fassade montiert, angelehnt oder direkt bei Errichtung als fester Gebäudebestandteil in die Fassade integriert werden. Ein interessantes architektonisches Gestaltungsmittel bieten dabei semitransparente Solarmodule. Auch vollständig transparente Module sind möglich, was fensterintegrierte Photovoltaik erlaubt. Hier gibt es allerdings noch kein marktreifes Produkt. Beispiele von Fassaden-PV werden in Abbildung 22 bildlich dargestellt.

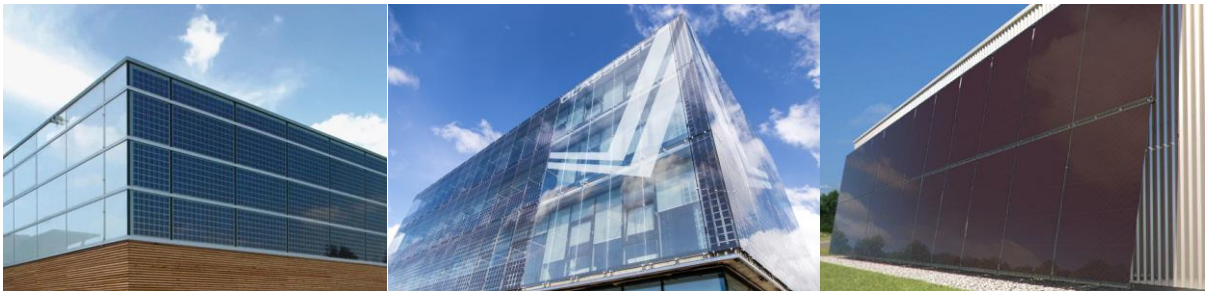


Abbildung 22: Gebäudeintegrierte PV, Semitransparente Solarfassade und Anlehn-Solarfassade (Quelle: Bau-netzwissen und Baulinks)

Analog zum solarthermischen Fassadenpotenzial wird das Potenzial für Fassaden-PV anhand von senkrecht an die Bestandsfassaden montierten Modulen berechnet. Bei einer Nutzung von 60 % der südlich ausgerichteten Fassadenflächen ist eine Leistung von 200 kWp umsetzbar. Da die Einstrahlung um etwa 30 % reduziert ist, kann mit einem spezifischen Ertrag von 616 kWh/kWp gerechnet werden, was einen Jahresstromertrag von 123 MWh ergibt.

3.5.3 Kombination mit Gründächern

Aufdach-Anlagen sind gut geeignet, um mit Gründächern kombiniert zu werden. Hierfür kommt insbesondere eine extensive Begrünung mit niedrigen Pflanzen wie Moosen und Gräsern in Frage. Die Kombination schafft mehrere Synergien sowohl für die Energiebereitstellung als auch das Projektgebiet an sich. Für das begrünte Gebäude bilden die Pflanzen sowie das Erd- bzw. Nährstoffsubstrat eine zusätzliche Isolationsschicht und senken so den Wärme- und Kältebedarf im Gebäude. Der kühlende Effekt führt außerdem zu einer Wirkungsgraderhöhung der Photovoltaik-Anlagen, die insbesondere im Sommer bei steigenden Temperaturen durch Erhöhung des elektrischen Widerstands in der Anlage begrenzt wird. Das Nährsubstrat kann außerdem als statische Auflast auf den Rahmen der PV-Anlage dienen und vermeidet so hohe Punktlasten durch Betonteile zur Verankerung. Des Weiteren werden durch die Bepflanzung die Biodiversität im Projektgebiet erhöht sowie das Mikroklima verbessert. Auch für das Regenwassermanagement bieten Gründächer Vorteile für Gewerbegebiete, da hier Regenwasser aufgenommen werden kann, das andernfalls auf Grund der ansonsten stark versiegelten Flächen teuer abgeleitet werden müsste.

Durch ideale Neigung und Abstände der PV-Module ist die vollständige Verschattung der Bepflanzung zu vermeiden. Umgekehrt ist durch fachgerechte Pflanzenpflege zu gewährleisten, dass die Module nicht verschattet werden.

Bei neuen kommunalen Liegenschaften oder sonstigen Neubauten auf städtischen Grundstücken (auch bei Veräußerung) werden Solar Gründächer auf Grund der aktuellen Beschlussvorlage verpflichtend.

3.6 Windenergie

Windkraftanlagen im Küstenbereich haben sich in den letzten Jahrzehnten als eine sehr verlässliche erneuerbare Energiequelle erwiesen. Im Jahr 2019 wurde 24,4 % der Nettostromerzeugung in

Deutschland durch WKA produziert.²² In Zukunft wird der Anteil an Windenergie auch weiterhin steigen, dazu trägt nicht nur die technische Weiterentwicklung der Anlagen bei.

In der näheren Umgebung sind bis dato keine WKA installiert und lt. Landesamt für Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume sind keine Anlagen in Planung.²³ Der Zubau von raumbedeutsame Windkraftanlagen ist zudem streng reglementiert und aus rechtlicher Sicht nicht möglich, da sich kein Vorranggebiet in der näheren Umgebung bzw. auf dem Projektgebiet befindet.

Kleinwindanlagen als Einzelanlagen mit einer Größe von 10 bis zu 30 m, die einem Vorhaben nach § 35 Absatz 1 Nummern 1 bis 4 BauGB dienen, sind nicht vom raumordnerischen Ausschluss betroffen. Ein möglicher Standpunkt für Anlage dieser Größe, wäre der Panzerrundkurs im Norden des Projektgebiets. Lt. uNB (untere Naturschutzbehörde) ist für dieses Gebiet eine Einzelfallprüfung vorzunehmen, um die möglichen Einflüsse auf die Natur zu untersuchen. Dieses Gebiet wird jedoch als kritisch betrachtet und auf die anliegenden Biotope und den Artenschutz verwiesen sowie den visuellen Einfluss einer WKA auf das Landschaftsbild.²⁴

Lediglich Kleinwindanlagen mit einem Rotordurchmesser bis 3 m und bis zu 10 m Höhe gemessen von der Geländeoberkante bis zum höchsten Punkt des Rotors sind verfahrensfrei. Zu beachten ist hierfür § 63 (1) 3. c der Landesbauordnung Schleswig-Holstein. Im untersuchten Projektgebiet herrscht allerdings eine WSW dominierte Hauptwindrichtung (s. Abbildung 23). Dies ist aufgrund der Projektlage als negativ zu bewerten, da es zu Abdeckungen der Kleinwindanlagen durch Gebäude kommt. Auf Grund der Gebäudehöhen und dem daraus resultierenden Abbremsen der Windgeschwindigkeit sowie der hohen spezifischen Investitionskosten von Kleinwindanlagen bis 10 m lässt sich ein wirtschaftlicher Betrieb solcher Anlagen nicht darstellen und wird daher im Weiteren nicht betrachtet.

²² Nettostromerzeugung in Deutschland 2019. (URL: https://www.energy-charts.de/energy_pie_de.htm?year=2019, aufgerufen am 14.09.2020)

²³ Landesamt für Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume (2020): Ausbaustatus Windkraftanlagen in Schleswig-Holstein. (URL: https://www.schleswig-holstein.de/DE/Fachinhalte/W/windenergie/Downloads/WKA_Tabelle.pdf?__blob=publicationFile&v=7, aufgerufen am 05.01.21)

²⁴ Telefonat Herr Hurrelmann, untere Naturschutzbehörde (uNB), 28.01.2021.

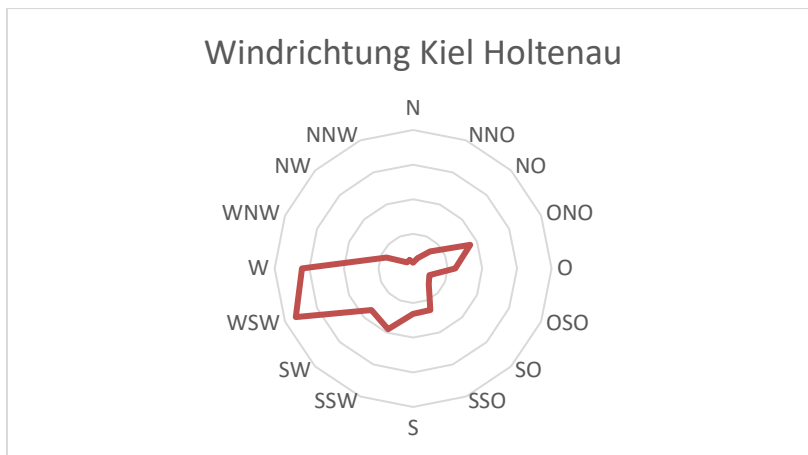


Abbildung 23: Vorherrschende Windrichtungsverteilung im Jahr 2019

3.7 Potenziale Kältebereitstellung

Kältebedarf fällt in Gewerbegebieten in unterschiedlichen Bereichen an:

- Klimatisierung von Gebäuden
- Kühlen von agroindustriellen Produkten und Lebensmitteln
- Kühlung für die Lebensmittel- und Getränkeindustrie
- Kühlung für die chemische Industrie

3.7.1 Kältebereitstellung

Grundsätzlich kommen verschiedene Technologien zur Klimatisierung in Frage.

Beim Freien oder passiven Kühlen wird die niedrige Umgebungstemperaturen aus Luft, Boden oder Gewässern ausgenutzt, die mit Hilfe von Ventilatoren, Pumpen und Steuergeräten umverteilt werden, (z.B. Akklimatisierung über Nacht).

Bei (Konventionellen) Kompressionskälteanlagen zirkuliert ein flüssiges Kältemittel, das Wärme aus dem zu kühlenden Raum entzieht. Das Kältemittel tritt als gesättigter Dampf in den Kompressor ein und wird dort verdichtet. Es folgt die Abkühlung durch Umgebungsluft oder Wasser und dadurch Kondensation des Dampfes. Die gesättigte Flüssigkeit tritt in das Expansionsventil ein und der Druck nimmt ab, wodurch das Kältemittel verdampft, dabei entsteht der gewünschte Kühleffekt, das Kältemittel gelangt wieder in den Kompressor und schließt den Kreis. Auf Grund einfacher und zuverlässiger Technik ist dies die am weitesten verbreitete Kühltechnik. Strom stellt hierbei die Hauptenergiequelle dar.

Der Prozess von Absorptionskältemaschinen ähnelt dem der Kompressionskältemaschine, wobei das Gas durch eine Absorption in eine Flüssigkeit verflüssigt wird. Eine anschließende Desorption unter Zuführung externer Wärme löst das Kältemittel wieder aus der Flüssigkeit, sodass das Kältemittel in der Gasphase für eine erneute Verdampfung zur Verfügung steht, womit der Kreislauf geschlossen wird. In diesem Fall ist Wärme die Hauptprozessenergie. Die Wärme kann dabei z.B. aus Solarthermie oder Abwärme stammen. Die Betriebsweise ist vergleichsweise leise, da kein Kompressor eingesetzt wird.

Sehr ähnlich erfolgt der Prozess von Adsorptionskälteanlagen, allerdings kommen Feststoffe als Sorptionsmaterial anstelle einer Flüssigkeit und Wasser als Kältemittel zum Einsatz. Das System besteht aus

zwei Adsorptionskammern im Wechselbetrieb und ermöglicht so einen kontinuierlichen Betrieb. Das Kältemittel ist im neutralen Zustand adsorbiert und wird durch Erhitzen gelöst. Die anschließende Verflüssigung und Verdampfung lösen den Kühleffekt aus. Der Kreis wird durch Adsorption am Feststoff geschlossen. Die benötigte Energie wird wieder in Form von Wärme eingesetzt.

Der Prozess von Wärmepumpen bzw. Kältemaschinen kann als Wärme-Kälte-Kopplung eingesetzt werden. Das Prinzip ist hier jeweils das Gleiche. Das Temperaturniveau einer Wärmequelle bzw. -senke wird mittels Stromeinsatz auf ein anderes Niveau verschoben. Wird nur eine Seite des Systems genutzt, wird bspw. der Umweltquelle Außenluft eine bestimmte Wärmemenge entzogen und zum Kühlen abgekühlt oder zum Heizen erwärmt. Die jeweils andere Seite „verfällt“, indem die Energie ungenutzt an die Außenluft zurückgegeben wird. Somit lassen sich aus einer kWh Strom ca. 3 kWh Kälte oder 4 kWh Wärme erzeugen. Nutzt man jedoch beide Seiten gleichzeitig, spricht man von einem gekoppelten Prozess. Die Effizienz der Anlage steigt hierbei deutlich an, da aus 1 kWh Strom gleichzeitig ca. 3 kWh Kälte und 4 kWh Wärme bereitgestellt werden. Hierfür ist jedoch erforderlich, dass Wärme- und Kältebedarf gleichzeitig anfallen oder der gerade nicht benötigte Teil gespeichert werden kann. Wärmepumpen bzw. Kältemaschinen können aber auch reversibel betrieben werden, indem zeitlich versetzt zwischen den beiden Nutzungsarten Wärme oder Kälte gewechselt wird.

Beim Solaren Kühlen wird sich die Gleichzeitigkeit hoher Solareinstrahlung und dem daraus resultierenden Kältebedarf insbesondere im Sommer zu Nutze gemacht. Einerseits können elektrische betriebene Kälteanlagen mit Solarstrom aus Photovoltaikanlagen betrieben werden. Dies hat den Vorteil, dass Kälte- und PV-Anlage getrennt geplant und betrieben werden können. Somit sind Umrüstungen, aber auch andere Verwendungen des Stroms möglich. Alternativ kann auch mit solarthermischen Systemen gekühlt werden. Diese haben jedoch i.d.R. den Nachteil, dass Kälte- und Solaranlage direkt mit einander gekoppelt und genau aufeinander ausgelegt sind.

Potenziale im Projektgebiet

Im vorliegenden Projektgebiet ist die Nutzung einiger der im Bereich Wärme vorgestellten Potenziale auch für eine zentrale Versorgung mit Klimakälte möglich. Die in den Potenzialen Meerwasser, Geothermie und Abwasser benannten Wärmepumpen, können auch als Kältemaschine oder im gekoppelten Prozess betrieben werden, um Kälte bereitzustellen. Im Sommer können die Wärmepumpen beispielsweise parallel Kälte bereitstellen und die anfallende Abwärme für die Bereitstellung von Brauchwarmwasser verwenden. Im Winter und den Übergangszeiten können Wärme und z.B. Kältegrundlast für Rechenzentren oder niederkalorische Kühlung in der Logistik bereitgestellt werden.

In Verbindung mit Erdsonden ist außerdem eine Regeneration des Wärmepotenzials im Erdboden über die Sommermonate möglich, indem Abwärme aus der Kältebereitstellung in das Erdreich eingespeist wird.

Die Bedarfe für Raumwärme und Brauchwarmwasser einerseits und Raumklimatisierungskälte andererseits verhalten sich sehr unterschiedlich. Während über das Jahr gesehen relativ große Wärmemengen auf eher moderatem Leistungsniveau anfallen, fällt der Kältebedarf i.d.R. nur in einigen hundert Stunden pro Jahr, dafür dann mit vergleichsweise großen Leistungsspitzen an. Bei der gleichzeitigen Bereitstellung von Wärme und Kälte ist dies bei der Auslegung der Anlage zu berücksichtigen und ggf. eine ergänzende Spitzenlast-Kältemaschine vorzusehen. Eine gute Ergänzung können daher

Grundlastkältebedarfe z.B. für Rechenzentren oder in der Logistik sein, die ganzjährig auf gemäßigttem Temperatur- und Leistungsniveau anfallen.

Für eine zentrale Kälteversorgung sollte ein entsprechendes Vorzugsgebiet ausgewiesen werden, so dass nicht das gesamte Projektgebiet mit entsprechender und teurer Infrastruktur versehen werden muss. Derartige Netze werden i.d.R. auf einem Temperaturniveau von 8/14 bis 14/20 (Temperatur VL/RL) betrieben. Werden niedrigere Temperaturen benötigt, so sollten diese aus Effizienzgründen dezentral zur Verfügung gestellt werden. Ohne bzw. außerhalb des Gebiets eines solchen Netzes wird eine dezentrale, bedarfsgerechte solare Kühlung empfohlen.

3.8 Power-to-gas: Grüner Wasserstoff

Im Juni 2020 hat das Bundeskabinett die Nationale Wasserstoffstrategie beschlossen, um mit Maßnahmen und Fördergeldern den Markthochlauf für Wasserstoff in den Jahren 2020 bis 2030 zu starten und zu stärken. Vorab hatten bereits am 7. November 2019 die Länder Bremen, Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Schleswig-Holstein die Norddeutsche Wasserstoffstrategie verabschiedet. Demnach ist der Einsatz von Wasserstoff als Energiespeichermedium ein wichtiger Pfeiler der Sektorenkopplung und eröffnet dem Standort Kiel erfolgsversprechende Zukunftsmärkte.

Die Regierung in Kiel sieht das Land als Vorreiter und Wasserstoffpionier. Im Fokus steht dabei die Herstellung von grünem Wasserstoff aus Überschussstrom von Wind- und Solaranlagen. Das erneuerbare Gas kann dabei direkt in verschiedenen Anwendungen im Verkehr und der (chemischen) Industrie genutzt oder in der Gasinfrastruktur transportiert und gespeichert werden. Bei Bedarf kann das Gas zu einem späteren Zeitpunkt wieder verstromt werden.

Auch die Landeshauptstadt Kiel verfolgt im Rahmen des HyLand-Projekts des BMVI den strategischen Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft gemeinsam mit den Kreisen Rendsburg-Eckernförde und Plön. Im Fokus steht insbesondere der Einsatz von grünem Wasserstoff im Schwerlastverkehr (Straße, Schiene und Schifffahrt) sowie die Herstellung des grünen Wasserstoffs aus regionalem erneuerbarem Strom.

Im Gegensatz zu fossilen Brennstoffen entstehen bei der Verbrennung von Wasserstoff keine schädlichen Emissionen, sondern lediglich Wasser. Daher wird er als klimaneutraler Kraftstoff in Wasserstoffverbrennungsmotoren oder Brennstoffzellen eingesetzt.

3.8.1 Überschussstrom und Energiewendedenlichkeit

In diesem Zusammenhang wird der Begriff „Überschussstrom“ immer wieder diskutiert. I.d.R. werden hierunter diejenigen Mengen Strom verstanden, die auf Grund von drohenden Netzengpässen durch die Netzbetreiber zwangsabregelt werden (Einspeisemanagement), da die regionalen Netzkapazitäten und der lokale Verbrauch im jeweiligen Zeitpunkt geringer sind als die erneuerbare Erzeugung. Es wird also nur dann Wasserstoff produziert, wenn zeitlich keine andere Abnahme zur Verfügung steht. Damit unterliegt die Wasserstoff-Produktion starken Leistungsschwankungen auf Grund des bereitgestellten erneuerbaren Stroms. Der verfügbare Überschussstrom und seine zukünftige Entwicklung hängen folglich stark von mehreren Faktoren ab

- Ausbau erneuerbarer Energien

- Regionaler Netzausbau
- Regionale Abnehmer

Durch den Netzausbau der öffentlichen Versorgung in der Region können beispielsweise größere Mengen Windstrom aus der Region abtransportiert werden und müssten nicht teilweise abgeregelt werden. Hinzu kommen EE-Anlagen, die zukünftig aus der EEG-Vergütung fallen, und somit wirtschaftlich in der Wasserstoffproduktion eingesetzt werden können. Gemäß des HyStarter-Projekts betrifft das in der KielRegion bis zum Jahr 2030 ca. 86 MW Windkraftanlagen, ca. 44 MW Photovoltaikanlagen und ca. 37 MW Biomasseanlagen.

In diesem Zusammenhang wird auch der Begriff der „Energiewendedenlichkeit“ diskutiert. Würde statt Überschussstrom regulär in Windenergie- oder Photovoltaikanlagen erzeugter EE-Strom verwendet, würde dieser Strom bei der Deckung anderer Bedarfe fehlen und somit die Reihenfolge der Stromerzeuger in der sogenannten Merit-Order verschieben. Es würden dann andere Erzeuger, die andernfalls auf Grund ihres Preises nicht berücksichtigt worden wären, in den aktuellen Strommix eingehen. Somit wird zwar einerseits grüner Wasserstoff hergestellt, andererseits werden aber Kohle- und Gaskraftwerke zur Deckung des Strombedarfs eingesetzt, der ohne die Wasserstoff-Produktion mit erneuerbar und entsprechend mit geringeren CO₂-Emissionen hätte gedeckt werden können.

Die Entwicklung und der Ausbau der Wasserstoff-Produktion sind somit im Sinne der Energiewende stets gemeinsam mit dem Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung voranzutreiben.²⁵

3.8.2 Technische Lösungen

Power-to-Gas-Technologien sind u.a. die Herstellung von Wasserstoff mittels Elektrolyse und die Erzeugung von synthetischem Methan im Prozess der Methanisierung.

Elektrolyse

Im Kernprozess der sogenannten Elektrolyse wird Wasser unter Zufuhr elektrischer Energie in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt. Hierzu werden zwei Elektroden in eine leitende Flüssigkeit (Elektrolyt) eingebracht. Da Wasser selbst eine sehr geringe Leitfähigkeit hat, werden dem demineralisierten und deionisierten Wasser in Elektrolysezellen Salze, Säuren oder Laugen zugegeben. Es kommen verschiedene Verfahren, die sich in erster Linie durch den eingesetzten Elektrolyten unterscheiden, zum Einsatz. Bei der alkalischen Elektrolyse werden flüssige, basische Elektrolyten wie wässrige Kaliumhydroxid-Lösungen eingesetzt. Dieses über 100 Jahre alte Verfahren wird seit Mitte des 20. Jahrhunderts in kommerziellen Großanlagen mit bis zu 150 MW bzw. 33.000 Nm³/h genutzt. Bei der PEM-Elektrolyse (Proton Exchange Membrane) ist der Elektrolyt eine protonenleitende Membran bzw. ein polymerer Feststoff. Das Verfahren befindet sich noch in der Entwicklung und wird derzeit nur im kleinen Leistungsbereich bis ca. 30 Nm³/h eingesetzt. Ein weiteres Verfahren ist die Hochtemperatur-elektrolyse, bei der Wasserdampf bei 850 – 1.000 °C an Festoxiden als Elektrolyt elektrochemisch

²⁵ Heinemann et al. (2019): Die Bedeutung strombasierter Stoffe für den Klimaschutz in Deutschland. (URL: <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/PtX-Hintergrundpapier.pdf>, aufgerufen am 02.07.20)

gespalten wird. Das Verfahren befindet sich noch im Stadium der Grundlagenforschung und wird bisher nur bei Spezial- und Nischenanwendungen genutzt.

Die schwankende Strombereitstellung im Power-to-Gas-Prozess birgt einige technische Herausforderungen an die Anlagentechnik:

- benötigte Anlagendynamik
- Stabilisierung des spezifischen Energieverbrauchs
- Konsequente Verlängerung von Wartungsintervallen

Die elektrochemischen Prozesse im Elektrolyseur reagieren nahezu verzögerungsfrei auf Lastwechsel. Entscheidend für den dauerhaften und ungestörten Anlagenbetrieb sind daher die Peripheriekomponenten wie Laugenpumpen, Druckregler und Produktgasseparatoren. Häufige Lastwechsel belasten die mechanischen Komponenten und reduzieren die Lebensdauer des Systems.

PEM-Elektrolyseure folgen dem Leistungseintrag besser als basische Elektrolyseure, indem sie schnell auf Lastwechsel reagieren, auch im unteren Teillastbereich gut arbeiten und in der Startphase schnell die Betriebstemperatur erreichen. Sie weisen somit einen technischen Vorteil für den Einsatz in der PtG-Technologie auf, erzeugen dafür aber höhere Investitionskosten. Für den großtechnischen Einsatz sind daher im Hinblick auf geeignete Werkstoffe und verfahrenstechnische Prozesse weitere Entwicklungen notwendig. Durch die kontinuierliche Steigerung der jährlichen Produktionsstückzahlen und den Übergang zur Serienfertigung entstehen hierbei in den kommenden Jahren Kostensenkungspotenziale. Anhang 1 Tabelle 8 stellt die spezifischen Investitionskosten und Anlagenleistungen der beiden Herstellungsmethoden gegenüber.

Methanisierung

Synthetisches Methan wird aus dem elektrolytisch hergestellten Wasserstoff durch Kohlehydrierung zusammen mit Kohlenstoffmonoxid oder -dioxid künstliche, flüssige Kohlenwasserstoffe erzeugt. Diese stark exotherme Reaktion wird durch niedrige Temperaturen und hohe Drücke begünstigt. Als Katalysator ist Nickel hinsichtlich Aktivität, Selektivität und Preisstabilität optimal geeignet, allerdings ist der Einsatz im unteren Temperaturbereich begrenzt und eine hohe Reinheit bzgl. Sauerstoff und Schwefelverbindungen erforderlich. Die Methanisierung wird in 2-Phasen- und 3-Phasen-Systeme unterschieden. Das heute verbreitetste Verfahren ist der Festbettreaktor. Hierbei wird eine festangeordnete Katalysatorschüttung vom Reaktionsgas durchströmt. Der konstruktive Aufbau ist einfach. Die Wärmeabfuhr ist jedoch begrenzt, so dass es zu thermischen Spannungen und Degradation des Katalysators kommt. Im Wirbelschichtreaktor wird die Schüttung aus feinkörnigem Feststoff von unten nach oben durchströmt, aufgelockert und fluidisiert. Vorteil ist hier der intensive Wärme- und Stoffaustausch, der einen nahezu isothermen Betrieb ermöglicht. Im Gegenzug muss aber das Wirbelbettmaterial angetrieben werden. Die Blasensäule ist das bisher einzige realisierte 3-Phasen-System.

Das regenerativ erzeugte Methan kommt in verschiedenen Bereichen zur Anwendung:

- Substitut für fossile Gase bei Wärmeerzeugung
- Erneuerbarer Brennstoff für Gasfahrzeuge
- Wichtiges Element zur Erzeugung chemischer Verbindungen (Wasserstoff, Ethin, Methylenid)

Der Vorteil des Methans gegenüber dem Wasserstoff liegt darin, dass es als synthetisches Erdgas (SNG) nahezu identische brenntechnische Eigenschaften aufweist und ohne Mengenbegrenzung in die Erdgasinfrastruktur integriert werden kann. Dafür ist jedoch der zusätzliche Umwandlungsschritt und somit ein weiterer Wirkungsgradverlust notwendig. Die Methanisierung kann allerdings auch direkt im Fermenter einer Biogasanlage durchgeführt werden (in-situ-Verfahren), indem das im Biogas enthaltenen CO₂ genutzt wird. Somit kann der Gesamtprozess gesteigert werden.

Die notwendige Gasqualität stellt hohe Anforderungen an Anlagenkonzepte und Reaktionsführung. Dennoch werden heute bereits Methangehalte über 94 % erreicht.

Als CO₂-Quellen dienen biogene und effizient erschließbare Bereiche wie Biogas, Biomassevergasung, Brauereien, Ethanolindustrie und Klärgas oder konventionelle Kraftwerke und Prozesse (Zement- und Stahlherstellung).²⁶

²⁶ <http://www.powertogas.info/power-to-gas/>

3.8.3 Aktueller Stand in Deutschland und im Projektgebiet

In Deutschland sind aktuell knapp 70 Forschungs- und Pilotanlagen in Betrieb bzw. in Planung und Vorbereitung (s. Abbildung 24).

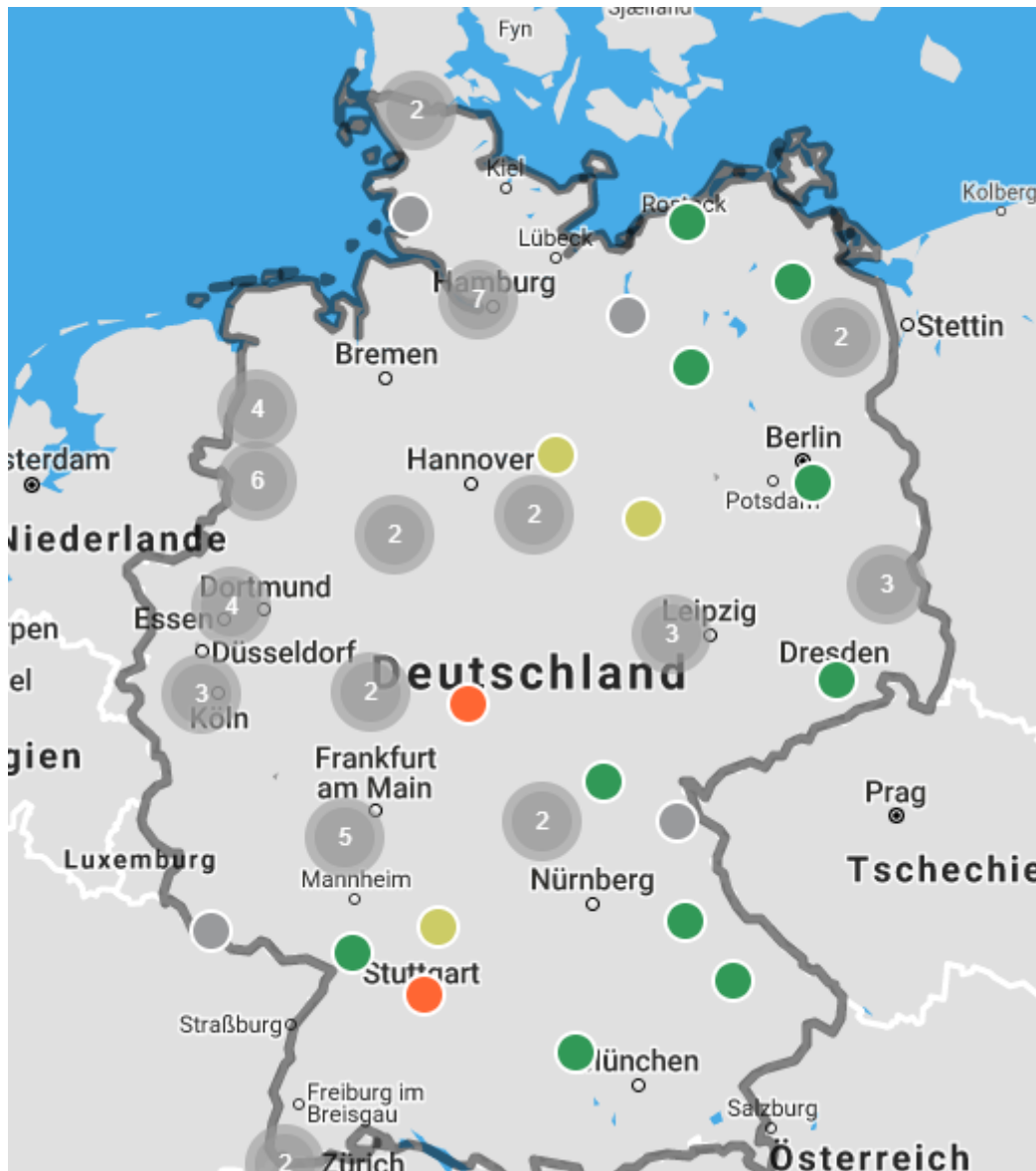


Abbildung 24: Power-to-Gas-Anlagen in Deutschland²⁷

Im norddeutschen Raum finden sich verschiedene Pilotprojekte in Schleswig-Holstein und Hamburg. HyStarter Wasserstoffregion KielRegion - Das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) fördert im Rahmen des HyStarter-Projekts neun Regionen in Deutschland bei der Entwicklung eines Wasserstoffkonzepts und der Herausbildung eines Akteursnetzwerks vor Ort. Dazu haben sich

²⁷ <https://www.powertogas.info/projektkarte/>

die kreisfreie Landeshauptstadt Kiel sowie die Landkreise Plön und Rendsburg-Eckernförde zur Wasserstoffregion KielRegion zusammengeschlossen. Dabei werden vor allem die beiden Fragen

- Welche Rolle kann Wasserstoff für Klimaschutz, Wärmeversorgung, Stromspeicherung, Mobilität und die regionale Wertschöpfung in der KielRegion spielen?
- Wo und unter welchen Bedingungen ist ein Einsatz des Energieträgers in der Landeshauptstadt Kiel und in den Kreisen Rendsburg-Eckernförde und Plön denkbar?

verfolgt. Das HyStarter-Projekt wird in der HyExpert-Phase weitergeführt und konkretisiert.

Der Kieler Hafen setzte sich auch mit Wasserstoff und dem Potenzial als alternativer Antrieb auseinander. TugMaster könnten auf wasserstoffbetriebene Brennstoffzellen umgerüstet werden. Des Weiteren wird untersucht, ob eine Wasserstofftankstelle im Hafengebiet errichtet werden könnte. Die Errichtung eines Elektrolyseurs wurde noch nicht untersucht, da Anwendungsfälle sowie der Platz für solch eine Anlage im Hafengebiet fehlen.²⁸

Windgas Haurup - Im Rahmen des Programms „Norddeutsche Energiewende 4.0“ soll überschüssiger Windstrom mit Hilfe der power-to-gas-Technologie speicherbar gemacht und ins Gasnetz eingespeist werden.

ReWest 100 „Musterregion Heide“ - Hier wird in kleinem Maßstab erprobt, was die Industriegesellschaft künftig möglichst flächendeckend leisten soll: ein nahezu klimaneutrales Gewinnen von Energie und Produzieren von Gütern. Dafür wollen die Projektpartner mithilfe eines 30 Megawatt starken Elektrolyseurs Strom aus Wind in Wasserstoff umwandeln. Konsortialführer ist die Raffinerie Heide GmbH. Das Projekt ist ein Reallabor der Bundesregierung.

HySynGas Reallabor Brunsbüttel – Im Industriepark Brunsbüttel soll mit „HySynGas“ das weltweit erste industrielle Großprojekt zur Herstellung synthetischer Gase aus regionalem EE-Strom aufgebaut werden. Einsatzzwecke für die Gase sollen neben dem Verkehrssektor auch der Einsatz in Gaskraftwerken und der Industrie sein.

Im schleswig-holsteinischen Reußenköge befindet sich seit 2013 eine Anlage zur Wasserstoffherstellung und -verstromung im Bau. Mittels PEM-Elektrolyse soll Wasserstoff aus Überschussstrom und negativer Regelleistung erzeugt und bei Bedarf zurückverstromt werden.

„Mit dem „Stromlückenfüller“ hat GP JOULE 2012 eine Lösung entwickelt, die Lastschwankungen im Netz ausgleicht, die bei der fluktuierenden Einspeisung von Wind- und Solarenergie entstehen. Dabei wandeln PEM-Elektrolyseure überschüssigen Ökostrom in Wasserstoff um, der dann gespeichert und bei Bedarf über ein Biogas-BHKW wieder ins Netz eingespeist wird. So lassen sich erneuerbare Energien optimal in das Stromnetz integrieren und ein mangelndes Stromangebot an wind- und sonnenarmen Tagen, die sog. „Stromlücke“, auffangen bzw. ausgleichen.

Der „Stromlückenfüller“ ging in Reußenköge im Mai 2015 in der ersten Ausbaustufe mit einer Elektrolyseleistung von 20 kW (vier H-TEC Series-S: S 30/50) als erste und einzige Power-to-Gas-Anlage in Schleswig-Holstein in Betrieb. Bei einem Wirkungsgrad von 75% werden 4 Nm³ Wasserstoff pro Stunde produziert. Durch die intelligente Nutzung der Prozesswärme aus der Elektrolyse wird hier ein

²⁸ Gespräch Frau Sarodnick (Umweltmanagerin, Port of Kiel) 08.09.2020

Gesamtwirkungsgrad von ca. 95% erreicht. Dabei wurde die Leistung sukzessive bis auf 200 kW erweitert. In der letzten Ausbauphase wurde hierfür unsere Technik aus der H-TEC Series-ME verwendet.“

In Hamburg Bahrenfeld befindet sich seit 2015 eine Wasserstoff-Tankstelle mit einer Leistung von 185 kW_{el} und einer Wasserstoff-Produktion von bis zu 65 kg/Tag (ausreichend für Tankladungen von ca. 11 Brennstoffzellenautos) in Betrieb. Mit flexiblen Elektrolyse-Anlagen wird überschüssiger Strom in Gas umgewandelt, gespeichert und als Treibstoff für Fahrzeuge eingesetzt. Die Wasserstoff-Produktion wird dabei über eine vollautomatisierte Fernsteuerung geregelt und ihre Wirtschaftlichkeit anhand der Strompreise des Day-Ahead- und Intraday-Handels optimiert. Alternativ können aber auch Minutenreserve und Sekundärregelleistung im Rahmen des Regelleistungsmarkts zur Stabilisierung des Stromnetzes zur Verfügung gestellt werden. Bei der Entscheidung, welcher Markt zu welcher Zeit bedient werden soll, müssen verschiedene Randbedingungen wie Versorgungssicherheit der Tankstelle und Wirtschaftlichkeit berücksichtigt werden.

Eine weitere Wasserstoff-Tankstelle befindet sich in der Hamburger HafenCity seit 2011 in Betrieb. Hier wird Wasserstoff zur Betankung von Brennstoffzellenbussen und -PKW produziert und gespeichert. Die eigene Produktion wird durch Lieferungen ergänzt.

In einer weiteren Power-to-Gas-Anlage in Hamburg Reitbrook wurde 2015 bis 2016 regenerativ erzeugter Strom in Wasserstoff umgewandelt und ins Erdgasnetz eingespeist. Seit Ende des Regelbetriebs ruht die Anlage. Die Anlage hat eine Eingangsleistung von 1.000 kW_{el} und schafft eine Wasserstoff-Produktion von 225 m³/h. Die Projektziele zur Erprobung innovativer Technologie in Kombination mit bestehender Infrastruktur und zur Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasverteilnetz konnten erfüllt werden.

Potenziale im Projektgebiet

Ein Konzept zur grünen Wasserstofferzeugung am jeweiligen Standort kann aus zwei Perspektiven gesamtwirtschaftlich sinnvoll und nachhaltig sein. Wenn entweder zum Einen ein hoher Bedarf an Wasserstoff am Standort vorliegt oder der Standort über große Überschussmengen an erneuerbarem Strom verfügt. Aktuell ist im Projektgebiet keine stoffliche Nutzung von Wasserstoff der ansässigen Unternehmen bekannt. Dies kann sich zukünftig ggf. durch weitere Ansiedler ändern. Stellt man das ermittelte Potenzial für erneuerbaren Strom aus Photovoltaik von ca. 6 GWh p.a. (Freifläche, Dachflächen, Fassaden) dem abgeschätzten Strombedarf von ca. 5 GWh p.a. im Basis-Szenario bzw. 54 GWh p.a. im Szenario hoch gegenüber wird deutlich, dass voraussichtlich keine relevanten Überschussstrommengen anfallen werden. Somit liegt aktuell kein sinnvoller Anwendungsfall für grünen Wasserstoff im Projektgebiet vor.

Da in Schleswig-Holstein generell relativ viel Windstrom erzeugt und teilweise abgeregelt wird, wäre auch der Betrieb eines Elektrolyseurs mit Netzstrom zu Zeiten von Überschussstrom aus Windenergie denkbar. Der erzeugte Wasserstoff könnte über das Projektgebiet hinaus in die Sektoren Verkehr und Industrie verkauft werden. Die bei der Elektrolyse anfallende Abwärme wiederum könnte in die zentrale Wärmerversorgung des Projektgebiets integriert werden. Die Abwärme fällt i.d.R. auf einem Temperaturniveau von 50 bis 60 °C und mit ca. 15 bis 20 % der elektrischen Leistung an. Geht man von einer wirtschaftlichen Größe des Elektrolyseurs von ein bis zwei MW und wirtschaftlich notwendigen

ca. 4.000 Vollbenutzungsstunden aus, käme man auf eine Erzeugung von ca. 2,4 bis 4,8 GWh p.a. Wasserstoff und ca. 0,6 bis 1,6 GWh p.a. Wärme.

Die weitere Einbindung eines Elektrolyseurs sowie die lokale Wasserstoffproduktion und -verteilung sollte im Zusammenhang mit den zukünftigen Entwicklungen weiter beobachtet und bei Bedarf konkretisiert werden. Ein möglicher Ansatz ist das HyExpert-Projekt der KielRegion.

3.9 Dezentrale Bereitstellung für anwendungsspezifische Bedarfe an Wärme und Kälte

Nutzer- und anwendungsspezifische Bedarfe hängen stark davon ab, welche Unternehmen und Branchen sich letztlich im Projektgebiet ansiedeln. Da diese auf verschiedenen Ebenen (Menge p.a., benötigte Leistung und Temperaturniveau) variabel sind und durch einen späteren Wechsel der Nutzer veränderlich bleiben, werden hier dezentrale Lösungen empfohlen.

Bei der Bewertung der Möglichkeiten, Energie erneuerbar bereitzustellen sind die branchenspezifischen Verfahren, die verwendeten Wärmeträgermedien und die Temperatur- und Leistungsbereiche zu beachten.

Auch wenn die Möglichkeiten sehr unterschiedlich sind, so ist das Vorgehen zur Bewertung der erneuerbaren Energiepotenziale im Betrieb grundsätzlich immer ähnlich:

- Individuelle Bestandsaufnahme bzgl. Energiebedarf (Strom, Wärme, mechanische Energie etc.) in Leistungshöhe, Jahresmenge und spezifischen Anforderungen wie z.B. Temperaturniveau
- Technische und ökonomische Bewertung der Versorgungsmöglichkeiten
- Auswahl geeigneter Versorgungsmöglichkeiten
- Optimierung des Versorgungskonzepts durch technische, ökonomische und regelungstechnische Instrumente wie z.B. betriebliches Lastmanagement, Eigenstromerzeugung oder Flexibilisierungsmöglichkeiten
- Vorbereitung und Planung der konkreten Versorgungslösung

Als Versorgungsmöglichkeiten kommen je nach Anwendung wieder die bereits zuvor beschriebenen Potenziale wie Biomasse, Wärmepumpenlösungen und Umweltquellen, (konzentrierende) Solarthermie und erneuerbarer Strom aus Photovoltaikanlagen in Betracht. Ergänzt werden diese Potenziale durch synthetische Brennstoffe.

Viele Anwendungen bedürfen am Ende des Einsatzes von elektrischer Energie. Daher ist ein hoher Anteil aus erneuerbarem Strom z.B. durch solare Nutzung der Dachflächen zu empfehlen. Um den Strombedarf im Unternehmen und im Projektgebiet zu optimieren, ist ein betriebliches Lastmanagement zu empfehlen. Dabei können Lasten zeitlich verschoben oder in ihrer Höhe variiert werden.

Möglichkeiten zur Flexibilisierung in Produktionsprozessen können aus technischer Sicht mit den Parametern maximale Leistungsänderungsgeschwindigkeit und Regelungsbereich beschrieben werden. Technische Maßnahmen, die eine solche technische Flexibilität ermöglichen sind:

- Einführung, Verbesserung von Kontroll- und Steuerungstechnologien
- Erhöhung der Speicherfähigkeit durch Isolierung
- Anpassung der Prozessintensität

- Fahren im Teillastbereich bei überdimensionaler Anlagenauslegung bei Strömungsmaschinen
- Investition in oder Vergrößerung von Energiespeichern
- Vergrößern von Materialspeichern im Produktionsprozess
- Organisatorische Umstellungen
- Einführung neuer Technologien und Prozesse mit höherer Flexibilität

Durch Lastmodulation können im Rahmen des betrieblichen Spitzenlastmanagements oder durch Nutzung von Preisdifferenzen am Strommarkt Kostenvorteile genutzt werden. Interessante Modelle für die Verbraucher ergeben sich hierbei durch die Lastverschiebung und Speicherung von Energie in verschiedenen Formen. Insbesondere Kälte bietet hierbei Potenziale als Pufferspeicher, indem Kühllhäuser beispielsweise in Zeiten hohen Stromaufkommens und niedriger Strompreise auf niedrigere als die benötigten Temperaturen abgekühlt werden und somit die Kühlzeiten verkürzt und verschoben werden können. Die Lastmodulation fördert neben dem wirtschaftlichen Nutzen für den Verbraucher auch die Integration erneuerbarer Stromerzeuger wie Photovoltaik und Wind, da diese in Zeiten niedriger Strompreise ggf. abgeregelt werden müssen, wenn die Erzeugung im Stromnetz der öffentlichen Versorgung den aktuellen Bedarf übersteigt.

3.10 Fazit Potenzialanalyse

Im Rahmen der Potenzialanalyse wurde eine Vielzahl an Möglichkeiten betrachtet. Teilweise werden diese Potenziale aus technischen, wirtschaftlichen oder genehmigungsrechtlichen Gründen im Folgenden nicht weiter berücksichtigt. Dies soll hier nochmal zusammengefasst werden:

- **Solarthermie:** Auf Grund der Flächenkonkurrenz zur Photovoltaik und den hohen Strombedarfen in Gewerbe und Industrie und den vergleichsweise geringen sommerlichen Wärmebedarfen andererseits wird das Potenzial einer solarthermischen Freifläche nicht weiter berücksichtigt.
- **Abwasserpotenzial der Kläranlage Bülk:** Auf Grund der großen Entfernung von ca. 10 km zwischen Projektgebiet und Wärmequelle kann das Potenzial nicht wirtschaftlich dargestellt werden und wird daher im Variantenvergleich nicht berücksichtigt.
- **Elektrolyseur / Wasserstoffproduktion:** Der Betrieb eines Elektrolyseurs lässt sich auf Grund der voraussichtlich hohen Strombedarfe gegenübervergleichsweise geringen Stromerzeugungskapazität und somit ohne relevante Überschussstrommengen aktuell nicht wirtschaftlich darstellen.
- **(Industrielle) Abwärme:** Es sind aktuell keine relevanten Abwärmepotenziale bekannt. Dies sollte aber zukünftig bei der Ansiedlung neuer Unternehmen weiterhin im Blick behalten werden.

Das Potenzial durch **oberflächennahe Geothermie** wird zumindest auf einer Teilfläche im Weiteren berücksichtigt. Allerdings bestehen hier auf Grund von Altlasten im Boden und der relativen Nähe zum Wasserwerk Pries aus wasser- und bodenschutzrechtlicher Sicht Bedenken. Die konkrete Genehmigungsfähigkeit oder entsprechende Beschränkungen sind im Weiteren zu prüfen.

3.11 Gegenüberstellung von Bedarfen und Potenzialen

Im Folgenden werden aus den in Frage kommenden Potenzialen Varianten zur Deckung der Bedarfe entwickelt. Die Potenziale

- Geothermie
- Abwasser
- Spundwand-Aktivierung
- Industrielle Abwärme

sind jeweils nicht ausreichend, um den Bedarf vollständig zu decken, und werden daher jeweils kombiniert. Die Potenziale

- Außenluft
- Meerwasser
- Brennstoff für KWK
- Feste Biomasse

sind prinzipiell frei skalierbar und daher geeignet, die begrenzten Potenziale jeweils bis auf das Niveau des benötigten Bedarf zu ergänzen.

Abbildung 25 stellt die Bedarfe in den drei Szenarien Basis, Mittel und Hoch inkl. CAT verschiedenen Kombinationen der Potenziale gegenüber. Für den Wirtschaftlichkeitsvergleich werden die dargestellten Varianten betrachtet:

- Geothermie, Spundwasser und Abwasser sowie zur Ergänzung Außenluft
- Meerwasser und feste Biomasse
- Geothermie, Außenluft und (i)KWK
- Meerwasser und (i)KWK

Die vierte Variante Meerwasser und (i)KWK ergab sich in der weiteren Bearbeitung als Optimierung der Varianten 2 und 3 und wird im Weiteren nur in den Bedarfsszenarien Mittel und Hoch betrachtet.

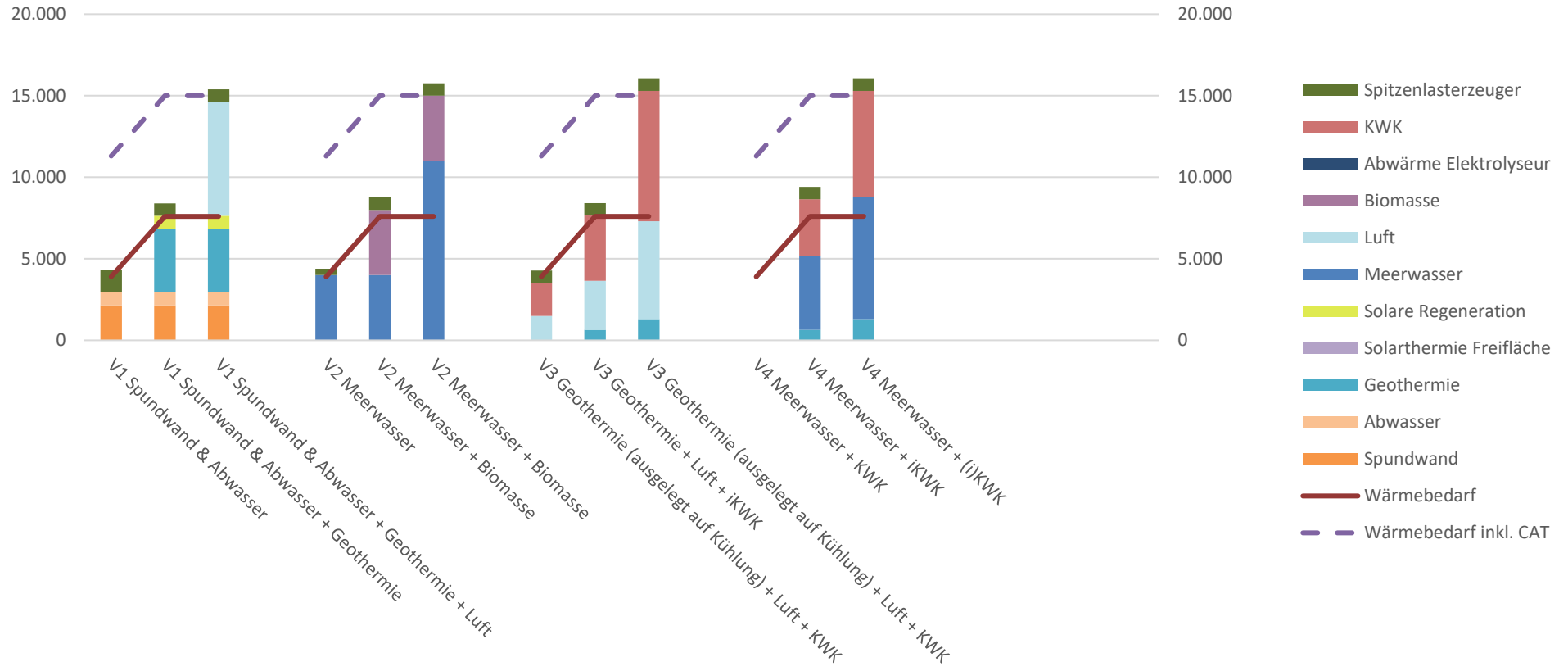


Abbildung 25: Gegenüberstellung Bedarfe und Potenziale

4 Variantenvergleich

Im Folgenden sollen die verschiedenen Varianten sowohl in ihrer Wirtschaftlichkeit als auch in Hinblick auf ihre ökologischen Auswirkungen betrachtet werden. Hierfür werden die Varianten zunächst beschrieben und anschließend sowohl ihre Lebenszykluskosten als auch die durch sie entstehenden CO₂-Emissionen einander gegenübergestellt.

4.1 Beschreibung der Varianten

4.1.1 Geothermie, Spundwand, Abwasser & Außenluft

Das Kernelement von Variante 1 ist eine Groß-Wärmepumpe, die verschiedene erneuerbare Wärmequellen nutzt. Im Szenario Basis wird unter der Neubaufäche Norden ein geothermisches Sondenfeld errichtet und um eine solare Regeneration ergänzt. Mit Hilfe von Solar-Absorbern wird über die Erdsonden im Sommer Wärme in den Boden eingebracht und das geothermische Potenzial regeneriert. Somit kann der Ertrag der Erdsonden um ca. 50 % gesteigert werden.

Im Szenario Mittel werden das geothermische und das solare Regenerationspotenzial um eine energetisch aktivierte Spundwand und die Nutzung des Abwasserpotenzials aus der Druckrohrleitung des AZV ergänzt.

Im Szenario Hoch wird auf die solare Regeneration verzichtet und das Konzept um Außenluft als erneuerbare Wärmequelle ergänzt. Die Wärmepumpe wird dabei bei Außentemperaturen von > 5 °C mit Außenluft betrieben. Mit sinkender Außentemperatur verschlechtert sich die Effizienz der Wärmepumpe, sodass unter dem Bivalenzpunkt auf die Nutzung des geothermischen Potenzials umgeschaltet wird. Somit kann das geothermische Potenzial geschont und nur auf die kältesten Tage des Jahres beschränkt werden.

4.1.2 Meerwasser und Biomasse

In Variante 2 wird im Szenario Basis eine Meerwasser-Wärmepumpe vorgesehen. Im Szenario Mittel wird das Konzept um einen Biomasse-Kessel ergänzt. Als Biomasse werden hierbei feste Brennstoffe wie Holzhackschnitzel oder Holzpellets vorgesehen. Im Szenario Hoch werden Meerwasser-Wärmepumpe und Biomasse-Kessel im etwa gleichen Verhältnis vergrößert.

4.1.3 Geothermie, Außenluft & (innovative) Kraft-Wärme-Kopplung

In Variante 3 wird im Szenario Basis eine Wärmepumpe mit den erneuerbaren Quellen Außenluft und Geothermie gespeist (vgl. Variante 1 Szenario Hoch) und durch Kraft-Wärme-Kopplung ergänzt. Um einen hohen Anteil erneuerbarer Energien zu integrieren, liegt der KWK-Anteil bei unter 50 %. Im Szenario Mittel werden die einzelnen Komponenten in ähnlichem Verhältnis größer dimensioniert, hierbei wird die erforderliche Leistung von 1 MW_{el} für das BHKW in einem iKWK-Konzept erreicht. Um die weiteren Förderbedingungen für iKWK zu erfüllen, wird das System um einen elektrischen Wärmeerzeuger (z.B. Power-to-Heat Modul) ergänzt und der Anteil der Wärmepumpe auf über 30 % der Wärmemenge angesetzt. Für Szenario Hoch werden die drei Komponenten entsprechend größer dimensioniert werden.

4.1.4 Meerwasser & iKWK

Variante 4 stellt eine Kombination aus Variante 2 und 3 dar, wobei hier das Meerwasser anstatt Geothermie und Außenluft als Wärmequelle für die Wärmepumpe genutzt und mit (i)KWK kombiniert

wird. Die Leistungen und Energiemengen der Erzeuger werden dem entsprechenden Szenario (Basis, Mittel, Hoch) angepasst.

4.2 Wirtschaftlichkeit

Im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung in Anlehnung an die VDI 2067 werden Investitionskosten, Betriebskosten für Instandhaltung und Wartung sowie verbrauchsgebundene Kosten wie insbesondere Brennstoff- und Stromkosten berücksichtigt. In den folgenden Graphiken sind jeweils zunächst die drei Varianten im Szenario Basis, danach der Block der drei Varianten Mittel und Hoch und abschließend die ergänzende Variante 4 dargestellt.

Abbildung 26 zeigt die Investitionskosten in Abhängigkeit der einzelnen Komponenten der Varianten. Neben den Erzeugerkomponenten werden hierbei auch Kosten für das Wärmenetz sowie allgemeine Kosten für Planung und Unvorhergesehenes berücksichtigt. Die höchsten Kosten erzeugt hierbei jeweils Variante 1, die sich aus vergleichsweise vielen investiven Komponenten zusammensetzt. Variante 2 und 3 liegen in allen drei Szenarien etwa gleich auf. Die geringsten Investitionen im Szenario Hoch erzeugt die optimierte Variante 4 bestehend aus Meerwasser-Wärmepumpe und iKWK. Im Szenario Mittel liegt diese Variante auf dem Kostenniveau von Variante 2 und 3.

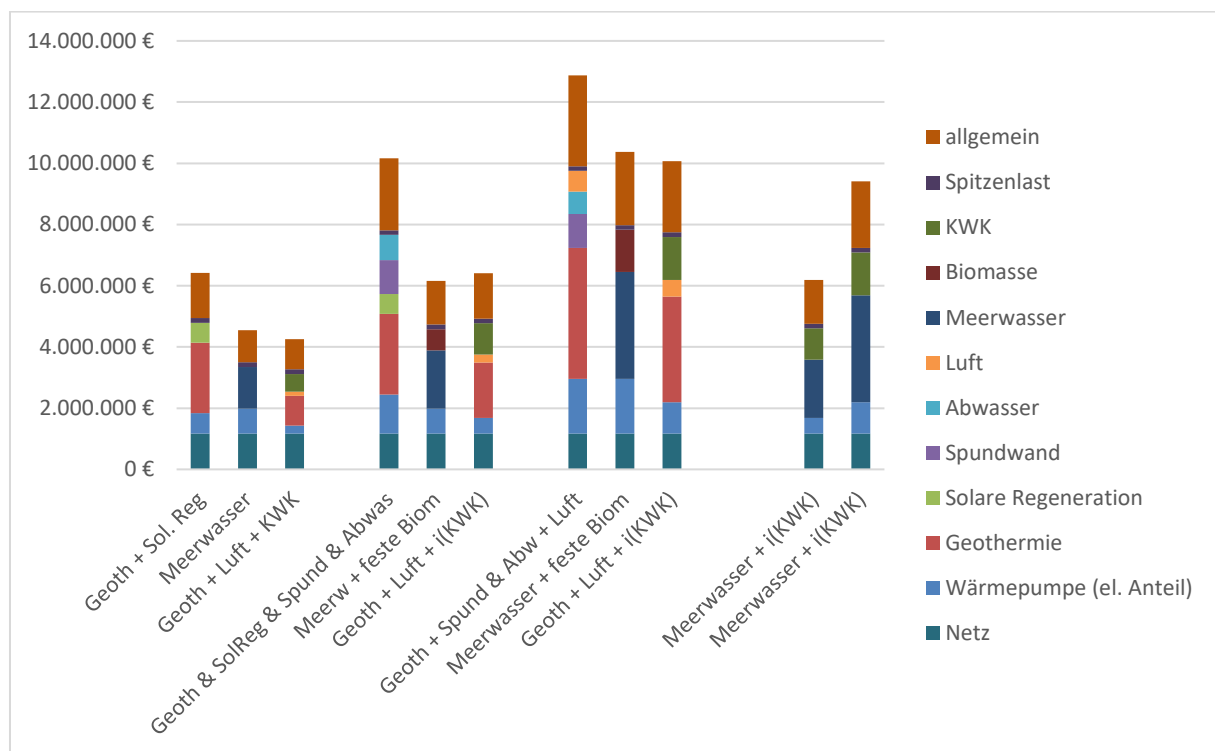


Abbildung 26: Investitionskosten der Varianten

Neben den anfänglichen Investitionskosten fallen im Laufenden Betrieb Kosten für Wartung und Instandhaltung sowie für die eingesetzten Brennstoffe oder Strommengen insbesondere bei Wärmepumpe-Varianten an. Abbildung 27 stellt die jährlich anfallenden Kosten in drei Blöcken für kapitalgebundene, betriebsgebunden und verbrauchsabhängige Kosten dar. Den geringsten Anteil machen hierbei jeweils die betriebsgebundenen Kosten aus.

Die verbrauchsabhängigen Kosten steigen in Abhängigkeit des Wärmebedarfs bzw. der Verbrauchsszenarien. In Variante 2 machen sich hier vor allem die Brennstoffkosten für feste Biomasse bemerkbar und erzeugen im Szenario Hoch die höchsten Kosten aller Varianten. Die iKWK-Varianten hingegen zeigen vergleichsweise geringe verbrauchsabhängige Kosten auf Grund der gegengerechneten Vergütung des eingespeisten Stroms auf. Somit stellen diese beiden Varianten iKWK in Kombination mit Meerwasser- oder geothermischer Wärmepumpe jeweils die geringsten jährlichen Kosten dar.

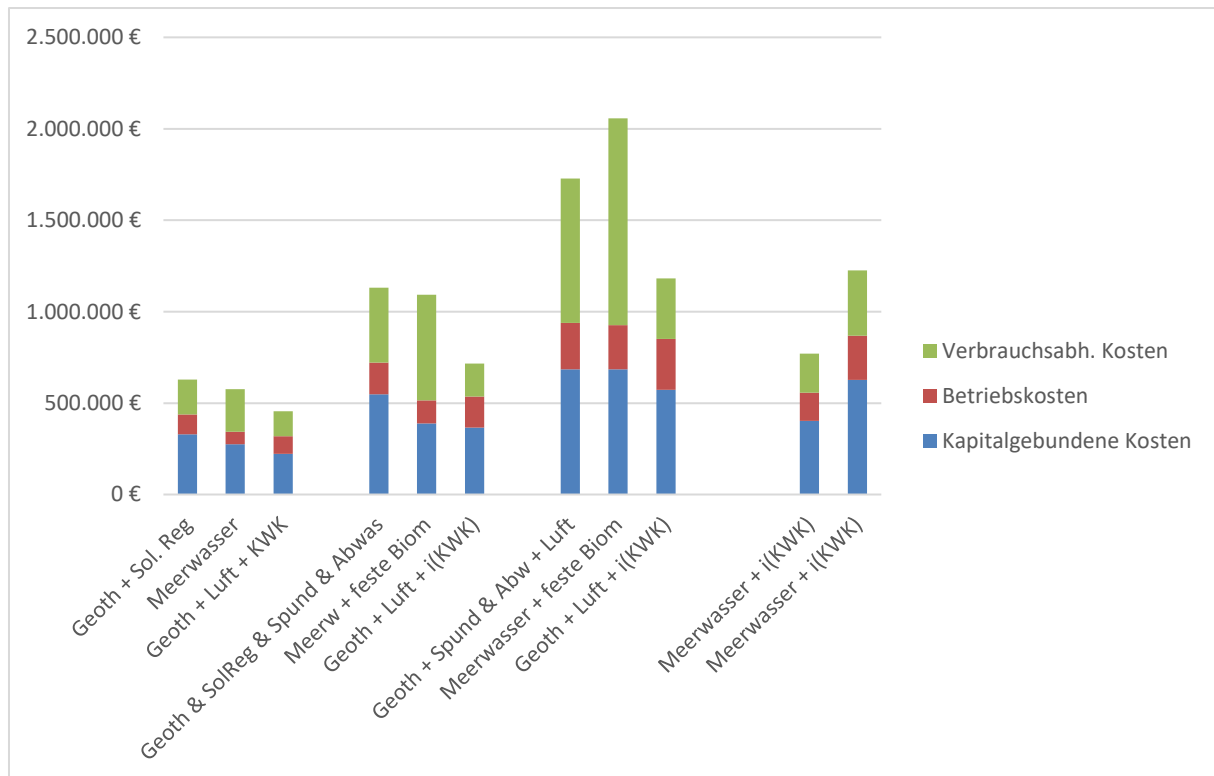


Abbildung 27: Kosten pro Jahr der Varianten

Setzt man die jährlichen Kosten ins Verhältnis zur jährlich abgesetzten Wärmemenge, erhält man die spezifischen Wärmegestehungskosten wie in Abbildung 28 dargestellt. Die spezifischen Kosten sinken hierbei mit steigendem Wärmeabsatz. Die Begründung liegt hierbei zum Teil in geringeren spezifischen Investitionskosten bei größeren Erzeugungsanlagen. Im Szenario Hoch kommt außerdem zum Tragen, dass angenommen wird, dass das bestehende Wärmenetz auf dem Südgelände von CAT weiterhin genutzt werden kann, sodass im Verhältnis zur abgesetzten Wärmemenge, die Investitionskosten in die Verteilinfrastruktur deutlich geringer ausfallen als in den ersten beiden Szenarien. Die geringsten Wärmegestehungskosten fallen wiederum auf Grund der berücksichtigten Vergütung in den iKWK-Varianten an.

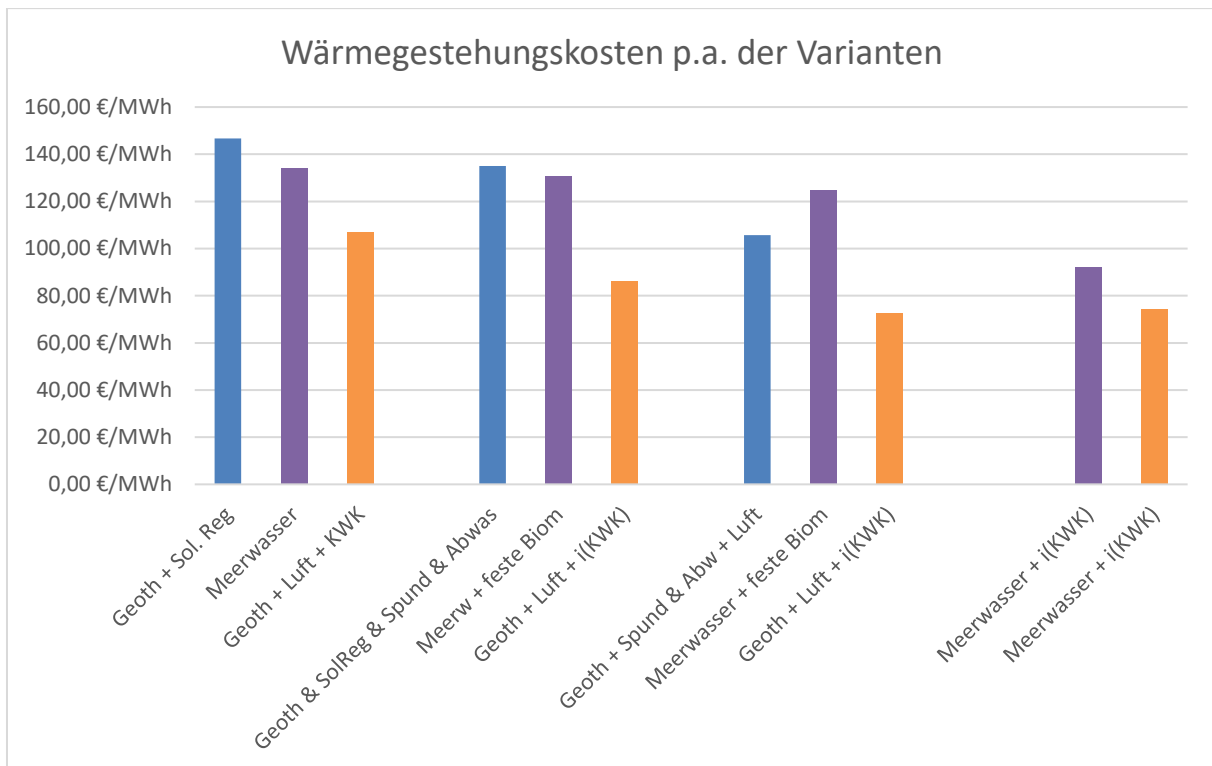


Abbildung 28: Wärmegestehungskosten der Varianten

Auf Grund der vorliegenden Ergebnisse wird im Weiteren die Variante Meerwasser-Wärmepumpe und iKWK betrachtet und im Rahmen des Plankonzepts durch eine Simulation nochmals vertiefend betrachtet.

4.2.1 Treibhausgasmissionen

Neben der Wirtschaftlichkeit soll aber auch der Aspekt ökologische Auswirkungen und Nachhaltigkeit in den Variantenvergleich einbezogen werden. Emissionen der Wärmeversorgung entstehen sowohl direkt durch z.B. den Einsatz von Erdgas oder indirekt durch den Einsatz von Strom in Wärmepumpen. Die Emissionen aus fester Biomasse werden, da sie nicht fossil sind, nicht betrachtet. Für den Stromverbrauch wurde ein spezifischer Emissionsfaktor von 474 g/kWh für den bundesweiten Strommix angesetzt.

Die Emissionen der KWK wurden anhand der Carnot-Methode zwischen Wärme- und Stromerzeugung aufgeteilt.

Abbildung 29 stellt die CO₂-Emissionen der einzelnen Varianten sowie die einzelnen Anteile für Erdgas im Spitzenlastkessel bzw. in der KWK sowie durch Wärmepumpenstrom dar. Die höchsten Emissionen entstehen im Szenario Mittel bzw. hoch in der reinen Wärmepumpenlösung in Variante 1 auf Grund des hohen Stromeinsatzes. In allen Varianten zeigt sich, dass der Stromeinsatz für die Wärmepumpen der relevante Anteil der Emissionen ist. Hierbei ist zum Einen davon auszugehen, dass sich die Emissionen des bundesweiten Strommixes zukünftig im Rahmen des Ausbaus erneuerbarer Erzeugung und des Rückbaus von Kohlestrom reduzieren und somit auch die Emissionen der Varianten sinken. Zum

anderen können die Emissionen reduziert werden, in dem lokaler Photovoltaik-Strom eingesetzt oder Ökostrom bezogen wird.

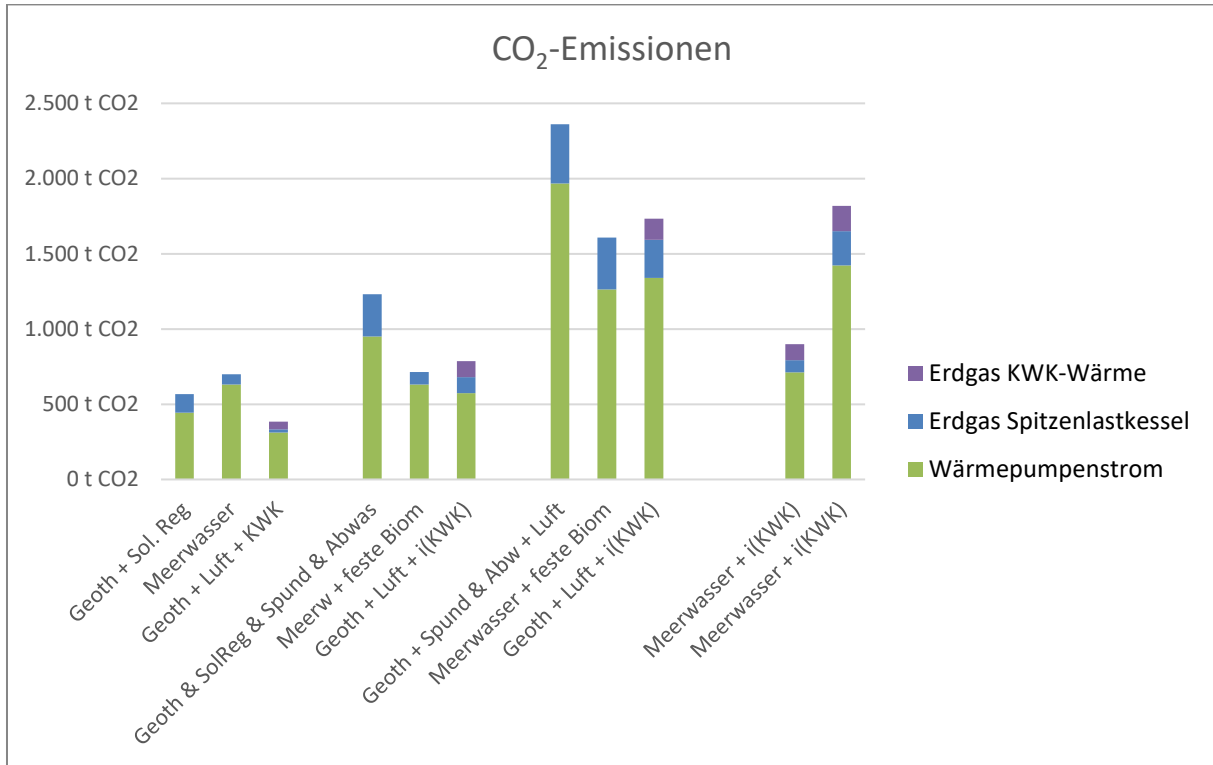


Abbildung 29: CO₂-Emissionen der Varianten

5 Plankonzept inkl. Simulation und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Das Plankonzept besteht aus einer zentralen Wärmeversorgung, die sich aus einer Meerwasserwärmepumpe und ein iKWK-System (Variante 4) zusammensetzt und einem Wärmenetz, welches die einzelnen Verbraucher an die zentrale Energieversorgung anbindet. Zur Nutzung von Eigenstrom in der Wärmeversorgung ist die Installation eines Freiflächen-PV-Feldes auf dem ehemaligen Panzerrundkurs angedacht. Die vertiefende Betrachtung der Versorgungsstruktur wird in Abstimmung mit dem Auftraggeber auf das Szenario „Hoch“ ausgelegt.

5.1 Wärmeverteilung

Die im Projekt ermittelten Wärmebedarfe der einzelnen Gebäude sollen in einer Energiezentrale bereitgestellt werden, die über ein Wärmenetz mit den Liegenschaften verbunden ist. Für eine möglichst effiziente und wirtschaftliche Wärmeerzeugung und -verteilung sollte sich die Energiezentrale an einem auf dem Gelände zentral gelegenen Standort befinden.

Mögliche und anbindungstechnisch günstige Standort für die Energiezentrale stellen dabei Gebäude 33 und 26 (CAT) dar. Mögliche Trassenverläufe von dort aus, sowie der Standort der Energiezentrale sind in Abbildung 30 dargestellt.

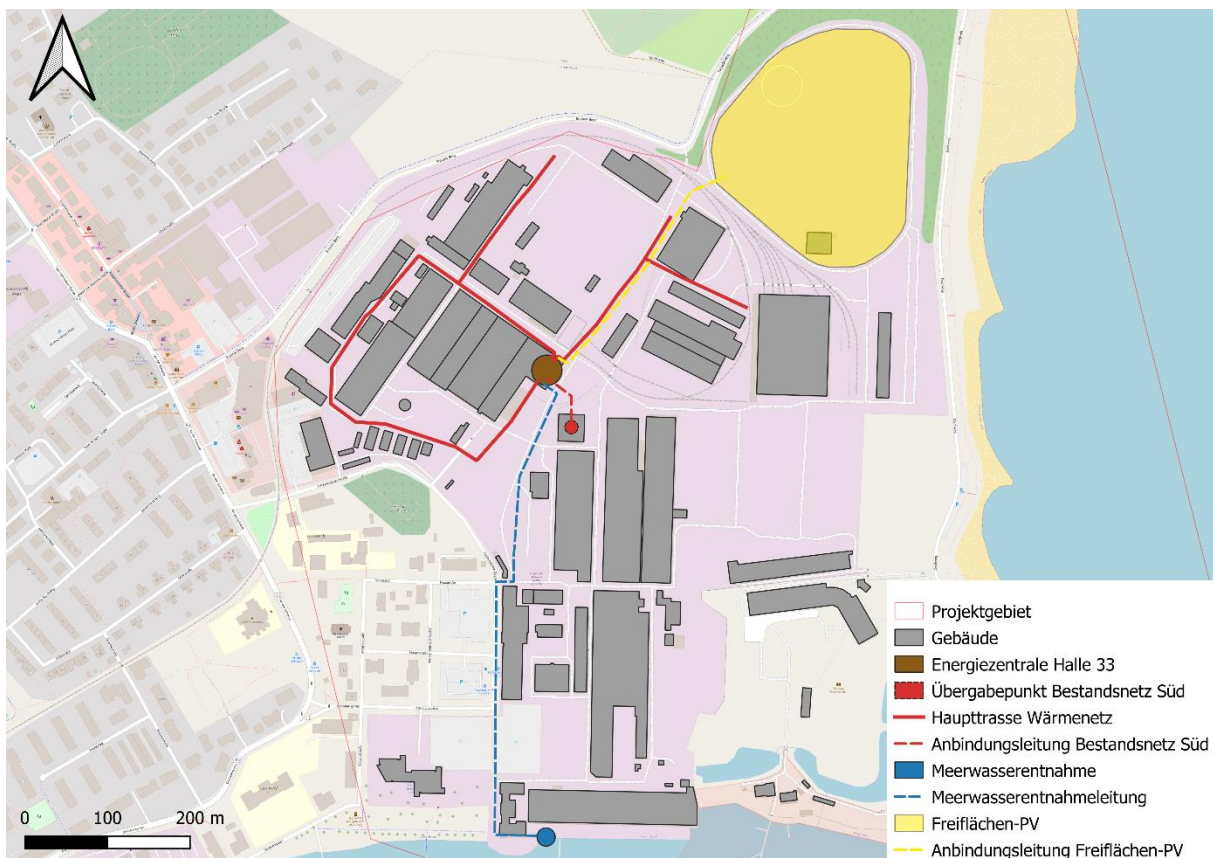


Abbildung 30: Netzverläufe und Standort Energiezentrale

Für die Versorgung des südlichen Gebiets wird angenommen, dass das dort vorhandene Bestandsnetz auf dem Caterpillar Betriebsgelände weiterhin verwendet werden kann und verfügbar ist. Um das Bestandsnetz an die neu zu errichtende Energiezentrale anzubinden, muss eine Wärmetrasse von dieser

zum Einspeisepunkt des Bestandsnetzes erschlossen werden. Eine mögliche Trasse und der Übergabepunkt sind ebenfalls in Abbildung 30 eingezeichnet. Darüber hinaus sind das Freiflächen-PV-Feld auf dem ehemaligen Panzerrundkurs und dessen elektrische Anbindungsleitung, sowie die Meerwasserentnahmestelle für die Wärmepumpe mit einer „kalten“ Anbindungsleitung in die Energiezentrale eingezeichnet.

Für eine angenommene Vorlauftemperatur von 60°C wurden die Nennweiten der Rohrleitungen anhand der Spitzenlasten der Gebäude, die über eine Simulation in Abhängigkeit der Außentemperatur und eines Brauchwarmwasserprofils ermittelt wurden, bestimmt. In Abbildung 31 ist der angenommene Netzverlauf abgebildet, Tabelle 5 zeigt die Nennweiten, Längen und abgeschätzten Investitionskosten. Die bestimmten Nennweiten beruhen auf der Annahme, dass im Netz eine Gleichzeitigkeit von 85 % herrscht. Das bedeutet, dass nicht alle an das Netz angebundenen Gebäude gleichzeitig die volle Leistung benötigen. Dies lässt sich mit unterschiedlichen Nutzungsarten und -zeiten begründen. Mit der Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit lassen sich Investitionskosten sparen, da so die Hauptleitungen etwas kleiner dimensioniert werden können.

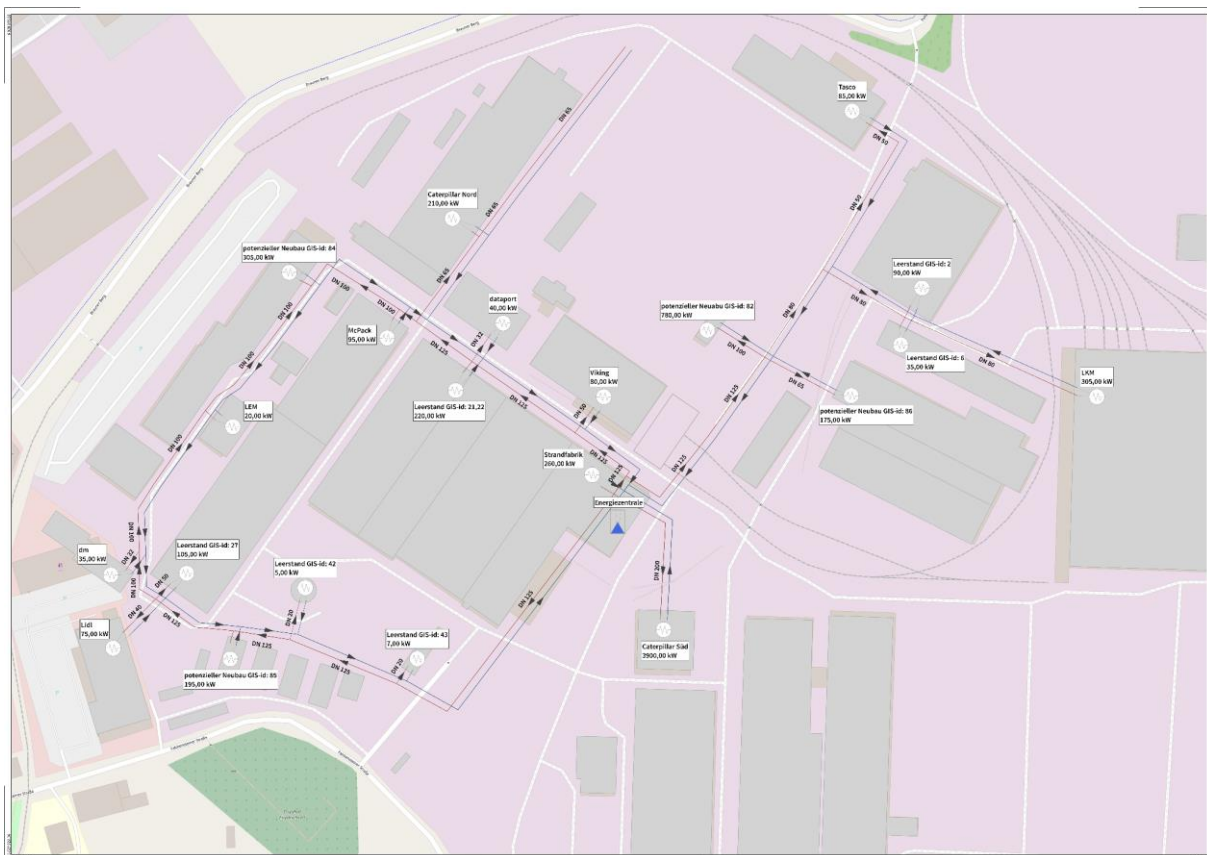


Abbildung 31: Angenommener Netzverlauf Wärmenetz mit einer Gleichzeitigkeit von 85%

Zugehörigkeit	Rohrdurchmesser	Vorläufige Trassenlänge	Investitionskosten
Wärmenetz	DN 20	32 m	13.984 €
Wärmenetz	DN 25	7 m	3.185 €
Wärmenetz	DN 32	39 m	18.915 €

Zugehörigkeit	Rohrdurchmesser	Vorläufige Trassenlänge	Investitionskosten
Wärmenetz	DN 40	28 m	14.554 €
Wärmenetz	DN 50	146 m	78.344 €
Wärmenetz	DN 65	268 m	151.849 €
Wärmenetz	DN 80	164 m	133.577 €
Wärmenetz	DN 100	168 m	217.720 €
Wärmenetz	DN 125	833 m	498.976 €
Wärmenetz	DN 200	87 m	98.858 €
Anbindungsleitung Meerwasser	DN 300	635 m	1.062.038 €
	Summe	2.407 m	2.292.000 €

Tabelle 5: Benötigte Nennweiten und Trassenmeter bei einer Gleichzeitigkeit von 85 %

Der westliche Teil des Netzes wurde unter der Annahme eines Ringes ausgeführt. Dies bietet neben einer Ausfallsicherheit bei einem Rohrbruch o.ä. den Vorteil, dass neue Gebäude bei sich ändernden örtlichen Gegebenheiten ohne großen Aufwand an das Netz angebunden werden können. Die angegebenen Investitionskosten enthalten neben Kosten für die Rohrleitungen selbst auch den Tiefbau.

5.2 Energiezentrale

Für die Unterbringung der technischen Komponenten der Wärmeerzeugung wird eine Energiezentrale benötigt. Hierfür kommen vorläufig Gebäude 33 und 26 in zentraler Lage in Frage. Hierbei ist auch zu berücksichtigen, dass beide Gebäude unter Denkmalschutz stehen.

In der Energiezentrale ist dabei Platzbedarf für

- die einzelnen Erzeugerkomponenten der Versorgungsvariante (z.B. Meerwasser-Wärmepumpe, BHKW, PtH-Modul und Spitzenlast-Kessel)
- Rohrleitungen und Abgasführungen
- Druckhaltung und Pumpen zur Wärmeverteilung
- Steuerungsschränke
- Service- und Wartungswege zwischen den Anlagen
- Puffer- und evtl. benötigte Quellspeicher (ggf. auch in Außenaufstellung)

vorzusehen. Energiezentralen dieser Größenordnung betragen i.d.R. mehrere hundert Quadratmeter. Die konkreten Anforderungen der Energiezentrale in Bezug auf Gebäude 33 und 26 sind im Weiteren zu prüfen.

5.3 Erzeugersystem aus (i)KWK und Meerwasser-Wärmepumpe

Die Wärmeerzeugung erfolgt in der Energiezentrale über die erwähnte Meerwasserwärmepumpe und das iKWK-System. Damit die Umweltwärme aus dem Meerwasser genutzt werden kann, muss das Meerwasser durch eine Rohrleitung von der Entnahmestelle bis in die Energiezentrale gepumpt werden. Dort sind Wärmetauscher von Nöten, um dem Meerwasser Wärme zu entziehen und diese durch die Wärmepumpe unter Einsatz elektrischer Energie auf ein höheres Temperaturniveau anzuheben. Um die Bildung eines Biofilms im Wärmetauscher zu unterbinden, der die Übertragerleistung

verschlechtert, sollte wie bereits in Kapitel 3.1.2.1 erläutert dem Wärmetauscher entweder ein Filtersystem vorgelagert oder ein spezieller Wärmetauscher verwendet werden, der sich während des Betriebs reinigen lässt. Nach dem Wärmetauscher wird das um ca. 3 K abgekühlte Wasser wieder zurück in die Ostsee geleitet.

Die zweite Komponente der Wärmerzeugung bildet das iKWK-System, das aus einer KWK-Anlage, einem elektrischen Wärmeerzeuger (Power-to-Heat) und einem erneuerbaren Wärmeerzeuger bestehen muss. Den erneuerbaren Wärmeerzeuger stellt die Meerwasserwärmepumpe dar. Als KWK-Anlage kommt ein herkömmliches Blockheizkraftwerk (BHKW) zum Einsatz, das mit Erdgas betrieben wird. Die Abwärme des BHKWs wird im Wärmenetz genutzt, während der produzierte Strom in das öffentliche Netz eingespeist werden muss. Das Power-to-Heat-Modul, dessen Leistung mindestens 30% der thermischen Leistung der KWK-Anlage betragen muss, kommt dann zum Einsatz, wenn viel Strom im öffentlichen Netz ist und Abnehmer benötigt werden. Ergänzt wird das System von einem Pufferspeicher, der die Laufzeiten der Erzeuger optimiert, und einem erdgasbetriebenen Spitzenlastkessel zur Deckung von Lastspitzen im Winter und als Redundanz zur Versorgungssicherheit. Das System der Wärmeversorgung ist schematisch in Abbildung 32 dargestellt.

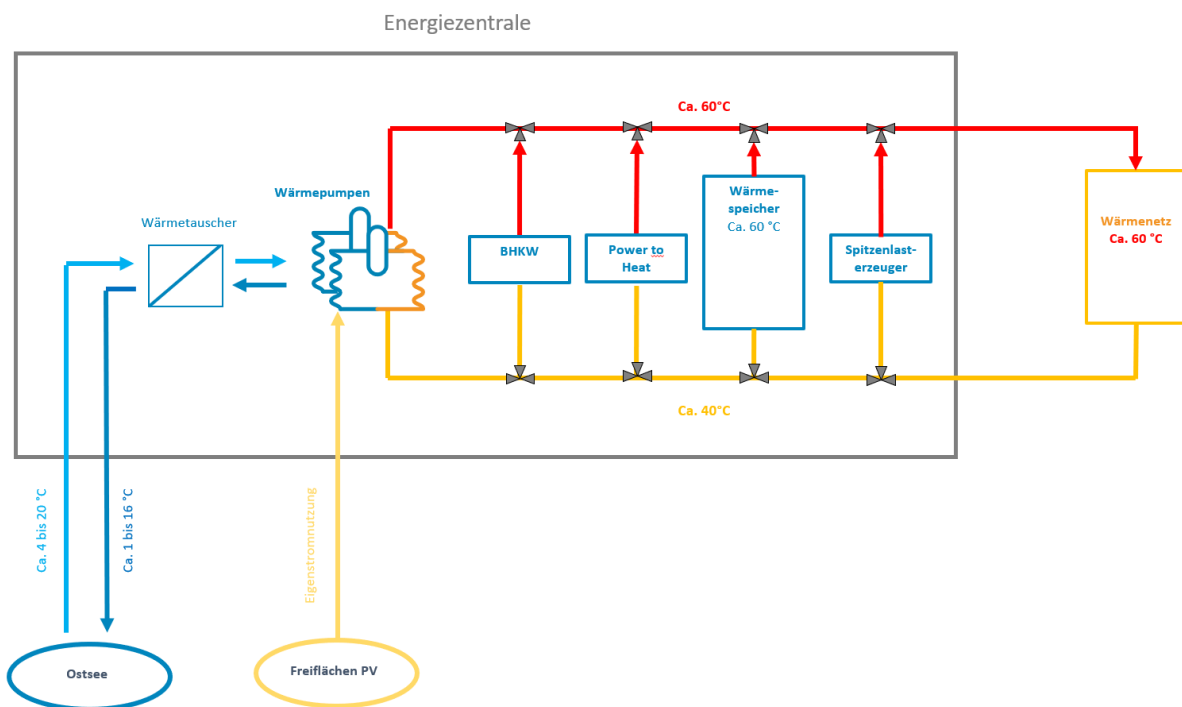


Abbildung 32: Schematische Darstellung der Energieversorgung

5.3.1 Vordimensionierung und Betriebsweisen der einzelnen Komponenten

Meerwasser-Wärmepumpe

In Abhängigkeit der (geordneten) Lastgänge für Raumheiz-, Brauchwarmwasser und Prozesswärme auf niedrigem Temperaturniveau bis 60 °C mit einer Gesamtspitzenlast von ca. 6,3 MW zeigt sich eine Wärmepumpe mit einer thermischen Leistung von ca. 3,2 MW für die Deckung der Grund- und Mittel-last im Projektgebiet geeignet. Eine größere Dimensionierung zur Deckung der Spitzenlast ist bei

investitionsintensiven Komponenten wie Wärmepumpen i.d.R. nicht wirtschaftlich. Bei ca. 2.900 Vollbenutzungsstunden würde die Wärmepumpe ungefähr 8.900 MWh p.a. zur Verfügung stellen. Mit einer Wärmepumpe dieser Größe lässt sich damit ungefähr die Hälfte des jährlichen Wärmebedarfs decken. Hiermit wäre die Anforderung der iKWK-Anforderung von 30 % der jährlichen Wärmemengen aus erneuerbaren Quellen erfüllt.

Zu beachten ist, dass die Wärmepumpe nur bis ca. 4 °C Wassertemperatur genutzt werden kann. Bei geringeren Temperaturen ist die Leistung stark eingeschränkt, da die Temperaturdifferenz zwischen Meerwasser und Kältemittel der Wärmepumpe zu klein wird. Eine ausreichend hohe Grädigkeit zwischen Meerwasser und Kältemittel ist jedoch entscheidend für den Wärmeübertrag im Wärmetauscher.

Wärmetauscher

Die benötigte Übertragerleistung des Wärmetauschers ergibt sich aus der Differenz von thermischer und elektrischer Leistung der Wärmepumpe. Bei einer thermischen Leistung von 3,2 MW wird mit einer JAZ von 3 bis 3,5 eine elektrische Leistung von ungefähr 0,9 bis 1 MW benötigt. Daraus folgt die Übertragerleistung mit:

$$\begin{aligned} \text{Übertragerleistung} &= \text{thermische Leistung WP} - \text{elektrische Leistung} = 3,2 - 0,9 \text{ bis } 1 \text{ MW} \\ &= 2,2 \text{ bis } 2,3 \text{ MW} \end{aligned}$$

Der Platzbedarf für mehrere Wärmetauscher, die einer Gesamtleistung von ca. 2,5 MW entsprechen, liegt inkl. Platzreserven für Peripherie wie Verrohrung und Arbeitswege für Wartung etc. je nach Art und Hersteller bei ca. 120 bis 140 m².

(i)KWK-Anlage

Im Grund- und Mittellastbereich wird neben der Wärmepumpe ein Blockheizkraftwerk, welches mit Erdgas betrieben wird und eine thermische Leistung von knapp 1,6 MW aufweist, vorgesehen. Mit den nach der KWK-Ausschreibungsverordnung (KWKAusV) maximal geförderten 3.500 Vollbenutzungsstunden im Jahr lässt sich eine Wärmemenge von ca. 5.600 MWh zur Verfügung stellen. Zudem kann mit einer elektrischen Leistung von 1,5 MW jährlich eine Strommenge von bis zu 5.500 MWh ins öffentliche Stromnetz eingespeist werden.

Das Ziel ist es, dass sich BHKW und Wärmepumpe im Betrieb ergänzen. Das BHKW wird durch die Anforderungen der iKWK-Förderung strommarktabhängig betrieben und läuft deshalb meist bei hohen Strommarktpreisen, genau dann, wenn der Betrieb der Wärmepumpen teuer ist.

Freiflächen-Photovoltaik

Der ehemalige Panzerrundkurs bietet Platz für eine Photovoltaik-Anlage mit einer Leistung von 3,3 MW_p. Auf Grund der gegenläufigen Lastgänge von Wärmebedarf bzw. Wärmepumpe (hohe Bedarfe im Winter, geringe Bedarfe im Sommer) und der Photovoltaik (hohe Erträge im Sommer, geringe Erträge im Winter) könnte allerdings nur ein geringer Anteil (ca. 16 %) der Stromerzeugung selbst genutzt werden. Des Weiteren liegt die maximale Anlagengröße für eine feste Einspeisevergütung bei 750 kW_p. Entsprechend wird in der weiteren Betrachtung diese Leistung von 750 kW_p zur Eigenstromerzeugung für die Wärmeversorgung berücksichtigt.

Unabhängig von der wärmebedingten Auslegung wird aus energetischer Sicht eine vollständige Nutzung der Freifläche durch Photovoltaik empfohlen, um den weiteren Strombedarf des Quartiers zu decken oder ggf. in ein Wasserstoffkonzept einfließen zu lassen.

5.3.2 Simulation der Versorgungsvariante

Zur Ermittlung des Verhaltens des Gesamtsystems über den Jahresverlauf und eine stundenweise Betrachtung wird eine Simulation der Versorgungsvariante in EnergyPro aufgesetzt. Als Ergebnis der Simulation können erzeugerspezifische Anteile an der Wärmeversorgung ermittelt werden. Darüber hinaus zeigt sich, mit welcher Effizienz die Wärmepumpe über das Jahr hinweg betrieben werden kann. Außerdem lassen sich die durch das PV-Feld und das BHKW erzeugten Strommengen entnehmen. Daraus kann auch die Höhe des solaren Deckungsgrads für den Betrieb der Wärmepumpen aus der Freiflächen-Photovoltaikanlage bestimmt werden. Mit den Simulationsergebnissen kann die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung in Hinblick auf Jährliche Kosten und Wärmegestehungskosten vertieft werden.

Zu den Eingangsparametern der Simulation zählt u.a. die Temperatur der Ostsee als Wärmequelle der zentralen Versorgung. Die Auswertung der vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) erhältlichen Zeitreihen zur Meerwassertemperatur in der Kieler Förde legen offen, dass die notwendige Wärmequellentemperatur nicht ganzjährig für den Betrieb der Wärmepumpe ausreichend hoch ist. Im Schnitt liegt die Wassertemperatur in ca. 1.400 Std des Jahres unter 4°C, wodurch die Wärmepumpe nicht nutzbar ist. Der Wärmeentzug wird in der Simulation mit 3 K angesetzt.

Als weitere Wärmequelle wird das BHKW genutzt. Die Laufzeit dessen ist auf die jährlich maximal geförderten 3.500 Vollbenutzungsstunden beschränkt. Das BHKW darf laut der iKWK-Förderrichtlinie nur dann betrieben werden, wenn zu wenig Strom im öffentlichen Netz vorhanden ist. Das Ziel des Förderinstruments ist es so Kohlestrom durch effizienter bereitgestellten und weniger CO₂ behafteten Strom zu verdrängen. Befindet sich zu wenig Strom im Netz, steigt der Börsenstrompreis aufgrund von Angebot und Nachfrage an. Mit der im Simulationsprogramm hinterlegten Zeitreihe des Börsenstrompreises kann dieses so den Ein- und Abschaltzeitpunkt des BHKWs bestimmen. Für die Vergütung des eingespeisten Stroms sind vor Errichtung der Anlage die Teilnahme an einer Ausschreibung nach der KWKAusV und ein entsprechender Zuschlag erforderlich. Die Höhe der Vergütung wird im Weiteren mit dem durchschnittlichen Ergebnis der Ausschreibungen der letzten 4 Jahre angesetzt²⁹.

Das Power-to-Heat Modul darf laut iKWK-Förderrichtlinie nicht zeitgleich mit dem BHKW betrieben werden. Dessen Ein- und Abschaltzeitpunkt richtet sich ebenfalls nach dem Börsenstrompreis. Die Abhängigkeiten sind hier jedoch genau umgekehrt. Das Power-to-Heat Modul soll das Netz belasten, wenn dort viel Strom (von z.B. erneuerbaren Stromerzeugern) eingespeist wird. In diesem Fall ist der Börsenstrompreis aufgrund des Überangebotes sehr gering.

Zudem wird neben den Wärmeeerzeugungsanlagen in Abhängigkeit der Solarstrahlung der Stromertrag der 750 kW_p-PV-Anlage auf dem Panzerrundkurs ermittelt. Gleicht man diese Zeitreihe mit der des Strombedarfs der Wärmepumpe und der Netzpumpen des Wärmenetzes, der mit 1,5 % des

²⁹ Vgl.: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/p.a.uschreibungen/KWK/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html; Stand 21.10.2021

Wärmebedarfs angenommen wird ab, so erhält man den solaren Deckungsgrad für die Wärmeerzeugung, der nicht aus dem Netz bezogen werden muss. Das Verhältnis vom jährlich produziertem PV-Strom zum davon in der Energiezentrale selbst genutzten Strom beschreibt den Eigenstromanteil. Der übrige Solarstrom, der nicht im Wärmeerzeugungssystem und -verteilungssystem genutzt werden kann, wird in das öffentliche Netz eingespeist.

EnergyPro erstellt für alle Erzeuger eine Kostenfunktion für den jeweiligen Betrieb in Abhängigkeit ihrer verbrauchsabhängigen Kosten, also Erdgaspreis (BHKW) und Börsenstrompreis (Wärmepumpe und Power-to-Heat) und den Einnahmen durch den Betrieb, sprich Börsenstrompreis (BHKW). Die Funktion der Wärmepumpe wird zusätzlich von der Meerwassertemperatur beeinflusst, da bei höheren Temperaturen die Effizienz der Anlage steigt und die Menge des benötigten Stroms sinkt. Auf Basis dieser Funktionen wird dann die Einsatzreihenfolge der Erzeuger zu jeder Stunde der Simulation festgelegt. Bei hohen Strompreisen wird also eher das BHKW betrieben werden, wohingegen bei niedrigeren Preisen die Wärmepumpe und das Power-to-Heat-Modul den Vorzug erhalten.

Die Auswertung der Simulation zeigt, dass bei einem Speichervolumen von 50 m³ die Hälfte des jährlichen Wärmebedarfs durch die Wärmepumpe gedeckt werden kann, 35 % der Wärme würde das BHKW bereitstellen. Die letzten 10 % müssten mit dem Spitzenlastkessel abgefahren werden. Der Anteil des Power-to-Heat Moduls an der Wärmeerzeugung liegt nur bei rund einem Prozent. Eine Vergrößerung des Speichers auf 100 m³ oder 150 m³ hat nur minimale Auswirkungen auf den erneuerbaren und Spitzenlastanteil (Tabelle 6).

Im Winter erfolgt die Wärmebereitstellung durch die Wärmepumpe und das BHKW. Zeitweise muss jedoch auch hier der Spitzenlastkessel betrieben werden. Dies kommt daher, dass die Wärmepumpe aufgrund einer zu geringen Meerwassertemperatur nicht betrieben werden kann, der Wärmebedarf aber sehr hoch ist. In der Übergangszeit wechseln sich Wärmepumpe und BHKW mit der Wärmebereitstellung ab, je nach dem für welche Anlage die Randbedingungen zum entsprechenden Zeitpunkt günstiger sind. Bei sehr geringen oder vereinzelt auch negativen Strompreisen kommt zusätzlich auch das Power-to-Heat-Modul zum Einsatz. In diesen Jahreszeiten kann schon ein Anteil von ein bis zwei Drittel des Strombedarfs der Wärmepumpen über die PV-Anlage gedeckt werden. Im Sommer ist durch den Wegfall des Raumwärmebedarfs der Wärmebedarf so gering, dass dieser komplett über die Wärmepumpe gedeckt werden kann. Da in dieser Jahreszeit in der Regel auch sehr viel PV-Strom produziert wird, lässt sich die Wärmepumpe nahezu zu jeder Zeit komplett mit diesem betreiben. Zusätzlich wird bei entsprechenden Gegebenheiten ab und zu das Power-to-Heat-Modul zugeschaltet, um den Wärmespeicher zu laden. Die Simulationsergebnisse sind in Tabelle 6 und Abbildung 33 dargestellt.

Speicher [m ³]	Wärmeproduktion [MWh]	Anteil Wärmepumpe	Anteil BHKW	Anteil Power to Heat	Anteil Spitzenlast	Leistungszahl Wärmepumpe	Eigenstromanteil
20	16.338	54,7%	34,1	1,2%	10,1%	3,35	49%
50	16.338	54,8%	34,1	1,3%	9,9%	3,35	49%
100	16.338	55,2%	34,1	1,1%	9,6%	3,35	49%
150	16.338	55,3%	34,1	1,1%	9,6%	3,35	49%

Tabelle 6: Simulationsergebnisse der netzgebundenen Wärmeversorgung mit Meerwasserwärmepumpe und iKWK-System

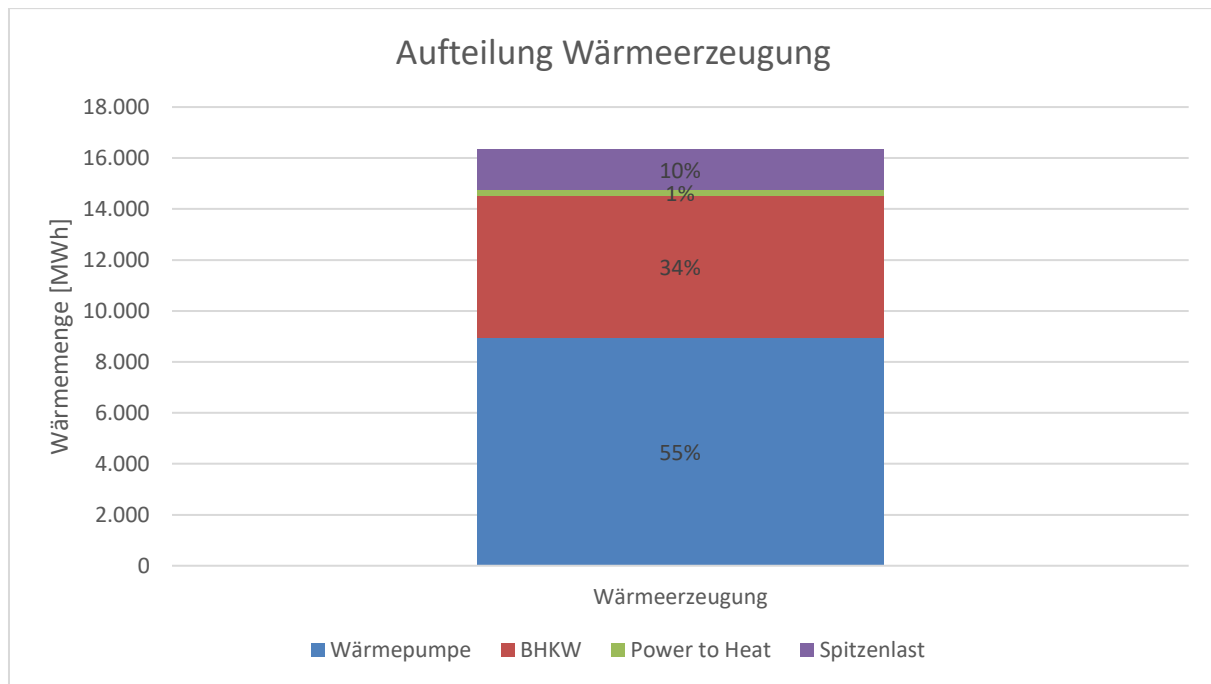


Abbildung 33: Aufteilung der Wärmeerzeugung

Die Simulation zeigt, dass unter den aktuellen Annahmen ca. die Hälfte des Wärmebedarfs aus der lokalen und kostengünstig vorliegenden Meerwasserwärmequelle gedeckt werden kann. Zudem wird deutlich, dass durch die Nutzung des ehemaligen Panzerrundkurses als Fläche für eine PV-Anlage ein Viertel der Stromkosten für den Betrieb der Wärmepumpe und der Netzpumpen eingespart werden können. Die übrigen ca. 370 MWh können mit einer Vergütung in das öffentliche Netz eingespeist werden.

5.3.3 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Wärmeversorgungsvariante

Die Lebenszykluskosten der Versorgungsvariante setzen sich aus Investitionskosten, Betriebskosten für Wartung und Instandhaltung sowie verbrauchsabhängigen Kosten z.B. für Brennstoff oder Strom zusammen.

Die Investitionskosten für Wärmepumpen in der Größenordnung von mehreren hundert kW bis einige MW werden inkl. der notwendigen Peripherie wie Ventile, Verrohrung und Speicher mit ca. 510 €/kW. In Abhängigkeit der Ausführung der Wärmepumpe, dem gewählten Kältemittel und ggf. weiteren Anforderungen durch Einbindung und Nutzung können diese Kosten jedoch stark schwanken. Bei einer thermischen Wärmepumpen-Leistung von ca. 3,2 MW ergeben sich somit vorläufige Investitionskosten von ca. 1,6 Mio. €. Daraus ergibt sich bei einem Zinssatz von 2,5 % und einer Nutzungsdauer von 15 Jahren lt. VDI 2067 eine kapitalgebundene Annuität von ca. 127.000 €. Neben der Wärmepumpe werden noch die Anbindungsleitung und die Wärmetauscher für das Meerwasser benötigt. Die Investitionskosten hierfür belaufen sich bei einer benötigten Leistung von ca. 2,2 MW aus dem Meerwasser auf ca. 740 €/kW und damit insgesamt auf ca. 3,3 Mio €. Mit einer Nutzungsdauer von 20 Jahren und einem Zinssatz von 2,5% ergibt sich eine kapitalgebundene Annuität ca. 296.000 €. Für das gesamte Wärmepumpensystem ist in Summe somit eine Investition von knapp 5 Mio. € bei einer kapitalgebundenen Annuität von 340.000 € notwendig. Die Investitionskosten sind im Weiteren insbesondere in

Abhängigkeit des gewählten Wärmetauschers und der gewählten Modulgrößen der Wärmepumpe zu verifizieren. Die Betriebskosten für Wartung und Instandhaltung betragen gemäß VDI 2067 2,5 % p.a. von den Investitionskosten und liegen somit bei ca. 124.000 €. In Abhängigkeit des gewählten Wärmetauschers und der tatsächlichen Wasserqualität können diese Kosten variieren.

Zu den verbrauchsabhängigen Kosten zählt der Strom für die zentrale Wärmepumpe. Bei einem angenommenen Strompreis von 149 €/MWh für Großabnehmer liegen diese Kosten bei ca. 369.000 € p.a. Damit ergeben sich Wärmegestehungskosten von ca. 275 €/MWh für das Wärmepumpensystem. Zieht man hier den aus der PV-Anlage gewonnen und für die Wärmepumpen genutzten Strom von ca. 510 MWh ab, erreicht man jährliche Stromkosten von 320.000 € und Wärmegestehungskosten von ca. 190 €/MWh.

Die Kosten für den restlichen Teil des iKWK-Systems setzen sich aus der KWK- und Power-to-Heat-Anlage zusammen. Investitionskosten für eine KWK-Anlage mit Verrohrung und Peripherie liegen bei einem elektrischen Leistungsbereich von ein bis zwei MW bei ungefähr 1.010 €/kW. Mit einer elektrischen Leistung von 1,5 MW ergeben sich Investitionskosten von ca. 1.6 Mio. €. Bei einem Zinssatz von 2,5% und einer maximal geförderten Nutzungsdauer von 13 Jahren ergibt sich eine Annuität von 142.000 €. Die Betriebskosten belaufen sich lt. VDI 2067 mit jährlichen 8 % der Investitionskosten auf 124.000 €. Die verbrauchsabhängigen Kosten ergeben sich aus dem Gasbedarf. Bei einem angenommenen Gaspreis von 65 €/MWh (inkl. 50 €/t CO₂) ergeben sich jährliche Kosten von 404.000 €. Folglich betragen die Wärmegestehungskosten ca. 120 €/MWh. Der in das Netz eingespeiste Strom wurde in den letzten Jahren im Schnitt mit 105 €/MWh vergütet. Zusätzlich dazu erhält man den aktuellen Börsenstrompreis für jede eingespeiste MWh Strom. Im Mittel speist die KWK-Anlage bei einem Strompreis von 47 €/MWh ein. Somit ergibt sich eine Gesamtvergütung von ca. 819.000 € pro Jahr. Verrechnet mit den Wärmegestehungskosten erhält man einen negative Wärmegestehungskosten von ca. -26 €/MWh und eine Annuität von -149.000 €.

Die Kosten für das Power-to-Heat-Modul, den Spitzenlastkessel, die PV-Module, den Pufferspeicher und das Wärmenetz werden analog berechnet. In Tabelle 7 sind alle Kosten und Annahmen dargestellt. Für die Photovoltaik-Anlage mit 750 kWp ergeben sich 62 €/MWh für den eingespeistem Strom.

Anlage	Meerwasserwärmepumpe	BHKW	PtH	Spitzenlastkessel	PV	Pufferspeicher	Stromanschluss	Wärmenetz
Leistung/Kapazität	3,2 MW	1,6 MWth; 1,5 MWeI	0,48 MW	6,0 MW	0,75 MWp	50 m ³	5,5 MW	6,0 MW
Investitionskosten	4.949.894 €	1.555.400 €	92.160 €	600.000 €	648.750 €	55.050 €	61.270 €	2.362.076 €
Zins	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5 %	2,5%
Nutzungsdauer	15 a Wärmepumpe, 20 a Wärmetauschersystem	13 a	15 a	20 a	20 a	20 a	40 a	40 a

Anlage	Meerwasserwärmepumpe	BHKW	PtH	Spitzenlastkessel	PV	Pufferspeicher	Stromanschluss	Wärmenetz
Annuität	344.644 €	141.616 €	7.443 €	38.488 €	41.615,45 €	3.531 €	2.441 €	94.096 €
Betriebskosten	141.699 €	124.432 €	2.765 €	24.000 €	3.245 €	551 €	-	23.621 €
Verbrauchsabhängige Kosten	319.951 €	404.444 €	6.000 €	117.578 €	-	-	-	44.637 €
Vergütung	-	819.280 €	-	-	15.467 €	-	-	-
Kosten pro Jahr	882.194 €	-148.787 €	16.208 €	180.066 €	27.063 €	4.082 €	2.441 €	163.790 €
Kosten pro Jahr mit Eigenstromnutzung	806.295 €	-148.787 €	16.208 €	180.066 €	27.063 €	4.082 €	-	162.354 €
Wärme-/ Wärmeverteil-/ Stromgestehungskosten	239,54 €/MWh	-26,57 €/MWh	77,18 €/MWh	110,61 €/MWh	37,74 €/MWh	-	0,15 €/MWh	9,94 €/MWh

Tabelle 7: Wirtschaftlichkeit Wärmeerzeugung und -verteilung

In Summe ist für alle Erzeuger, Speicher und das Wärmenetz eine Investition von ca. 11,6 Mio. € notwendig. Im Betrieb entstehen jährliche Kosten von ca. 1,2 Mio. €, die sich aus ca. 770.000 € kapitalgebundener Annuität, ca. 290.000 € betriebsgebundenen Kosten und ca. 160.000 € verbrauchsabhängiger Kosten zusammensetzen. Die verbrauchsabhängigen Kosten ergeben sich dabei aus ca. 575.000 € für Brennstoff und Strom und der iKWK-Vergütung von ca. 415.000 €.

Setzt man die jährlichen Kosten ins Verhältnis zur abgesetzten Wärmemenge von ca. 15,5 GWh p.a. ergeben sich Wärmegestehungskosten i.H.v ca. 77,42 €/MWh.

5.3.4 Ökologische Bewertung der Wärmeversorgungsvariante

Die jährlichen CO₂-Emissionen der Versorgungsvariante liegen auf Grund des bezogenen Stroms und Erdgases mit einem spezifischen Emissionsfaktor von 474 g CO₂/kWh bzw. 206 g CO₂/kWh bei ca. 1.834 t CO₂ p.a. Durch die Eigenstromversorgung konnten die Emissionen um jährlich ca. 50 t CO₂ gesenkt werden. Tabelle 8 zeigt die jährlichen Emissionen pro Anlage.

Anlage	Spez. Emissionsfaktor [g CO ₂ /kWh]	Emissionen [t CO ₂]
Wärmepumpe	474 (Strom)	1.210
BHKW	206 (Erdgas)	149 (Anteil für Wärmeherzeugung)
Power to Heat	474 (Strom)	102
Spitzenlast	206 (Erdgas)	373
Summe		1.834

Tabelle 8: CO₂-Emissionen nach Anlage

6 Fazit und Handlungsempfehlungen

Zur Wärmeversorgung wird die Errichtung eines Wärmenetzes mit Wärmepumpe und Nutzung des **Meerwassers der Kieler Förde** in Kombination mit einem BHKW im Rahmen der iKWK-Förderung empfohlen.

In den weiteren Schritten sollten zunächst die **Energiebedarfe** im Projektgebiet verifiziert werden. Hierbei sind zum einen die Anwendungen zukünftiger Nutzer und zum anderen die Einbeziehung von CAT als großem Energieverbraucher zu klären. In Pacht- und Kaufverträgen der Grundstücke sollte ein Anschluss- und Benutzungsgebot für Raumwärme und Brauchwarmwasser vorgesehen werden.

Die Verlegung des **Wärmenetzes** sollte nach Möglichkeit in Kombination mit anderen Tiefbauarbeiten wie Wasser und Abwasser, Strom und Telekommunikation bzw. Daten und im Grünstreifen auf öffentlichem Grund erfolgen, um wirtschaftliche Synergien bei der Verlegung zu nutzen und spätere Eingriffe günstig zu ermöglichen.

Für den **Anschluss der Bestandsgebäude** ans Wärmenetz sind notwendige Sanierungen sowohl in Bezug auf die Gebäudehülle als auch die Heizungsverteilung innerhalb der Gebäude im Weiteren zu prüfen. Das Projektgebiet steht außerdem vor der Herausforderung heutige Nutzer mit **nachhaltigen Übergangslösungen** zu versorgen und Möglichkeiten zur späteren Integration in das noch zu errichtende Wärmenetz offen zu halten.

Für die Bereitstellung von **Prozesswärme** werden auf Grund anwendungsspezifisch schwankender Bedarfe in Bezug auf Zeit, Menge, Leistung und Temperatur hier dezentrale Lösungen empfohlen.

Aktuell sind im Projektgebiet keine Kältebedarfe bekannt, sodass aktuell auf die Empfehlung für ein **(Klima-)Kältenetz** verzichtet wird. Dies ist im weiteren Projektverlauf zu verifizieren.

Für die weiteren stark **nutzerabhängigen (Prozesskälte-)Bedarfe** werden ebenso wie bei der Prozesswärme dezentrale Lösungen empfohlen. Gründe hierfür sind einerseits die heutige Unsicherheit, welche Bedarfe zukünftig anfallen könnten, und andererseits die hohe Varianz in der Ausgestaltung der Bedarfe in Form von benötigten Medien, Leistungen und Temperaturniveaus.

Für das gesamte Projektgebiet wird die **solare Nutzung der Dachflächen** empfohlen. Da die Dachflächen gewerblich genutzter Gebäude i.d.R. nicht ausreichend sind, den gesamten Strombedarf aus Photovoltaik zu decken, wird empfohlen, einen möglichst hohen Nutzungsanteil verpflichtend vorzugeben, um den Anteil erneuerbaren und lokalen Stroms zu erhöhen. In Abhängigkeit der Nutzung kann alternativ freigestellt werden, dass bei vergleichsweise hohen Brauch- und Prozesswärmebedarfen und ggf. eher geringen Strombedarfen auch solarthermische Anlagen eingesetzt werden können. Unabhängig von der Art der Anlage wird eine Kombination mit **Dachbegrünung** empfohlen, um den knappen Bauraum im Projektgebiet möglichst effizient zu nutzen und die weiteren Potenziale für die Gebäudeisolation, die Biodiversität und das Regenwassermanagement zu heben. Im Neubau ist des Weiteren die **Fassadenintegration von Photovoltaik** zu empfehlen. Eine solare Dachnutzung in Kombination mit Begrünung wird bereits durch den Beschluss der Landeshauptstadt Kiel für kommunale Liegenschaften vorgegeben und ist auch bei der Veräußerung von städtischen Grundstücken mit Kauf- oder Pachtverträgen an Dritte zu übertragen.

Um die hohen Strombedarfe im Projektgebiet zu decken, wird außerdem eine energetische Nutzung des Panzerrundkurses durch **Freiflächen-Photovoltaik** empfohlen. Inwiefern auf dieser Fläche eine Einordnung im Sinne des Umwelt- und Naturschutzes greift ist im Weiteren zu prüfen. Die Fläche sollte dabei aus energetischer Sicht größtmöglich ausgenutzt werden, um sowohl den Strombedarf von Industrie und Gewerbe als auch der Wärmeversorgung bereitzustellen und die Residuallast aus dem Netz der öffentlichen Versorgung zu reduzieren.

Zum aktuellen Projektstand besteht die größte Herausforderung in den noch unbekanntem potenziellen Bedarfen und deren Verteilung im Projektgebiet. In den weiteren Planungsphasen sollte der Kenntnisstand bzgl. der **Bedarfe daher kontinuierlich fortgeschrieben**, die bisher angenommenen Bedarfe **verifiziert** und die getroffenen Entscheidungen und Auslegungen geprüft und ergänzt werden. In diesem Zusammenhang sollte auch über die Festlegung von Vorzugsgebieten z.B. ohne Wärmebedarf oder auch Sub-Strukturen z.B. für lokale Kältebereitstellung entschieden werden.

Die Bedarfe für Raumheizungs- und Klimakältebedarf werden insbesondere durch **Bauweise und Baustandard** beeinflusst. Entsprechend können hierfür im Rahmen von Kauf- und Pachtverträgen Vorgaben gemacht werden. Hierfür gibt es Referenzgebäude und Förderprogramme, wie z.B. Effizienzhäuser 55 und 70 der KfW oder EffizienzhausPlus. Diese berücksichtigen neben dem Energiebedarf der Wärmeversorgung auch Nutzerstrom, beziehen sich bzgl. der Nutzung jedoch auf Büro- und Verwaltungsflächen. Bei anderen Nutzungen ist einerseits von anderen Bedarfen und andererseits von Synergien wie Abwärme auszugehen. Des Weiteren wird in den Baustandards der KfW die „graue“ Energie, die zur Herstellung der Baustoffe und Errichtung des Gebäudes benötigt wird, nicht berücksichtigt. Es empfiehlt sich daher z.B. eine Zertifizierung der Gebäude nach DGNB vorzusehen, da hierbei die gesamten Lebenszykluskosten inkl. Herstellung und Rückbau bzw. Recycling einbezogen werden.

Für „**grüne**“ **Gewerbe- und Industriegebiete** gibt es aktuell in Schleswig-Holstein keine konkreten Vorgaben. Daraus ergibt sich für das Projektgebiet „StrandOrt“ die Möglichkeit entsprechende Maßstäbe zu setzen und als Leuchtturmprojekt für zukünftige, ähnliche Gewerbe- und Industriegebiete zu fungieren. Kriterien für „grüne“ Gewerbe- und Industriegebiete können dabei z.B.

- Erzeugung von lokaler, erneuerbarer Energie innerhalb von weniger als 5 km
- Nutzung von regenerativem Strom mit mehr als 50 % am Gesamtstromverbrauch bzw. Ergänzung durch Ökostromtarife
- Nutzung von lokal erzeugter, regenerativer Wärme mit einem Anteil von mehr als 50 % am gesamten Wärmebedarf
- Verbesserung des Energiemanagements und Erhöhung der Energieeffizienz durch eine übergeordnete Steuerung und externe Beratung
- Nutzung von Synergien bei Raumbedarf, Energieversorgung und gemeinsame Infrastrukturen
- Zukunftsgerechtes, nachhaltiges Mobilitätskonzept
- Innovative Technologien im Bereich der Energieversorgung

sein.