

Hinweise zum Ergebnisbericht „Klimabegehren – Erstellung einer fachtechnisch / wirtschaftlichen Unterlage“

Bitte beachten Sie, dass die vorliegende Kostenschätzung ausschließlich dem Zweck nach §9 der Landesverordnung zur Durchführung der Gemeinde-, der Kreis- und der Amtsordnung (GKAVO) im Rahmen des Bürger:innenbegehrens dient und auch nur in diesem Rahmen zu verwenden ist. Die Stadt Flensburg stimmt keiner Veröffentlichung des Berichts seitens der Vertreter:innen des Bürgerbegehrens zu, bevor der Bericht selber durch die Stadt Flensburg veröffentlicht wurde.

Der hier vorliegende Bericht stellt eine Kostenschätzung für ein Transformationsansatz nach den Maßgaben des Bürger:innenbegehrens für die Wärmeerzeugung der Stadtwerke Flensburg dar, mit dem Ziel, anhand vorgegebener Wegmarken bis zum Jahr 2035 die CO₂-Neutralität zu erreichen. Die Entwicklung eines Transformationsansatzes nach den Maßgaben des Bürger:innenbegehrens ist die grundlegende Voraussetzung zur Ermittlung der Kosten und demnach wichtiger Bestandteil des Berichts.

Die ermittelten Kosten für die Umsetzung des Klimabegehrens werden einem Vergleichsszenario gegenübergestellt, welches sich an den gesetzlichen Vorgaben (Erreichung der CO₂-Neutralität im Jahr 2045 und Reduktion der Emissionen des Energiesektors um 79% ggü. 1990 bis 2030) zur Klimaneutralität ausrichtet.

Damit die Fragestellung des Bürger:innenbegehrens durch eine Kostenschätzung beantwortet werden kann, mussten sowohl der Transformationsansatz nach den Maßgaben des Bürger:innenbegehrens, als auch das Vergleichsszenario auf ihre technische Umsetzbarkeit und wirtschaftliche Bewertung geprüft werden. Dies kann bei einer solch komplexen Fragestellung nur mit Hilfe von Vereinfachungen in der Betrachtung beider Szenarien durchgeführt werden. Dementsprechend basiert die technische Bewertung der Ersatzanlagen vielmehr auf Kennzahlen als auf einer simulationsbasierten Vordimensionierung, und die herangezogenen Datengrundlagen für Preisprognosen der Investitionskosten, Energie- und Zertifikatspreise etc. unterliegen den klassischen Unsicherheiten von langfristigen Zukunftsprognosen. Um die relevanten Unsicherheiten (der Zukunftsprognosen und technischen Vereinfachungen) qualifizieren zu können, wurden beide Szenarien einer Sensitivitätsanalyse unterzogen. Dennoch bedürfen die Ergebnisse einer Relativierung und die Kernaussage des Berichts ist vielmehr die Relation der ermittelten durchschnittlichen Wärmepreise beider Szenarien zueinander als eine fixe Benennung eines zukünftigen Wärmepreises. Des Weiteren soll an dieser Stelle ergänzt werden, dass die gegenwärtig zu beobachtenden Anomalien der Energiemärkte in dem vorliegenden Bericht keine Berücksichtigung finden.

Aus dem vorliegenden Bericht lassen sich folgende Aussagen als Ergebnis der Kostenschätzung ableiten:

- Die über den Zeitraum bis 2035 gemittelten durchschnittlichen Wärmepreise beider Entwicklungsszenarien unterscheiden sich nur marginal in ihrer Höhe, sodass aufgrund der vorliegenden Unsicherheiten von Preisprognosen und vorgenommenen Vereinfachungen von einem nahezu identischen durchschnittlichen Wärmepreis beider Konzepte ausgegangen werden kann.
- Die vermiedenen CO₂-Emissionen für den Zeitraum bis 2035 stellen sich in beiden Szenarien unterschiedlich dar. Insgesamt werden im „Vergleichskonzept“ bis zum Jahr 2035 rd. 35% mehr CO₂-Emissionen vermieden als im Transformationsansatz nach dem Bürger:innenbegehren.
- Beide Transformationsansätze sind geeignet langfristig die CO₂-Neutralität in der Wärmeerzeugung der Stadtwerke Flensburg zu einem wirtschaftlich realisierbaren Fernwärmepreis zu erreichen.
- Das „Vergleichskonzept“ stellt ein robusteres und flexibleres Energiesystem dar, als der Transformationsansatz nach den Maßgaben des Bürger:innenbegehrens. Dies Konzept weist eine deutliche Abhängigkeit und Verfügbarkeit von externer Stromerzeugung und Wasserstoff als Brennstoff auf.
- Beide Konzepte setzen auf den Bau und die Inbetriebnahme einer Großwärmepumpe in den nächsten 5 Jahren. Durch eine angestrebte und hoffentlich kommende BEW-Betriebskostenförderung kann eine Wärmepumpe kurzfristig und kostengünstig zu einer deutlichen Reduktion der CO₂-Emissionen führen.

Adressat
Stadt Flensburg

Dokumententyp
Bericht

Datum
März 2022

KLIMABEGEHERN ERSTELLUNG EINER FACHTECHNISCH/ WIRTSCHAFTLICHEN UNTERLAGE



KLIMABEGEHREN ERSTELLUNG EINER FACHTECHNISCH/ WIRTSCHAFTLICHEN UNTERLAGE

Projektname **Stadt Flensburg - Klimabegehren**
Projekt Nr. **352002052**
Empfänger **Stadt Flensburg – Frau Jördes Wüstermann, Herr Till Fuder**
Dokumententyp **Bericht**
Version **2.0**
Datum **2022-03-21**
Durchgeführt **MDAU, JNWR**
von
Überprüft von **TWE, PESE**
Genehmigt von **CIRB**

Ramboll
Jürgen-Töpfer-Straße 48
22763 Hamburg

T +49 40 32818-0
F +49 40 32818-139
<https://de.ramboll.com>

Ramboll Deutschland GmbH
Jürgen-Töpfer-Straße 48
22763 Hamburg

Amtsgericht Hamburg, HRB 168273
Geschäftsführer:
Stefan Wallmann, Hannes Reuter

BNP Paribas S.A. Niederlassung
Deutschland
IBAN: DE40512106004223034010
BIC: BNPADEFFXXX

INHALT

1.	Zusammenfassung	2
2.	Methodik und Vereinfachungen	3
3.	Einleitung	4
4.	Ist-Aufnahme des Anlagenparks und der Infrastruktur der SWFL	5
4.1	Anlagenpark	5
4.2	Wärmenetz	6
4.3	CO ₂ -Emissionen	6
5.	Wirtschaftliche Datenbasis und Szenarientwicklung	7
5.1	Investitions-, Betriebs- und Instandhaltungskosten (DEA-Daten)	7
5.2	Energie- und Zertifikatspreise	7
5.2.1	Kohlepreis	8
5.2.2	Erdgaspreis	8
5.2.3	Preis Holzabfälle	8
5.2.4	CO ₂ -Zertifikatspreis	8
5.2.5	Wasserstoffpreis	9
5.2.6	Strompreise	10
5.2.7	Strompreis Umlagen und Steuern	11
5.3	Szenarien	12
6.	Transformationspfad	13
6.1	CO ₂ -neutrale Ersatzanlagen	13
6.1.1	Tiefe Geothermie	13
6.1.2	Biomasse	13
6.1.3	Solarthermie	13
6.1.4	Industrielle Abwärme	13
6.1.5	Wärmepumpen	14
6.1.6	Elektrodenheizkessel	14
6.1.7	GuD-Anlage im Wasserstoffbetrieb	14
6.1.8	Dezentrale Heißwasserspeicher	14
6.1.9	Photovoltaik	17
6.2	Vordimensionierte Erzeugerportfolios und Speicher im Zeitverlauf	18
6.2.1	Vergleichskonzept	18
6.2.2	Konzept Bürger*innenbegehren	19
6.3	Technologische Maßnahmenpakete im Zeitverlauf	21
6.4	Bilanzielle Werte	22
6.4.1	CO ₂ -Bilanz	22
6.4.2	Jahreslastgänge	23
6.4.3	Strombedarf und -produktion	29
6.5	Wärmepreisentwicklung	30
6.5.1	Szenario „Moderate Zertifikatspreise“	30
6.5.2	Szenario „Hohe Zertifikatspreise“	33
6.5.3	Szenario „Geringe Zertifikatspreise“	34
6.6	Sensitivitätsanalyse	35
6.7	Eigenkapitalquote	37
7.	Fazit	38

1. ZUSAMMENFASSUNG

Es soll eine Kostenschätzung für die Umsetzung eines Transformationskonzepts nach den Maßgaben des Bürger*innenbegehrens durchgeführt werden. Hierfür wird zunächst ein technisches Transformationskonzept nach den Maßgaben des Bürger*innenbegehrens für die Strom- und Fernwärmeerzeugung der Stadtwerke Flensburg (SWFL) entwickelt, welches unter der Einhaltung von Wegmarken bis zum Jahr 2035 die Klimaneutralität erreicht. Dieses Konzept wird einem Maßnahmenkatalog zur Erreichung der Klimaneutralität bis 2045 gegenübergestellt, der im Folgenden als „Vergleichskonzept“ bezeichnet wird.

Es wurde eine Bestandsaufnahme der momentan in Betrieb befindlichen Anlagen durchgeführt. Außerdem wurden Anlagen in die Analyse mit aufgenommen, die in naher Zukunft in Betrieb genommen werden. Historische Lastgänge und Netzbetriebstemperaturen wurden zur Darstellung des Wärmebedarfs und zur Ermittlung der im Wärmenetz hydraulisch benötigten Temperaturen untersucht. Erzeugerpark, Lastgang und Netzbetriebstemperaturen bilden die Grundlage der weiteren Untersuchung und Ausarbeitung des Transformationsplans.

Für eine spätere wirtschaftliche Bewertung der Energiesysteme ist eine wirtschaftliche Datenbasis erstellt worden. Investitions-, Betriebs und Instandhaltungskosten wurden aus Veröffentlichungen der Danish Energy Agency übernommen. Zur Bestimmung zukünftig anfallender Kosten für Energieträger und Zertifikate wurde eine Metarecherche durchgeführt.

Bei der Erstellung des Transformationspfads wurde zunächst eine Umsetzungsbewertung möglicher CO₂-neutraler Ersatzanlagen in Flensburg durchgeführt. Aus dieser Analyse geht hervor, dass vor allem die Inbetriebnahme von Wärmepumpen das Potenzial hat, einen großen Anteil der Wärmeerzeugung bei teilweise negativen CO₂-Vermeidungskosten zu dekarbonisieren. Die vordimensionierten Erzeugerportfolios für die einzelnen Wegmarken wurden erstellt. Die Ergebnisse wurden hinsichtlich der zeitlichen Entwicklung von Erzeugerleistungen, CO₂-Bilanz, Wärmejahreslastgängen und Strombedarf/-produktion aufbereitet und dargestellt. Die CO₂-Emissionen werden in beiden Konzepten stark durch die Inbetriebnahme von Wärmepumpen gesenkt. Der Beitrag der GuD-Anlagen verringert sich entsprechend. Während das Bürger*innenbegehren die Nutzung biogener Brennstoffe ausschließt und daher in diesem Konzept Elektrodenheizkessel in der Spitzenlast verwendet werden, wird im Vergleichskonzept die Nutzung von Holzabfällen in einem Biomassekessel nicht ausgeschlossen.

Anschließend wird die Entwicklung des Wärmepreises beschrieben. Es ist im Zuge der Dekarbonisierung mit einer Wärmepreissteigerung zu rechnen, wobei die Unterschiede zwischen den Konzepten gering sind. Beide Konzepte, die eine zukünftige Dekarbonisierung forcieren, weisen jedoch eine geringere Steigerung des Wärmepreises auf als es im business-as usual-Konzept der Fall ist, in dem keine Veränderung im Anlagenpark und dem Betrieb angenommen wird. Es wurde schließlich eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, womit der Einfluss der angenommenen Randbedingungen auf die Ergebnisse beurteilt wird. Dabei wurden der Verkaufspreis für den Strompreis und der Einkaufspreis für den Wasserstoff als einflussreiche Parameter identifiziert.

2. METHODIK UND VEREINFACHUNGEN

Das Ziel der Untersuchung ist die Bestimmung der Wärmepreisdifferenz zwischen dem Transformationskonzept des Bürger*innenbegehrens und dem Vergleichskonzept. Die angesetzte Methodik für die Kostenschätzung des erarbeiteten Transformationskonzepts erforderte unterschiedliche Vereinfachungen.

Die absolute Höhe des Preises ist mit Unsicherheiten verbunden, die aus den Unsicherheiten der in Abschnitt 5 beschriebenen Prognosen der Investitionskosten und insbesondere der Energie- und Zertifikatspreise resultieren. Eigene Schätzungen der SWFL weisen zum Teil höhere Investitionskosten aus als die der Kostenschätzung zugrunde gelegten Investitionskosten der Danish Energy Agency. Der ermittelte Wärmepreis der Konzepte soll keinen zu erwartenden Verbraucherwärmepreis darstellen, sondern soll lediglich dem Vergleich der Konzepte dienen.

Die Konzepterstellung beruht auf einer kennzahlen- und nicht auf einer simulationsbasierten Vordimensionierung der Ersatzanlagen. Es wird daher mit Jahresdurchschnittspreisen und nicht mit stundenscharfen Preiszeitreihen gerechnet. Die Einteilung in baseload- und peakload-Preise wird vorgenommen, um den wirtschaftlichen Betrieb unterschiedlicher Anlagen abbilden zu können. Eine Abbildung des volatilen Strommarkts im Detail ist damit allerdings nicht gegeben. Insbesondere bei der wirtschaftlichen Bewertung von stromproduzierenden Anlagen mit in Zukunft voraussichtlich zunehmend geringeren Betriebsstunden, kann ein durchschnittlich angesetzter Stromverkaufspreis von den tatsächlich realisierten Preisen und Erlösen abweichen, da die Bestimmung des Durchschnitts auch wesentlich von den Betriebsstunden abhängig ist. Je geringer die Betriebsstundenzahl einer Anlage ist, desto höher kann der durchschnittlich realisierte Stromverkaufspreis sein, wenn davon ausgegangen wird, dass der Erzeuger strommarktorientiert betrieben wird und die notwendige Wärmespeicherkapazität vorhanden ist.

Um die Einflüsse der relevantesten Unsicherheiten quantifizieren zu können, wird eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt.

3. EINLEITUNG

Nach den Maßgaben des Bürger*innenbegehrens soll ein Transformationskonzept für ein Phase-out fossiler Energieträger entwickelt werden, mit dem die CO₂-Emissionen der Fernwärme- und Stromerzeugung der Stadtwerke Flensburg von heute bis 2035 schrittweise mit Berücksichtigung der Wegmarken 2028 und 2032 auf null reduziert werden. Biogene Brennstoffe sollen nicht eingesetzt werden. Es soll dargestellt werden, wie groß die Kosten für das Erreichen der Klimaneutralität 2035 einer Erreichung der Klimaneutralität bis 2045 sind. Daraus sollen die Auswirkungen auf den Fernwärmepreis ermittelt werden.

Aus den Forderungen des Bürger*innenbegehrens, den CO₂-Emissionen des Jahres 2020 und den prognostizierten CO₂-Emissionen der SWFL für das Jahr 2023, ergibt sich folgender in Abbildung 3-1 dargestellter maximaler Verlauf der CO₂-Emissionen. Der Anstieg der CO₂-Emissionen im Jahr 2023 hängt mit der Inbetriebnahme des Kessel 13 zusammen und wird in Abschnitt 6.4.1 näher beleuchtet. Im Wesentlichen kann der Anstieg mit einer Steigerung der Stromproduktion und der Betrachtung von CO₂-äquivalenten Emissionen in den Konzepten erklärt werden.

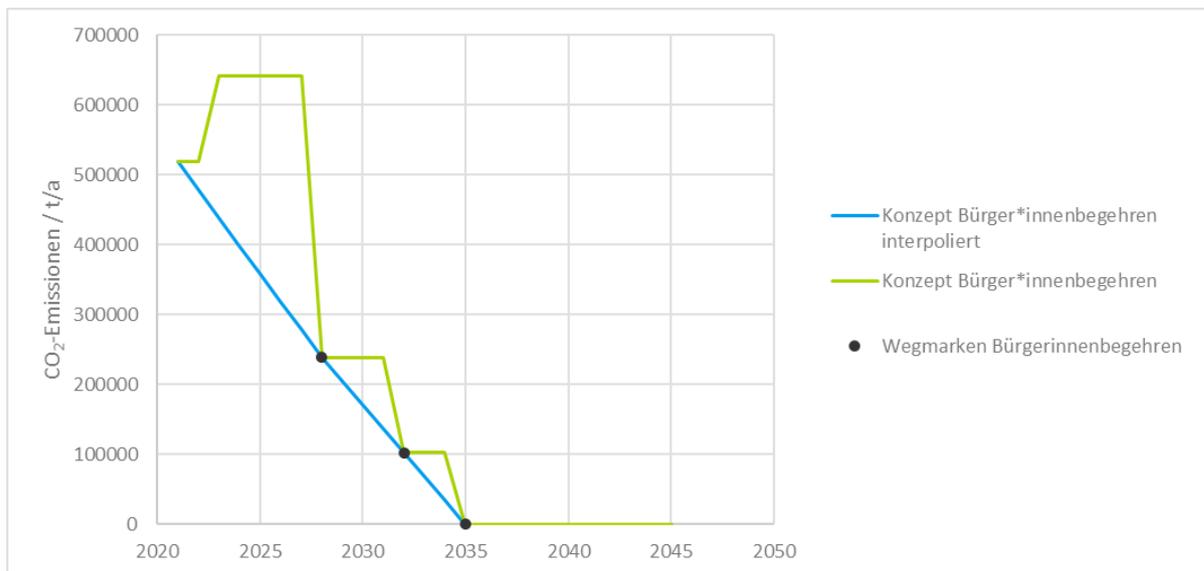


Abbildung 3-1: CO₂-Bilanz – Vorgaben des Bürger*innenbegehrens

4. IST-AUFNAHME DES ANLAGENPARKS UND DER INFRASTRUKTUR DER SWFL

4.1 Anlagenpark

Der Ist-Zustand des Anlagenparks der SWFL kann Tabelle 4-1 entnommen werden. Die Wärmeproduktion im Jahr 2020 betrug in etwa 1175 GWh.

Tabelle 4-1: Ist-Zustand des Anlagenparks. Stand Anfang 2022.

	Therm. Leistung	Elektr. Leistung	Brennstoff	Speicherkapazität	geplante Außerbetriebnahme
Einheit	MW	MW		MWh	
Heizkraftwerk Batteriestraße					
Kessel 5 Dampfkesselanlage	60	24,1	Erdgas, HEL		vorauss. 2030
Kessel 9 Dampfkesselanlage	70	26,5	Kohle, EBS		vorauss. 2023
Kessel 10 Dampfkesselanlage	70	26,5	Kohle, EBS		vorauss. 2023
Kessel 11 Dampfkesselanlage	70	26,5	Kohle, EBS		vorauss. 2034
Kessel 12 GuD	75	79	Erdgas, (H2)		
Elektrodenheizkessel 1	30		Strom		
Wärmespeicher 1				900	
Dezentrale Reserveheizwerke					
RHW Süd	10		Strom		
RHW Nord	80		HEL		
RHW Engelsby	80		HEL		
RHW Glücksburg	30		HEL		

Der Bau zusätzlicher Anlagen ist geplant. Details hierzu sind in Tabelle 4-2 dargestellt

Tabelle 4-2: Geplante Anlagen der SWFL. Stand Anfang 2022.

	Therm. Leistung	Elektr. Leistung	Brennstoff	Speicherkapazität	geplante Inbetriebnahme
Einheit	MW	MW		MWh	
Heizkraftwerk Batteriestraße					
Kessel 13 GuD	90	95	Erdgas, (H2)		vorauss. 2023
Elektrodenheizkessel 2	30		Strom		vorauss. 2023
Wärmespeicher 2				900	vorauss. 2023

Ab 2023 stehen demnach zwei zusätzliche Erzeuger zur Verfügung. Mit dem GuD-Heizkraftwerk Kessel 13 kann zusätzlich Strom und Wärme produziert werden. Dies sorgt dafür, dass die mit Kohle betriebenen Kessel 9 und 10 nicht mehr benötigt werden und auch Kessel 11 in naher Zukunft nur noch für den Reservebetrieb benötigt wird. Der zusätzliche Wärmespeicher sorgt in Verbindung mit dem schon in Betrieb befindlichen Wärmespeicher für eine zunehmende Flexibilisierung der Strom- und Wärmeproduktion und ermöglicht eine netzdienliche Fahrweise der GuD-Kraftwerke. Mit dem Zubau eines weiteren Elektrodenheizkessels (EHK) kann zu Zeiten sehr niedriger Strompreise dieser Strom zur Produktion von Wärme genutzt werden.

Im Winter sind Vorlauftemperaturen von bis zu 120° C im Wärmenetz erforderlich, um den Betrieb der Kundenanlagen sicherzustellen. Die Erzeuger des HKW Batteriestraße sind hierfür in

Reihe angeordnet und erhöhen die Rücklaufemperatur partiell. Die Spitzenlasterzeuger sorgen schlussendlich für eine Temperaturanhebung auf die geforderte Vorlaufemperatur.

4.2 Wärmenetz

Das Wärmenetz der SWFL hat eine Trassenlänge von insgesamt 680 km. Über das Primärnetz werden Sekundär- und Tertiärnetz und schließlich die Wärmekunden versorgt. Im Primärnetz beträgt die Vorlaufemperatur ca. 85-120° C. In den Sekundärnetzen ist sie geringer mit ca. 75-95° C. Die Rücklaufemperatur im Primärnetz beträgt 55-60° C. Die Erzeuger speisen in das Primärnetz ein. Die Verluste im Wärmenetz betragen über das Jahr betrachtet ca. 15-20 %.

4.3 CO₂-Emissionen

Aus dem Emissionsbericht des Jahres 2020 geht hervor, dass die CO₂-Emissionen der SWFL in diesem Jahr ca. 519.000 t betragen. Diese Angabe bezieht sich nicht auf CO₂-äquivalente Emissionen. Unter Berücksichtigung von CO₂-äquivalenten Emissionen, wäre die Höhe der derzeitigen Emissionen entsprechend höher.

Es wurde im Jahr 2020 eine gewisse Menge an Nutzenergie – Wärme und Strom – am Standort produziert. Diese Gesamtmenge an Nutzenergie kann auf die Gesamtemissionen bezogen werden. Daraus ergeben sich spezifische CO₂-Emissionen. Aus der Einsatzplanung der Anlagen für das Jahr 2023 ergibt sich eine Produktion von ca. 1175 GWh Wärme und 1153 GWh Strom und das bei gleichzeitigen Emissionen von 640.000 t CO₂-äquivalent. Es ergeben sich hieraus spez. CO₂-Emissionen von 275 t/GWh, bzw. 275 g/kWh Nutzenergie. Da Strom exergetisch wertvoller als Wärme ist, gibt es auch die Möglichkeit jeweils spez. Emissionen für Wärme und Strom anhand der Carnot-Methode zu berechnen. Darauf wird der Einfachheit halber an dieser Stelle jedoch verzichtet.

5. WIRTSCHAFTLICHE DATENBASIS UND SZENARIENENTWICKLUNG

5.1 Investitions-, Betriebs- und Instandhaltungskosten (DEA-Daten)

Zur Darstellung der Wirtschaftlichkeit werden Annuitäten ausgewiesen, die sich aus spezifischen Investitionskosten und der technischen Lebensdauer der Anlagen, sowie der Dimensionierung der Anlagen ergeben. Die spezifischen Investitionskosten und die technische Lebensdauer werden dem Technologiecatalog der Danish Energy Agency (DEA) entnommen.

Zusätzlich zu den Annuitäten werden Betriebs- und Instandhaltungskosten der Anlagen berücksichtigt. Diese werden ebenfalls dem Technologiecatalog entnommen und teilen sich auf in jährliche fixe Betriebskosten in Abhängigkeit der Anlagengröße und variable Betriebskosten (exklusive der Energiepreise) in Abhängigkeit der Betriebsdauer und der Anlagengröße.

Die relevanten Daten sind im Technologiecatalog für einzelne Wegpunkte auch für die Zukunft ausgewiesen und werden inter- bzw. extrapoliert und stehen somit (pseudo-)jahresscharf zur Verfügung. Somit werden auch antizipierte Kostendegressionseffekte berücksichtigt.

5.2 Energie- und Zertifikatspreise

Für die wirtschaftliche Bewertung der Erzeugerkonzepte ist die Festlegung der Energie- und CO₂-Zertifikatspreise sowie deren Fortschreibung in die Zukunft von zentraler Bedeutung. Hierfür wurden unterschiedliche Quellen gesichtet und miteinander verglichen, um schließlich eine Prognose in Form eines festen Preisverlaufs abzustimmen. Insbesondere die Zertifikatspreise haben einen großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Systems, solange mittelfristig noch relevante Mengen CO₂ emittiert werden. Daher wird bei den Zertifikatspreisen zusätzlich zum prognostizierten Preisverlauf eine Bandbreite angegeben, um die Sensitivität der Kosten auf die Wirtschaftlichkeit der Erzeugersysteme zu untersuchen. Die prognostizierten Werte sind in Tabelle 5-1 aufgeführt und werden in den nachfolgenden Abschnitten erläutert.

Es handelt sich bei diesen Preisen jeweils um langfristige Jahresmittelwerte der Spotmarktpreise. Mögliche wirtschaftliche Auswirkungen einer längerfristigen Beschaffungsstrategie wurden nicht betrachtet. Aus diesem Grund werden auch die gegenwärtig zu beobachtenden Anomalien der Energiemärkte nicht abgebildet.

Tabelle 5-1: Prognostizierte Preise zu unterschiedlichen zukünftigen Zeitpunkten.

	Einheit	2020	2025	2030	2035	2040	2050
Kohlepreis	€/MWh	8	9	10	10	10	10
Erdgaspreis	€/MWh	15	17	21	24	26	26
Preis für Holzabfälle	€/MWh	10	10	10	10	10	10
CO ₂ -Zertifikatspreis	€/t	43	62	85	108	127	158
CO ₂ -Zertifikatspreis obere Grenze	€/t	60	85	117	154	185	225
CO ₂ -Zertifikatspreis untere Grenze	€/t	25	39	52	62	70	90
Wasserstoffpreis	€/MWh	170	139	108	102	96	83
Strompreis EPEX	€/MWh	74	76	65	65	65	65
Strompreis baseload	€/MWh	69	71	58	58	57	55
Strompreis peakload	€/MWh	79	82	72	73	73	75
Strompreis PPA (mittlere CO ₂ -Kosten)	€/MWh	89	95	84	81	74	65
Strom Umlagen, Steuern, Netzentgelte	€/MWh	118	57	61	62	64	67

5.2.1 Kohlepreis

Da die Erzeugung von Strom und Wärme aus Kohle in den betrachteten Erzeugerkonzepten mittelfristig nur noch eine sehr geringe Rolle und langfristig gar keine Rolle mehr spielt, hat der angesetzte Kohlepreis keinen großen Einfluss auf die wirtschaftliche Bewertung des Konzepts. Die in den Studien angegebenen Preise und die angenommene Preisentwicklung kann Abbildung 5-1 entnommen werden. Da schon die Investitionskosten sowie die Wartungs- und Instandhaltungskosten aus dem Technologiecatalog der DEA verwendet wurden, wurde auch bei dem Kohlepreis der Kostenansatz der DEA gewählt.

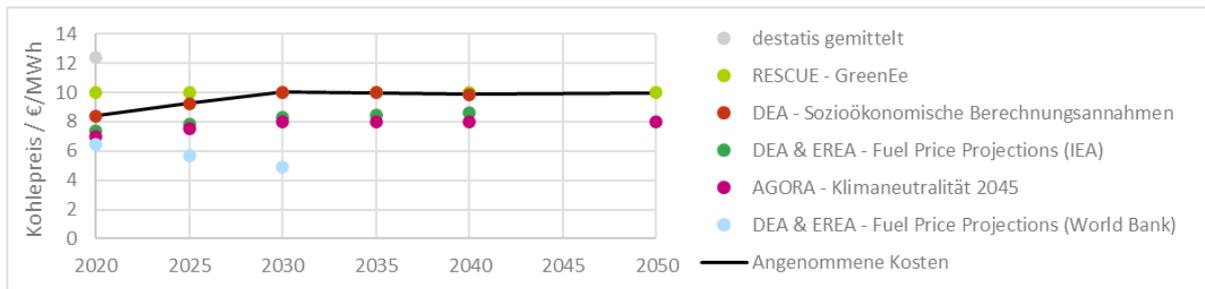


Abbildung 5-1: Entwicklung des Kohlepreises.

5.2.2 Erdgaspreis

Erdgas wird zumindest mittelfristig noch einen bedeutenden Anteil in der Strom- und Wärmeerzeugung einnehmen. Durch den weiteren fuel-switch von Kohle auf Erdgas nimmt der Erdgasanteil vorerst zu, bevor er durch alternative Brennstoffe und die Elektrifizierung des Wärmesektors zunehmend verdrängt wird. Die Preisangaben aus den Studien inkl. Netzentgelte sind in Abbildung 5-2 dargestellt. Die Abweichungen des Preises zwischen den Studien sind vor allem im Bereich ab 2030 nicht groß. Auch hier wurden die Daten der DEA als Kostenansatz gewählt. Schon ab einem CO₂-Zertifikatspreis von 50 €/t betragen die zusätzlichen Kosten ca. 10 €/MWh bei der Nutzung von Erdgas. Damit ist der Einfluss des angenommenen CO₂-Zertifikatspreises auf die Wirtschaftlichkeit der Erdgasnutzung - insbesondere ab 2030 - größer als der Einfluss durch Abweichungen im Erdgaspreis.

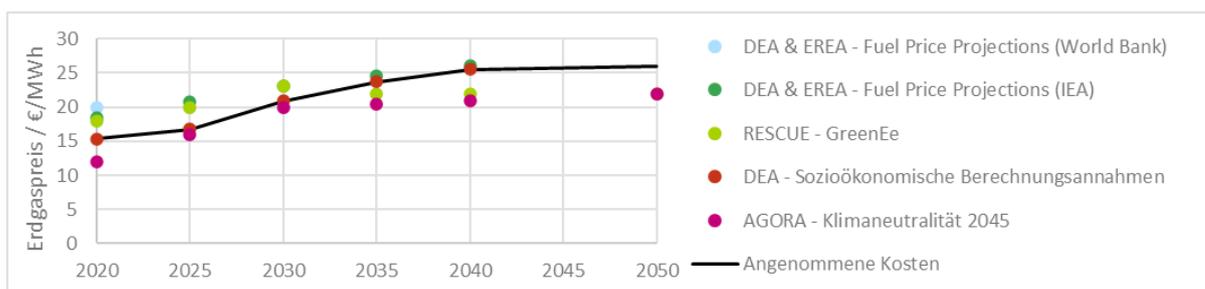


Abbildung 5-2: Entwicklung des Erdgaspreises.

5.2.3 Preis Holzabfälle

Die Stadtwerke Flensburg haben bzgl. Altholz, Waldrestholz und biogenen Reststoffen bereits Analysen durchgeführt. Diese werden hier zusammengefasst. Die Einkaufspreise sind insbesondere in den Sommermonaten sehr niedrig, jedoch wird incl. Transport, Aufbereitung und Lagerung ein konstanter mittlerer Preis von 10 €/MWh angenommen.

5.2.4 CO₂-Zertifikatspreis

Der CO₂-Zertifikatspreis hat wesentlichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des zukünftigen Erzeugerkonzepts. Steigt dieser früher und stärker an, werden stärker elektrifizierte

Wärmesysteme und alternative Brennstoffe früher eine bessere Wirtschaftlichkeit als Wärmesysteme mit einer starken Verwendung von fossilen Energieträgern aufweisen. Die untersuchten Studien weisen bezüglich des Zertifikatspreises eine große Bandbreite auf, wie in Abbildung 5-3 zu sehen ist.

Als untere Grenze wird die AGORA-Studie „Klimaneutralität Deutschland 2045“ angegeben. Die Preisannahmen basieren dabei auf der Annahme, dass die Kohleverstromung sukzessive aus dem Energiesystem verdrängt wird. Dekarbonisierungsmaßnahmen im industriellen Bereich und die Verwendung von Wasserstoff werden unter diesen Annahmen nicht durch die Erhöhung des CO₂-Preises, sondern durch Förderprogramme in die Technologien vorangetrieben. Die hohen CO₂-Vermeidungskosten in diesen Bereichen werden unter dieser Annahme demnach durch Förderprogramme aufgefangen. Daraus resultiert der auch im Jahr 2050 noch eher geringe CO₂-Preis.

Als obere Grenze des CO₂-Preises wird jeweils der Maximalwert der untersuchten Studien angenommen. Dies sind die Studien der IEA „Net Zero by 2050“ und das BEE „Konzeptpapier zur CO₂-Bepreisung“. Hier wird ein CO₂-Preis angesetzt, der dafür sorgt, dass die geforderte CO₂-Minderung durch die Nutzung alternativer Technologien zu erreichen ist. Durch den CO₂-Preis werden bspw. Wärmepumpen und die Nutzung von Wasserstoff konkurrenzfähig gegenüber Erzeugerkonzepten, welche auf fossilen Energieträgern basieren. Die im Standardszenario („moderate Zertifikatspreise“) angenommenen Kosten stellen den Mittelwert aus unterer und oberer Grenze dar.

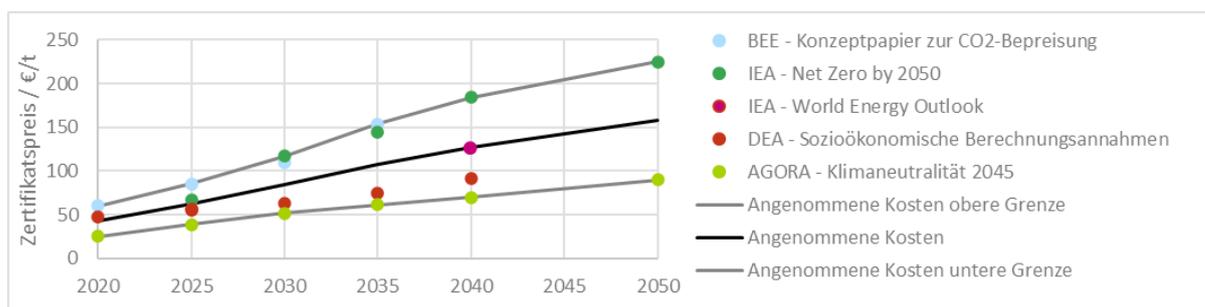


Abbildung 5-3: Entwicklung des CO₂-Zertifikatspreises.

Im November 2021 liegt der CO₂-Zertifikatspreis bereits bei über 65 €/t. Damit reagiert der Markt bereits auf die Verschärfung der europäischen Richtlinien hinsichtlich CO₂-Emissionen, die sich in einer schnelleren Verringerung der jährlich zur Verfügung stehenden Zertifikate äußert.

5.2.5 Wasserstoffpreis

Der Preis für grünen Wasserstoff wird in Zukunft maßgeblich an die Stromgestehungskosten der Erneuerbaren Energien, die Kosten für Elektrolyseure und die Transportkosten für Wasserstoff gekoppelt sein. Die Stromgestehungskosten für Erneuerbare Energien sind bereits konkurrenzfähig und werden auch in Zukunft weiter sinken. Auch die Kosten für Elektrolyseure werden mit dem Hochfahren der Produktion in den kommenden Jahrzehnten weiter sinken. Mit dem innereuropäischen Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur durch Pipelines wird außerdem eine kostengünstige Transportmöglichkeit geschaffen. Die Wasserstoffpreise der untersuchten Studien sind in Abbildung 5-4 dargestellt. Dabei sind in den beiden AGORA-Studien bereits Transportkosten berücksichtigt. Für die „Potenzialstudie Wasserstoffwirtschaft“ von IPP ESN wurden zusätzlich Kosten von ca. 6,90 €/MWh berücksichtigt, die der AGORA-Studie „No-regret Hydrogen“ entnommen wurde und die ungefähren Transportkosten für einen Pipelinetransport von 300 km wiedergibt, wie er z.B. aus Dänemark mittelfristig stattfinden könnte. Diese Kosten sind in

den angenommenen Kosten inkludiert. Es wird davon ausgegangen, dass zukünftig Netzentgelte in ähnlicher Höhe diese Transportkosten ersetzen.

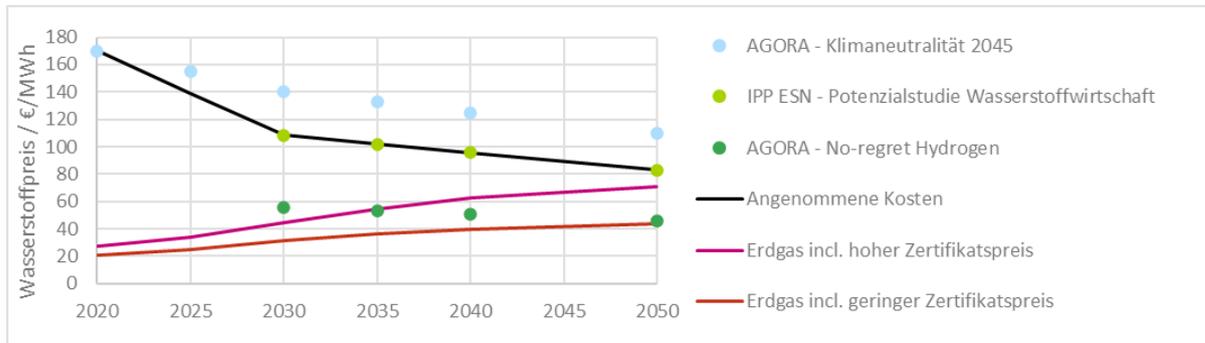


Abbildung 5-4: Entwicklung des Wasserstoffpreises.

Es zeigt sich, dass der Preis für Wasserstoff sich im Laufe der Zeit langsam dem Erdgaspreis incl. des hohen Zertifikatspreises angleicht, jedoch bis zum Jahr 2050 die teurere Variante ist. Erst bei einem sehr optimistischen Preisverlauf, wie er in der „No-regret Hydrogen“-Studie angenommen wird, herrscht bereits im Jahr 2035 Kostenparität bei hohen angenommenen Zertifikatspreisen.

5.2.6 Strompreise

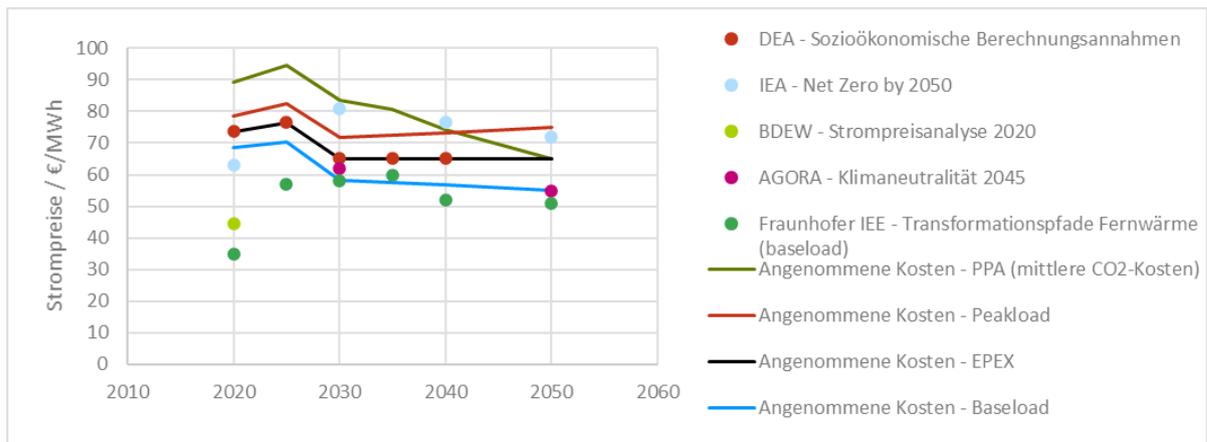


Abbildung 5-5: Entwicklung der Strompreise.

5.2.6.1 Strompreis EPEX

Der durchschnittliche EPEX-Strompreis nach Studienlage kann Abbildung 5-5 entnommen werden. Es wurden die Daten der DEA als Kostenansatz gewählt. In allen Studien steigt der Strompreis vorerst an, bevor er dann ab 2030 wieder abnimmt und dann in etwa auf einem Niveau verbleibt.

In den letzten 10 Jahren lag der Unterschied im Strompreis zwischen Baseload und Peakload bei ca. 10 €/MWh. Aufgrund der in Zukunft stärker fluktuierenden Stromerzeugung ist davon auszugehen, dass es in Zukunft einen größeren Unterschied zwischen Baseload- und Peakloadpreis gibt. Es wird angenommen, dass dieser Unterschied konstant anwächst und sich bis zum Jahr 2050 verdoppelt. Der EPEX-Strompreis stellt den Mittelwert zwischen Baseload- und Peakloadpreis dar.

5.2.6.2 Strompreis PPA (Power Purchase Agreement)

PPAs werden vor allem genutzt, um qualitativ höherwertigen Strom (d.h. mit geringeren Emissionen belastet) als an der Strombörse zu erhalten. Sie müssen sich daher preislich am mittleren EPEX-Preis zzgl. CO₂-Kosten messen lassen. Daher wurde als Preis für PPA-Strom jeweils der mittlere EPEX-Preis und die Kosten für CO₂-Zertifikate entsprechend der Emissionen des Strommix Deutschland angesetzt. Es wird angenommen, dass die spezifischen CO₂-Emissionen des Strommixes linear abnehmen und im Jahr 2045 null betragen.

5.2.7 Strompreis Umlagen und Steuern

Bei dem Bezug von Strom fallen zusätzlich zum Börsenstrompreis noch Umlagen, Netzentgelte und Steuern an. Diese werden separat bis ins Jahr 2050 fortgeschrieben. Die Entwicklung der Preisbestandteile und die Summe sind in Abbildung 5-6 zusammengefasst. Bisher hat die EEG-Umlage den größten Bestandteil an den Umlagen gehabt. Sie betrug 2021 noch 65 €/MWh und wird im Jahr 2022 nur noch 37,2 €/MWh betragen. Ab 2023 soll sie vollständig abgeschafft werden.

Einen weiteren wesentlichen Anteil nehmen die Netzentgelte ein. Für Großkunden ab 24 GWh/a, ohne Reduktionsmöglichkeiten nach § 19 Abs. 2 StromNEV betrug das Netzentgelt ca. 23,3 €/MWh im arithmetischen Mittel, wobei die Netzentgelte sich lokal stark unterscheiden können. Generell ist davon auszugehen, dass die Netzentgelte im Zuge des Netzausbaus steigen werden. Für die Fortschreibung wird auf die BDI-Studie „Klimapfade 2.0“ Bezug genommen. Hier wird davon ausgegangen, dass sich die Kosten für das Stromnetz auf 151 % der jetzigen Kosten im Jahr 2050 erhöhen werden. Entsprechend werden die Netzentgelte fortgeschrieben.

Da davon ausgegangen wird, dass auch der Offshore-Ausbau mit dem Ausbau des Stromnetzes einhergeht, werden die Kosten für die Offshore-Umlage analog zu denen der Netzentgelte fortgeschrieben. Ausgangspunkt sind hier Kosten für das Jahr 2022 von 4,19 €/MWh. Die KWKG-Umlage hat im Jahr 2022 eine Höhe von 3,78 €/MWh. In Zukunft wird die Menge an KWK-Strom im Zuge der Elektrifizierung des Wärmesystems vermutlich abnehmen, andererseits sollen Wärme- und Kältenetze ausgebaut werden, dessen Förderung durch die KWKG-Umlage mitfinanziert werden. Es wird daher eine konstante Fortschreibung der KWKG-Umlage vorgenommen.

Die Stromsteuer beträgt seit 2003 konstant 20,5 €/MWh und es wird angenommen, dass diese auch in Zukunft konstant bleibt. Zusätzlich wird eine konstante Entlastung nach §10 von 0,6 €/MWh angenommen. Die StromNEV-Umlage beträgt für Letztverbraucher der Gruppe B (über 1 Mio. kWh Verbrauch) 0,5 €/MWh, die Umlage für abschaltbare Lasten beträgt für das Jahr 2022 0,03 €/MWh und die Konzessionsabgabe beträgt 1,10 €/MWh. Auch diese Kosten werden für die Zukunft als konstant angesetzt.

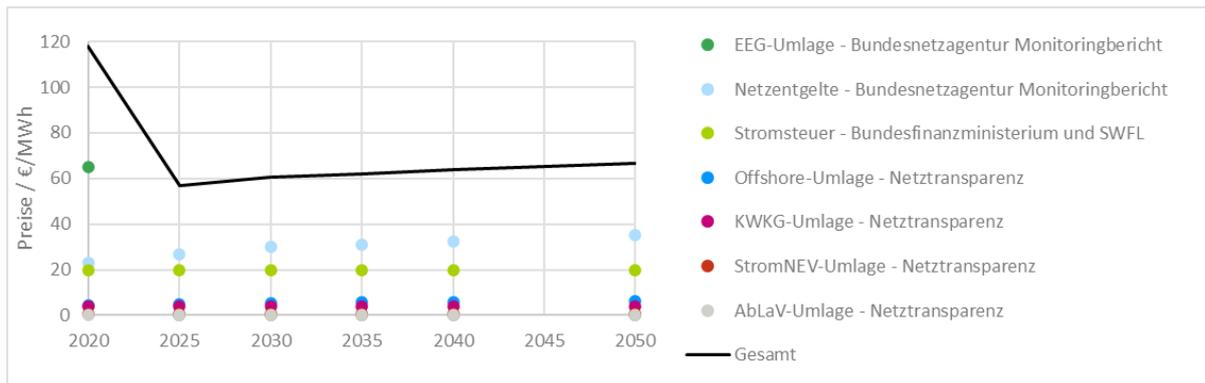


Abbildung 5-6: Entwicklung der Umlagen, Netzentgelte und Steuern.

Der Gesamtverlauf, der sich aus den Umlagen, den Steuern und den Netzentgelten ergibt, fällt demnach durch den Wegfall der EEG-Umlage zunächst stark ab und steigt dann leicht an, vor allem durch die Annahme zukünftig steigender Netzentgelte. Die genauen Werte der prognostizierten Umlagen und Steuern für Strom können Tabelle 5-2 entnommen werden.

Tabelle 5-2: Prognostizierte Preise für Stromumlagen und -steuern in €/MWh.

	2020	2025	2030	2035	2040	2050
Netzentgelte - Bundesnetzagentur Monitoringbericht	23,3	26,6	29,9	31,2	32,6	35,2
EEG-Umlage - Bundesnetzagentur Monitoringbericht	65,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Stromsteuer - Bundesfinanzministerium und SWFL	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9
KWKG-Umlage - Netztransparenz	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
StromNEV-Umlage - Netztransparenz	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
AbLaV-Umlage - Netztransparenz	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Offshore-Umlage - Netztransparenz	4,2	4,8	5,4	5,6	5,9	6,3
Konzessionsabgabe - BDEW	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Gesamt	117,8	56,7	60,6	62,1	63,7	66,9

5.3 Szenarien

Es werden drei Szenarien untersucht, die sich in der Höhe des angesetzten CO₂-Zertifikatspreises unterscheiden. Das Szenario „Geringe Zertifikatspreise“ hat die Zertifikatspreise der unteren Grenze aus Abschnitt 5.2.4 als Grundlage, während das Szenario „Hohe Zertifikatspreise“ sich auf die obere Grenze bezieht. Im Szenario „Moderate Zertifikatspreise“ wird der Mittelwert der beiden Szenarien bzgl. des Zertifikatspreises herangezogen.

Es wird weiterhin die Sensitivität des aus der Modellierung resultierenden Wärmepreises auf unterschiedliche Eingangsparameter untersucht. Es wird die Sensitivität des Wärmepreises auf die Eingangsparameter „Wasserstoffkosten“, „Zertifikatskosten“, „Strom peakload Kosten“, „Strom PPA Kosten“ und „spezifische Investitionskosten Wärmepumpe“ dargestellt.

6. TRANSFORMATIONSPFAD

6.1 CO₂-neutrale Ersatzanlagen

6.1.1 Tiefe Geothermie

Die effektivste Nutzung von Geothermie stellt die hydrothermale Förderung, also die Förderung von heißem Tiefenwasser dar. Hierfür sind kapitalintensive Bohrungen notwendig. Auf Grundlage der zur Verfügung stehenden Daten („Erdwärme für die Region Südjütland Schleswig“ im Auftrag des Landesamtes für Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume Schleswig-Holstein – LLUR und „Geologische Potenzialanalyse des tieferen Untergrunds Schleswig-Holstein“ durchgeführt vom LLUR) wird das Investitionsrisiko seitens der SWFL als sehr hoch eingeschätzt, da das Potenzial in den Studien als gering bezeichnet wird. Es ist demnach nicht sicher, wie ergiebig Bohrungen sind und welches Temperaturniveau erreicht wird. Da die Region aber nicht als gänzlich ungeeignet eingestuft wird, könnten weitere Erforschungs- und Erkundungsmaßnahmen seitens des Landes und der Stadt die Informationslage schärfen und die Investitionshemmschwelle bei konkret aufgedeckten Potenzialen senken. Aufgrund der derzeit hohen Unsicherheit wird die Nutzung von Geothermie in den Konzepten nicht weiter betrachtet.

6.1.2 Biomasse

Die Nutzung von Biomasse als klimaneutraler Brennstoff ist politisch umstritten. Das Bürger*innenbegehren schließt die Nutzung von biogenen Brennstoffen in Ihrem Konzept grundsätzlich aus. Die SWFL schließen zum jetzigen Zeitpunkt den Bau eines Biomassekessels unter Verwendung von Holzabfällen und eine Nutzung des Erzeugers in der Spitzen- und Mittellast nicht aus, um einerseits regionale Potenziale zu nutzen und andererseits die geforderten Vorlauftemperaturen im Wärmenetz zu erreichen. Voraussetzung für die Nutzung ist die Einordnung der genutzten Biomasse als klimaneutraler Brennstoff, was von dem Bürger*innenbegehren als nicht adäquat eingeschätzt wird.

6.1.3 Solarthermie

Das Potenzial für die Wärmeerzeugung aus Solarthermie ist in Flensburg aufgrund der Flächenverfügbarkeit begrenzt. Die SWFL haben potenzielle Flächen identifiziert, die bei dezentraler Einspeisung in Sekundär- und Tertiärnetze einen Beitrag zur Dekarbonisierung leisten können. Da sich dieses Potenzial aber im Bereich von lediglich 1 % des Gesamtwärmebedarfs bewegt, wird in der Erzeugerparkentwicklung nicht im Detail auf diese Option eingegangen.

6.1.4 Industrielle Abwärme

Das Potenzial an industrieller Abwärme in Flensburg ist aufgrund geringer Industriedichte begrenzt und es konnten zum jetzigen Zeitpunkt keine nennenswerten Mengen an Abwärme identifiziert werden, weshalb diese für die Entwicklung des Erzeugerparks nicht weiter betrachtet wird.

Bei der Nutzung von industrieller Abwärme wird i.d.R. zusätzlich eine Wärmepumpe benötigt, um die im Wärmenetz geforderten Temperaturen zu erreichen. Somit stellt diese eine Abwandlung des Konzepts der Nutzung von Hafenwasser als Wärmequelle dar. Falls also zukünftig noch Abwärmepotenziale identifiziert werden, könnten diese Teile der Wärme aus der Hafenwasser-Wärmepumpe ersetzen. Eine solche dezentrale Einspeisung von Abwärme könnte auch einen Beitrag zur Entlastung der Netzhydraulik leisten und somit zu einer möglichen Absenkung der Netztemperaturen beitragen.

6.1.5 Wärmepumpen

Als mögliche Wärmequelle wurde die Flensburger Förde identifiziert, in der Temperaturen im Bereich von 3-19° C oberflächennah und von 4-12° C grundnah herrschen. Der Kraftwerksstandort Batteriestraße hat einen Zugang zur Förde und ermöglicht somit eine einfache Erschließung der Wärmequelle. Der Standort eignet sich gut für einen Einsatz von Wärmepumpen im großen Maßstab, da die Verteilung der Wärme hier nicht auf hydraulische Restriktionen trifft. Dennoch sollte zukünftig auch eine dezentrale Einspeisung untersucht werden, da diese für eine Entlastung des Netzes sorgen und somit zu einer Verringerung der Netztemperaturen beitragen kann. Die aus Wärmepumpen produzierte Wärme kann als CO₂-neutral bezeichnet werden, wenn diese mit grünem Strom versorgt werden. Dies kann durch die Nutzung von Power Purchase Agreements (PPAs) sichergestellt werden.

6.1.6 Elektrodenheizkessel

Elektrodenheizkessel (EHK) nutzen wie Wärmepumpen auch Strom, um Wärme zu erzeugen (Power-to-heat). Allerdings nehmen EHKs keine zusätzliche Umweltwärme auf und weisen daher eine wesentlich geringere Effizienz auf. EHKs können allerdings höhere Temperaturen als Wärmepumpen bereitstellen und weisen auch geringere Investitionskosten als Wärmepumpen auf. Bei Nutzung von PPAs ist die von EHKs produzierte Wärme CO₂-neutral.

6.1.7 GuD-Anlage im Wasserstoffbetrieb

Die bereits in Betrieb genommene Anlage „Kessel 12“ und der voraussichtlich 2023 in Betrieb gehende „Kessel 13“ sind Gas- und Dampfturbinenanlagen (GuD-Anlagen). Diese Anlagen basieren auf der Verbrennung von Gas in Gasturbinen zur Stromproduktion. Die hohe Temperatur des Abgases wird zusätzlich zur Produktion von Dampf genutzt. Dieser treibt wiederum eine Dampfturbine zur weiteren Stromproduktion an. Mit der dann noch enthaltenen Wärme im Dampf wird das Fernwärmewasser aufgeheizt. GuD-Anlagen zeichnen sich mit der Kombination aus Gasturbinen- und Dampfturbinennutzung durch eine hohe Effizienz bei der Stromproduktion aus. Bisher wird in diesen Gasturbinen Erdgas verbrannt. Die Gasturbinen sind H₂-ready und eine Wasserstoffbeimischung von 15 vol-% ist nach Durchführung kleinerer Umrüstungsmaßnahmen möglich. Der Hersteller verweist jetzt schon auf eine mögliche Nutzung der Gasturbine mit einer Wasserstoffbeimischung von 50 vol-% und es wird davon ausgegangen, dass in Zukunft auch ein reiner Wasserstoffbetrieb mit den Gasturbinen möglich wird.

Inwiefern grüner Wasserstoff in den nächsten 20 Jahren in großen Mengen für die Energiewirtschaft zur Verfügung steht, ist derzeit nicht absehbar. Aktuelle Entwicklungen deuten auf eine Priorisierung der Sektoren Industrie (vor allem der Stahl- und Chemieindustrie) und Verkehr gegenüber dem Energiesektor hin, da in diesen Sektoren im Gegensatz zum Energiesektor keine konkurrenzfähigen Maßnahmen der Dekarbonisierung vorhanden sind.

6.1.8 Dezentrale Heißwasserspeicher

Die Verwendung von Großheißwasserspeichern ist zur Überbrückung von Dunkelflauten nur bedingt geeignet, da sowohl die gespeicherten Temperaturen nicht ausreichend für die alleinige Versorgung des Wärmenetzes sind als auch die benötigte Größe des Wärmespeichers sehr stark mit der abzudeckenden Zeit – also der Länge der Dunkelflaute – zunimmt.

Wird beispielsweise von einer Dunkelflaute von 7 Tagen ausgegangen, in welcher der Speicher 50 % der Wärmelast außerhalb der absoluten Spitzenlastzeiten übernehmen soll, um den Strombezug der Wärmeerzeuger zu verringern und das Stromnetz zu entlasten, wäre eine Wärmespeicherkapazität von über 22 GWh notwendig. Diese Kapazität würde den Bau von 25 Wärmespeichern vom Typ des derzeit im Betrieb befindlichen Wärmespeichers oder den Bau

eines Erdbeckenwärmespeichers erfordern. Die Darstellung der erforderlichen Wärmemenge kann Abbildung 6-1 entnommen werden.

Hierbei ist noch nicht berücksichtigt, dass die Einhaltung der geforderten Temperaturen durch den hohen Anteil des Speichers an der Bedarfsdeckung kritisch ist. Ebenfalls sind keine Wärmeverluste betrachtet worden, die bei der Vorhaltung dieser großen Wärmemengen über einen längeren Zeitraum anfallen. Der Bau eines saisonalen Wärmespeichers erfordert für den wirtschaftlichen Betrieb eine Wärmequelle mit sehr geringen Wärmegestehungskosten (industrielle Abwärme, großflächige Solarthermie), die im Stadtgebiet Flensburg nicht identifiziert wurde.

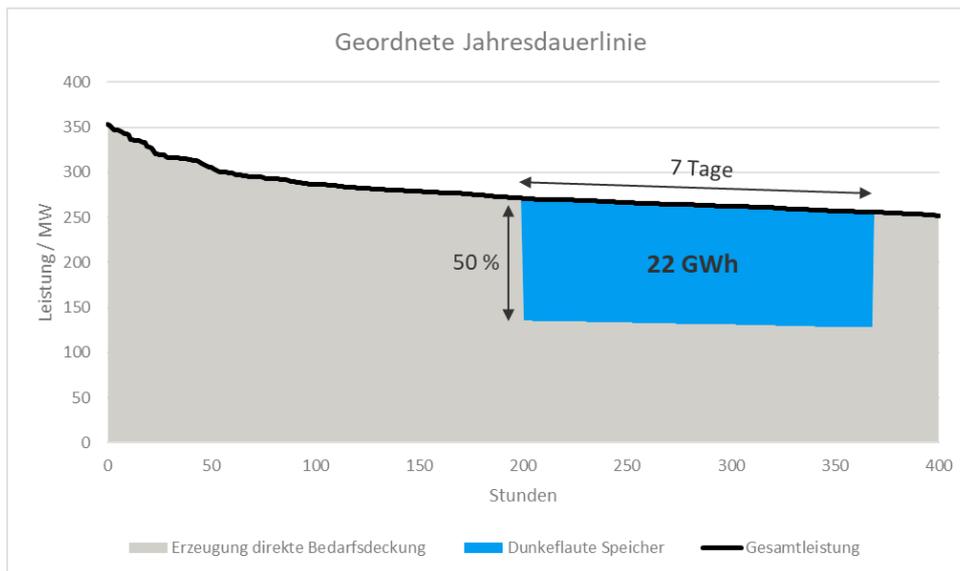


Abbildung 6-1: Wärmespeicher zur Überbrückung von Dunkelflauten (Grundlage Stundenwerte 2019).

Die Wärmespeicherkapazität ist nach dem Bau des Wärmespeichers 2 mit 1800 MWh ausreichend hoch, um vor allem kurzfristige Lastschwankungen abzufangen damit Wärmepumpen, GuD-Anlagen und Elektrodenheizkessel strommarktorientiert, bzw. stromnetzdienlich betrieben werden können. Durch die geplante Elektrifizierung der Sektoren Industrie, Verkehr und Wärme ist nicht davon auszugehen, dass es in Zukunft bedeutende Mengen an grünem „Überschuss“-strom gibt, die kostengünstig in Wärmespeichern vorgehalten werden können. Momentan sorgt schon die Höhe der Netzentgelte dafür, dass die Verwendung nur bei sehr geringen oder negativen Strompreisen am Spotmarkt wirtschaftlich ist. Aus Abbildung 6-2 geht hervor, dass diese Zeiten der Überproduktion sehr selten sind und dadurch keine relevanten Mengen an Wärme produziert werden können.

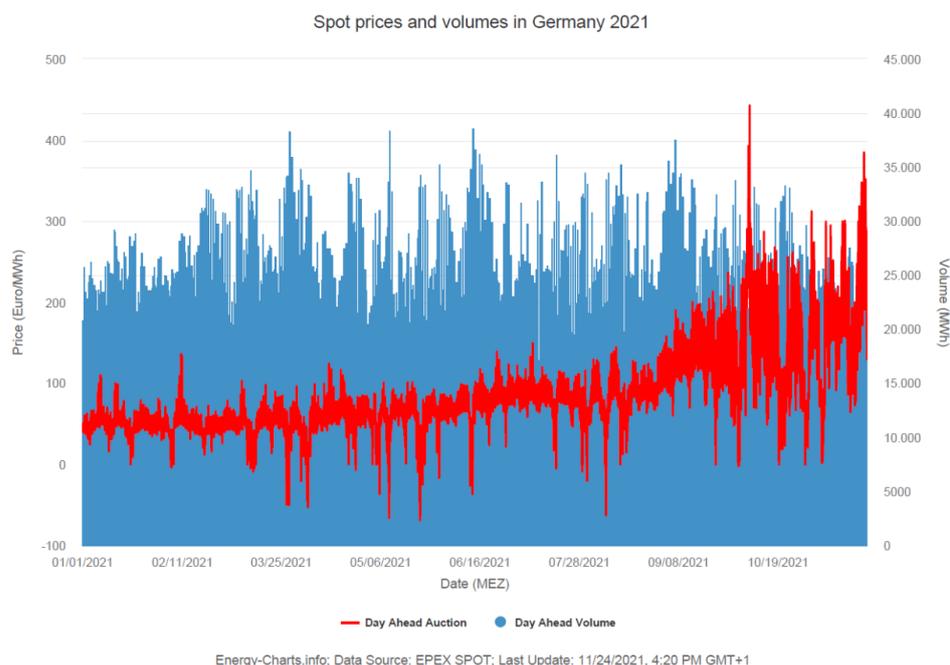


Abbildung 6-2: Day-Ahead-Strompreise und -gehandelte Mengen am Spotmarkt (Quelle: energy-charts.info).

Die beiden Wärmespeicher der SWFL können bereits einen Beitrag dazu leisten, die Auswirkungen von Dunkelflauten auf das Energiesystem zu verringern. Auf europäischer Ebene wird der Ausbau des Übertragungsnetzes forciert, um die Auswirkungen von Dunkelflauten einzugrenzen. Zum jetzigen Zeitpunkt scheint der Aufbau großer Wärmespeicherkapazitäten für die Überbrückung von Dunkelflauten im Wärmenetz der SWFL nicht zielführend. Zu einem späteren Zeitpunkt sollte diese Einschätzung überprüft werden, wenn der Anteil Erneuerbarer Energien in der Stromproduktion weiter gestiegen ist, sich die Konkurrenzsituation um grünen Strom besser abschätzen lässt und Netztemperaturen im relevanten Ausmaß gesenkt werden konnten.

Große Heißwasserspeicher sorgen für eine Flexibilisierung der Strom- und Wärmeproduktion, können allerdings nur eingeschränkt zu einer Einsparung von Erzeugerleistung beitragen. Hierfür ist eine Analyse der Spitzenlastzeiten notwendig, die im Extremfall von den vorhandenen Erzeugern gedeckt werden müssen. Aus Abbildung 6-3 geht hervor, wie die momentane Wärmespeicherkapazität von 1800 MWh dafür sorgen kann, dass in der Spitzenlast eine Erzeugerleistung von ca. 60 MW eingespart wird, vorausgesetzt die übrigen Erzeuger können die geforderte Vorlaufzeit im Netz in Kombination mit den Wärmespeichern erreichen. Der Wärmespeicher sorgt allerdings nur dafür, dass ein bestehender Erzeuger seinen Beitrag in der Spitzenlast nicht zu diesem *Zeitpunkt* erfüllen muss und nicht, dass er gar nicht erst benötigt wird. Es muss ohnehin Reservekapazität vorgehalten werden, falls ein Erzeuger ausfällt. Der Unterschied liegt demnach lediglich im Betrieb der Erzeuger, nicht in der Höhe der benötigten Erzeugerkapazität.

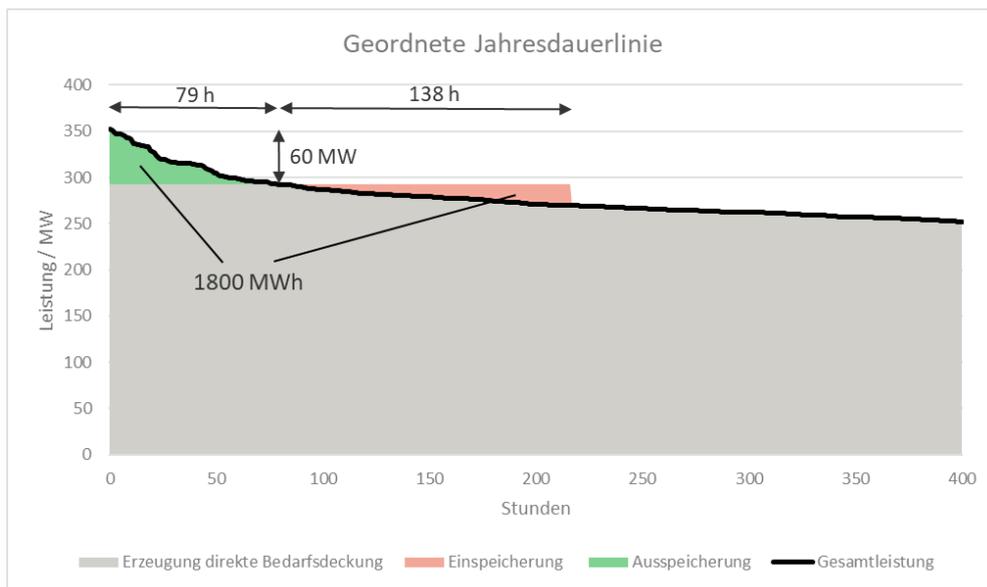


Abbildung 6-3: Wärmespeicher zur Ersetzung von Spitzenlastkapazität (Grundlage Stundenwerte 2019).

Implizit ist eine Reduktion der Spitzenlasterzeugeranteile durch die Verwendung von Wärmespeichern in den Konzepten bereits berücksichtigt, da die Konzepte auf der Analyse durchschnittlicher Tageslasten des Jahres 2020 basieren. Hier beträgt die Maximallast 265 MW und nicht wie in der Realität mit Stundenwerten bis zu 353 MW im Jahr 2019, bzw. 408 MW im Jahr 2012.

6.1.9 Photovoltaik

Das Bürger*innenbegehren möchte die Installation von PV-Anlagen auf den Dächern der Flensburger Gebäude intensivieren und haben als Ziel die Inbetriebnahme von 3000 Anlagen à 10 kW_p bis zum Jahr 2032, bzw. 5000 Anlagen bis zum Jahr 2035. Eine Photovoltaik Ertragsberechnung angelehnt an DIN 18599 ergibt bei optimistischem Ansatz der Randbedingungen einen Ertrag von ca. 43 GWh/a bei 50 MW_p Anlagenleistung. Diese Mengen sind vergleichsweise klein im Verhältnis zu den momentan bereitgestellten und benötigten Mengen; siehe Abbildung 6-4 als Vorgriff auf die Ergebnisse. Die benötigten Mengen werden sich bei Inbetriebnahme von Großwärmepumpen noch weiter erhöhen. Für die SWFL würden für die Nutzung dieses Stroms zusätzlich Netzentgelte anfallen, daher verändert sich die Wirtschaftlichkeit nicht grundlegend im Vergleich zur Nutzung von PPAs. Nichtsdestotrotz ist eine Forcierung des Ausbaus der PV-Kapazität im Sinne der Energiewende und sorgt für eine Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien im Stromsektor. In der Konzepterarbeitung wird diese Option aufgrund des geringen Einflusses auf die Gesamtwirtschaftlichkeit aus Sicht der SWFL jedoch nicht weiter betrachtet.

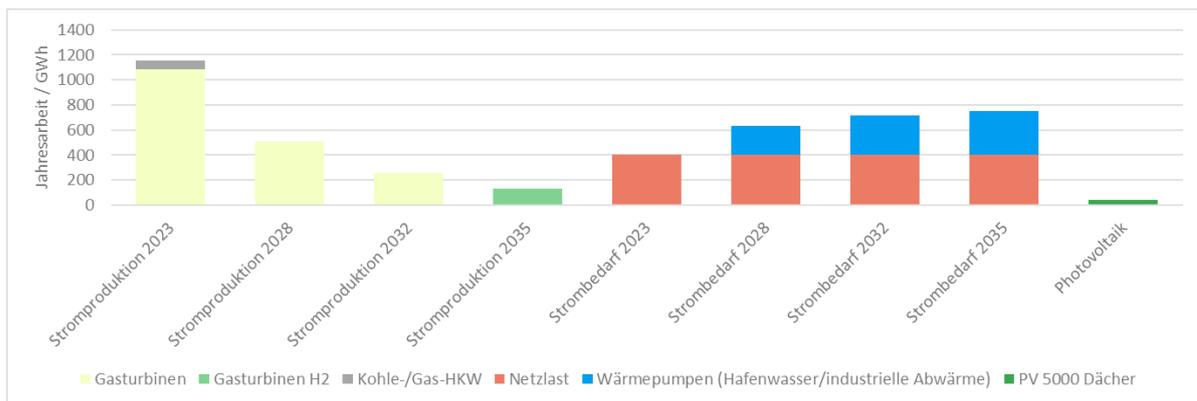


Abbildung 6-4: Entwicklung der Stromproduktion und des Strombedarfs und Darstellung der Strommengen aus dem 5000-Dächer-Programm.

6.2 Vordimensionierte Erzeugerportfolios und Speicher im Zeitverlauf

Die Erzeugerauswahl und der mögliche Beitrag der Erzeuger im Zeitverlauf hängt auch stark von den geforderten Netztemperaturen ab. Insbesondere Wärmepumpen profitieren von geringeren Vorlauftemperaturen, da einerseits die bereitgestellte Temperatur von Wärmepumpen nach oben begrenzt ist und andererseits die Effizienz der Wärmepumpen bei hohen Temperaturen deutlich abnimmt.

Eine Absenkung der Netztemperaturen ist nicht ohne weiteres möglich, da für den Betrieb des Wärmenetzes thermohydraulische Restriktionen gelten. Eine Absenkung der Netztemperaturen bedingt auch eine Anpassung und Modernisierung der Kundenanlagen. Es wird davon ausgegangen, dass mittelfristig Maßnahmen umgesetzt werden, die eine Absenkung der Vorlauftemperatur auf 110° C ermöglichen. Eine weitere Absenkung ist nur unter der Annahme anderer hydraulischer Bedingungen und somit großen Eingriffen in die Wärmenetzinfrastruktur möglich. In bisherigen Untersuchungen wurden dafür im Hause Ramboll in ähnlichen Kontexten jeweils sehr hohe Investitionskosten abgeschätzt. Hier gilt es im Detail zu prüfen, ob sich beispielsweise der Austausch von Rohrleitungen oder der Zubau lohnt, oder ob stattdessen durch weitere Investitionen in den Erzeugerpark die Dekarbonisierungskosten geringer sind.

Mit dem Bau eines zweiten Großwärmespeichers am Kraftwerksstandort der SWFL wird eine weitere Flexibilisierung der Strom- und Wärmeerzeugung ermöglicht. Somit können die Gasturbinen zu Zeiten hoher Strompreise Strom und Wärme produzieren und zu Zeiten niedriger Strompreise kann Wärme aus den Wärmespeichern genutzt werden. Mit einer Speicherkapazität von insgesamt 1800 MWh kann ein Großteil der Wärmelast über einen Zeitraum von ca. 1-2 Tagen verschoben werden.

6.2.1 Vergleichskonzept

Die SWFL planen, bis spätestens 2045 klimaneutral zu sein, was den Anforderungen des von der Bundesregierung beschlossenen Klimaschutzgesetzes nach der Novellierung im Jahr 2021 entspricht. Den Ausgangspunkt der Analyse stellt das Jahr 2023 mit dem durch die SWFL prognostizierten Anlageneinsatzzeiten dar, die aus der derzeitigen Einsatzplanung resultieren. Im Vergleichskonzept soll die Dekarbonisierung durch die Inbetriebnahme von Großwärmepumpen unter Verwendung des Hafenwassers als Wärmequelle geschehen. Wie in Abbildung 6-5 zu sehen, gehen Wärmepumpen in den Jahren 2025, 2026 und 2030 in Betrieb. Dadurch wird das Kohle-Heizkraftwerk (Kessel 11) nur noch als Reserveleistung vorgehalten.

Darüber hinaus soll die thermische Nutzung von Holzabfällen ab dem Jahr 2030 die Spitzenlast abdecken. Der Biomassekessel mit einer thermischen Leistung von 75 MW ersetzt das Gas-Heizkraftwerk (Kessel 5) und sorgt dafür, dass auch in der Spitzenlast die Netztemperaturen eingehalten werden können. Mit der Nutzung von Holzabfällen als Brennstoff ist die Wärmeversorgung flexibler, da eine höhere Brennstoffdiversität erreicht wird. Ab dem Jahr 2026 soll bei entsprechender Verfügbarkeit eine Wasserstoffbeimischung von ca. 15 vol-% vorgenommen werden.

Mit der Inbetriebnahme der 4. Großwärmepumpe beträgt die thermische Kapazität aller Wärmepumpen 146 MW. Die Umstellung der GuD-Anlagen auf reinen Wasserstoffbetrieb erfolgt erst zum Jahr 2045, da seitens der SWFL nicht von einer Verfügbarkeit der entsprechend benötigten Mengen im Zeitraum bis 2045 ausgegangen wird. Mit der Umstellung auf reinen Wasserstoffbetrieb nimmt auch die Leistung der GuD-Anlagen auf insgesamt ca. 105 MW ab. Die thermische Leistung der Reserveheizwerke ist in Abbildung 6-5 nicht dargestellt.

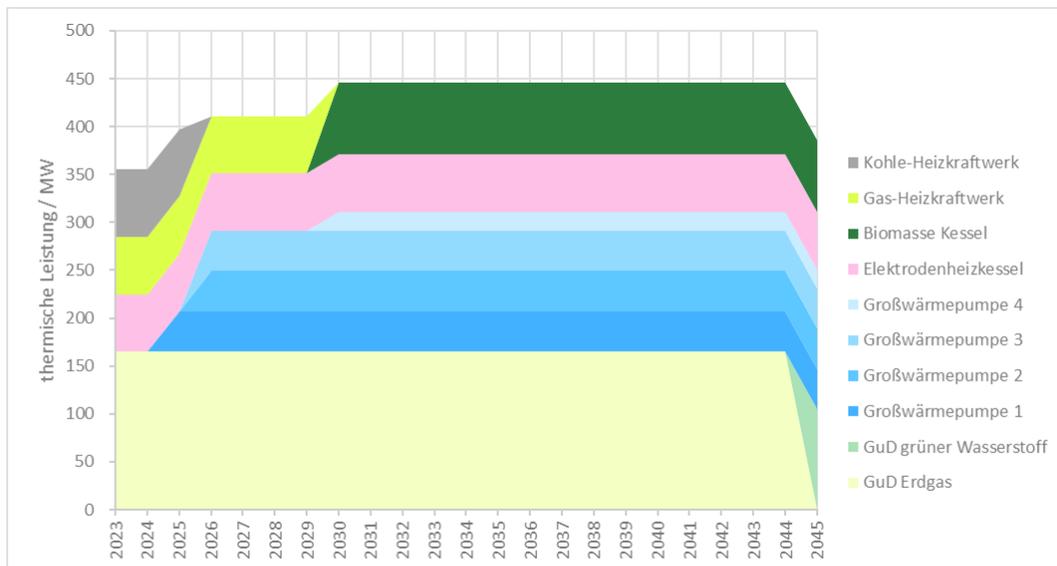


Abbildung 6-5: Erzeugerleistungen im Zeitverlauf – Vergleichskonzept.

6.2.2 Konzept Bürger*innenbegehren

Das Bürger*innenbegehren fordert die Erreichung der Klimaneutralität bereits bis zum Jahr 2035. Für die Wegmarken 2028 und 2032 wird von einer linearen Abnahme der CO₂-Emissionen bezogen auf die derzeitigen Emissionen – siehe Abschnitt 4.3 – ausgegangen. Die an den Wegmarken und im Endzustand Emissionsbudgets können Abbildung 6-6 entnommen werden.

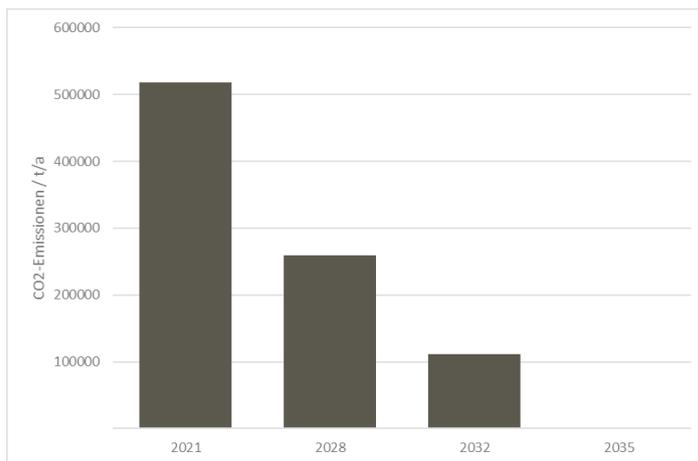


Abbildung 6-6: CO₂-Emissionsziele/-budgets des Bürger*innenbegehrens.

Für die Erreichung der Emissionsziele wird – wie in Abbildung 6-7 zu sehen ist – spätestens im Jahr 2028 die erste Wärmepumpe mit einer thermischen Leistung von 84 MW in Betrieb genommen. Gleichzeitig wird die Kapazität der Elektrodenheizkessel um 62 MW erhöht, da zusätzlich zu dem bereits im Betrieb befindlichen, bzw. im Jahr 2023 in Betrieb gehenden EHK, weitere EHKs benötigt werden, die auch bei höheren Temperaturen und Drücken betrieben werden können. Diese sorgen für eine Anhebung der Vorlauftemperatur in der Spitzenlast. Da die EHKs geringe spezifische Investitionskosten aufweisen, hat der hohe Anteil in der Erzeugerkapazität kaum einen Einfluss auf die Gesamtwirtschaftlichkeit des Systems. Der Anteil der EHKs an der produzierten Wärmemenge ist deutlich geringer als ihr Anteil an der thermischen Kapazität; siehe Abschnitt 6.4.1.

Die spätere Inbetriebnahme der Wärmepumpe im Gegensatz zum Vergleichskonzept erfolgt kostenoptimiert, da die CO₂-Vermeidungskosten in den ersten Jahren auf der Grundlage der Randbedingungen noch positiv sind. Im Sinne einer möglichst frühen Dekarbonisierung und somit einer Verringerung der kumulierten CO₂-Emissionen sollte eine frühere Inbetriebnahme angestrebt werden.

Die Inbetriebnahme von Wärmepumpe und Spitzenlast-EHKs sorgt dafür, dass Kohle- und Gas-Heizkraftwerk außer Betrieb genommen werden können. Es wird außerdem damit begonnen, dem Erdgas in den GuD-Anlagen zusätzlich Wasserstoff beizumischen. Ab dem Jahr 2028 wird eine Beimischung von 25 vol-% und ab dem Jahr 2032 von 50 vol-% angenommen. Aufgrund des volumenbezogen sehr geringen Energieinhalts von Wasserstoff macht eine Wasserstoffbeimischung von 50 vol-% nur ca. 23 % bezogen auf die Energiemengen aus. Nach Inbetriebnahme der dritten Großwärmepumpe im Jahr 2035 beträgt die gesamte thermische Leistung der Wärmepumpen ca. 160 MW.

Erst im Jahr 2035 wird aufgrund der geforderten Klimaneutralität auf reinen Wasserstoffbetrieb in den GuD-Anlagen umgestellt. Dadurch bleibt eine Diversifikation der Wärmeerzeugung erhalten. Bei einer kompletten Elektrifizierung der Wärmeerzeugung gäbe es kaum Flexibilität, was schließlich auch einen negativen Einfluss auf den Wärmepreis hätte. Wie in Abschnitt 6.1.7 erwähnt, ist die Verfügbarkeit großer Wasserstoffmengen zu diesem Zeitpunkt noch ungewiss und so muss die Umsetzbarkeit zu einem späteren Zeitpunkt neu evaluiert und eventuell alternative Wärmebereitstellungswege in einem sich bis dahin gewandelten System neu bewertet werden. Durch die komplette Umstellung auf Wasserstoffbetrieb sinkt die Leistung der GuD-Anlagen. Daher wird zum Jahr 2035 die Leistung der EHKs um weitere 13 MW erhöht, um in Summe

400 MW Erzeugerleistung bereitzustellen, die unter Berücksichtigung von Reserveleistung voraussichtlich benötigt wird.

Die bestehenden Reserveheizwerke der SWFL, die in Abbildung 6-7 nicht dargestellt sind, werden mit fossilen, bzw. sollen in Zukunft mit biogenen Brennstoffen betrieben werden. Im Konzept des Bürger*innenbegehrens wird die Reserveleistung durch Elektrodenheizkessel bereitgestellt.

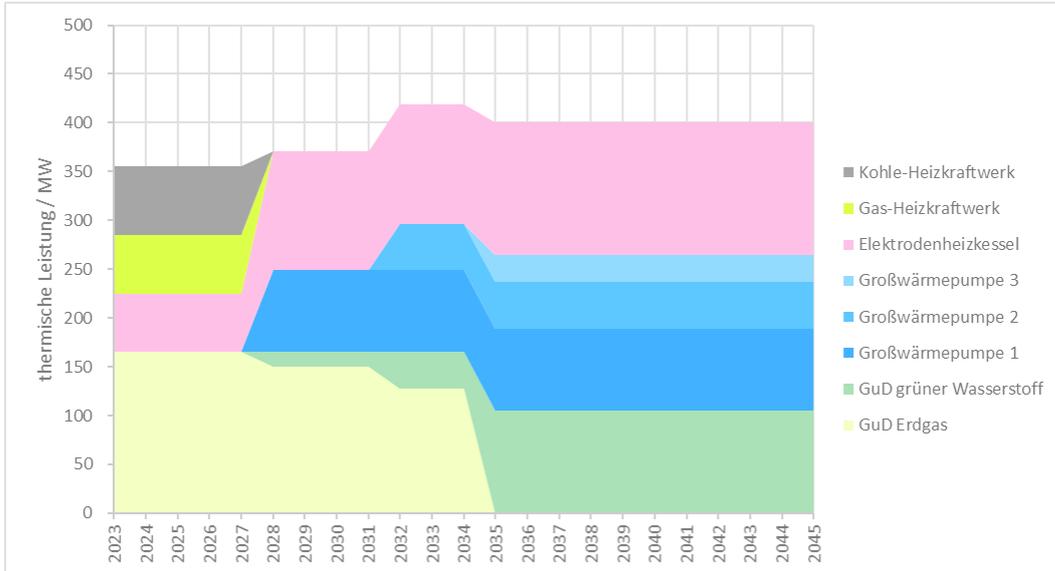


Abbildung 6-7: Erzeugerleistungen im Zeitverlauf – Konzept Bürger*innenbegehren (Untersuchung nur bis 2035).

Die Auslegung und Bestimmung der Inbetriebnahmezeitpunkte der Erzeuger erfolgte wirtschaftlich optimiert und unter Einhaltung der gegebenen Randbedingungen.

6.3 Technologische Maßnahmenpakete im Zeitverlauf

Aus der Entwicklung der benötigten Erzeugerkapazitäten aus Abschnitt 6.2 wird ein Ablaufplan abgeleitet. Der Ablaufplan für die beiden Konzepte ist in Abbildung 6-8 dargestellt. Es wird pauschal davon ausgegangen, dass die Planungs- und Bauphase 4 Jahre vor Inbetriebnahme des Erzeugers beginnt.

Vergleichskonzept



Konzept Bürger*innenbegehren

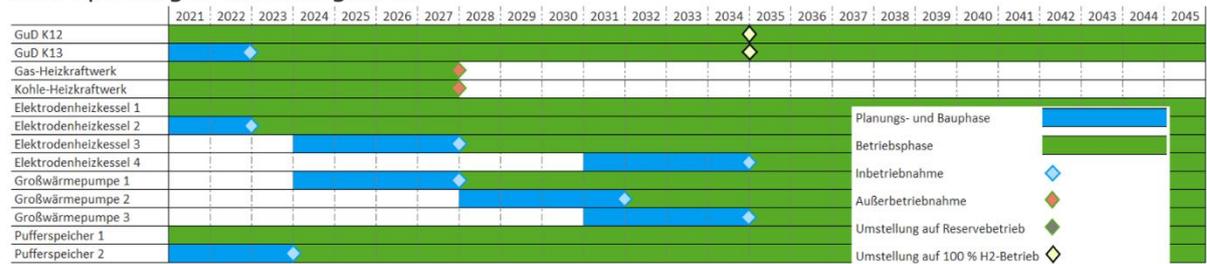


Abbildung 6-8: Ablaufplan – Vergleichskonzept und Konzept Bürger*innenbegehren.

6.4 Bilanzielle Werte

6.4.1 CO₂-Bilanz

Die Entwicklung der CO₂-Bilanz für die Konzepte, die sich aus den Maßnahmenpaketen und den Einsatzzeiten der Erzeuger ergibt, ist in Abbildung 6-9 dargestellt. Die Wegmarken des Bürger*innenbegehrens wurden auf der Basis der im Emissionsbericht 2020 ausgewiesenen Emissionen bestimmt. Ausgedrückt in CO₂-äquivalenten Emissionen ist dieser Wert, wie in Abbildung 6-9 dargestellt, etwa 21 % höher als im Emissionsbericht ausgewiesen. Für die in Zukunft anfallenden Emissionen in den Konzepten werden ab dem Jahr 2023 CO₂-äquivalente Emissionen ausgewiesen. Aufgrund der Betrachtung von in Zukunft CO₂-äquivalenten Emissionen und der Inbetriebnahme von Kessel 13 steigen die CO₂-Emissionen zunächst auf ca. 640.000 t/a leicht an. Zwar sinken nach Inbetriebnahme die spezifischen CO₂-Emissionen pro hergestellter Kilowattstunde Wärme bzw. Strom. Da aber durch die Inbetriebnahme von Kessel 13 auch deutlich mehr Strom produziert werden soll, steigen die absoluten Emissionen zunächst leicht an. Für das business as usual-(BAU-)Konzept werden daraufhin eine gleichbleibende Betriebsweise und dementsprechend gleichbleibende CO₂-Emissionen angenommen.

Im Vergleichskonzept sinken die Emissionen mit der Inbetriebnahme der Wärmepumpen ab dem Jahr 2025 und sinken weiter bis zum Jahr 2030 mit der Inbetriebnahme der letzten Wärmepumpe auf ca. 115.000 t/a. Die Grundlage der angestrebten Emissionen ist das Sektorenziel der CO₂-Emissionen für den Energiesektor im Klimaschutzgesetz bis zum Jahr 2030. Die darin beschriebenen Reduktionsziele der CO₂-Emissionen werden in dem Konzept auf die spezifisch erzeugten Energiemengen angewendet. Die spezifischen CO₂-Emissionen sinken bis 2030 um ca. 79 % bezogen auf das Jahr 1990.

Im Konzept des Bürger*innenbegehrens wird die schrittweise Reduktion der CO₂-Emissionen wesentlich durch die Inbetriebnahmezeitpunkte der Wärmepumpen an den vorgegebenen Wegmarken erreicht und schlussendlich durch den Betrieb der GuD-Anlagen mit Wasserstoff.

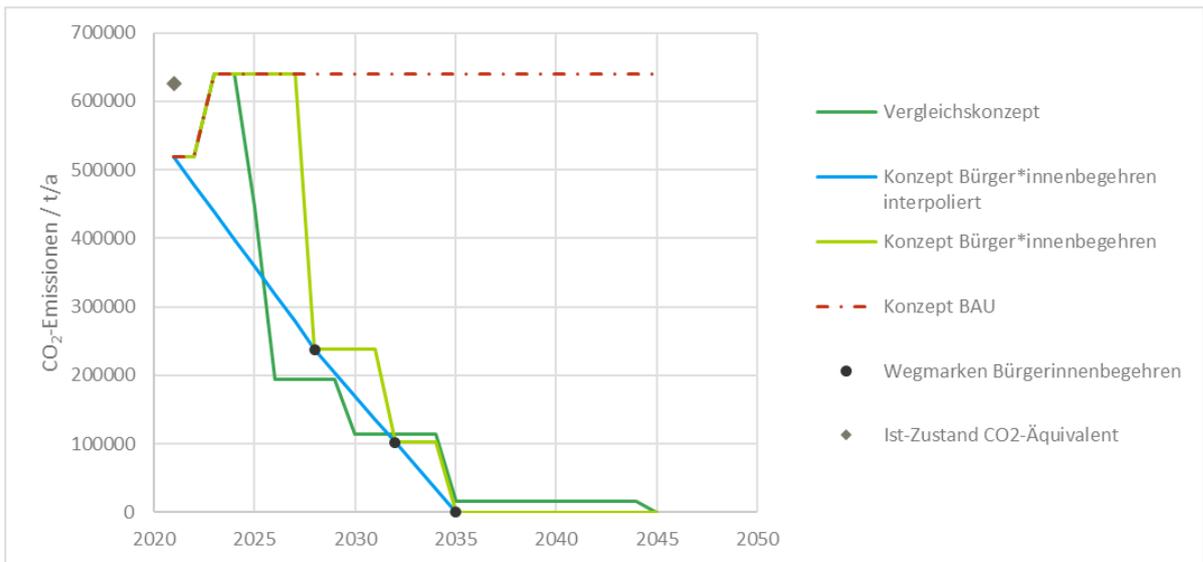


Abbildung 6-9: CO₂-Bilanz im Zeitverlauf – Vergleichskonzept und Konzept Bürger*innenbegehren.

Im Zeitraum von 2021 bis zum Jahr 2045 ergeben sich aus den beschriebenen Verläufen folgende in Tabelle 6-1 dargestellten aggregierten CO₂-Emissionen.

Tabelle 6-1: Aggregierte CO₂-Emissionen der Konzepte bis 2045.

Konzept BAU	Vergleichskonzept	Konzept Bürger*innenbegehren	Konzept Bürger*innenbegehren interpoliert
15,8 Mio. t	4,3 Mio. t	5,5 Mio. t	3,7 Mio. t

6.4.2 Jahreslastgänge

6.4.2.1 Vergleichskonzept

Die Jahreslastgänge des Vergleichskonzepts können nachfolgend Abbildung 6-10 bis Abbildung 6-14 entnommen werden. Im Jahr 2023 basiert der Großteil der Wärmeproduktion auf den GuD-Anlagen. Erdgas- und Kohleheizkraftwerk werden in der Spitzenlast eingesetzt, um Leistung und benötigte Temperatur bereitzustellen.

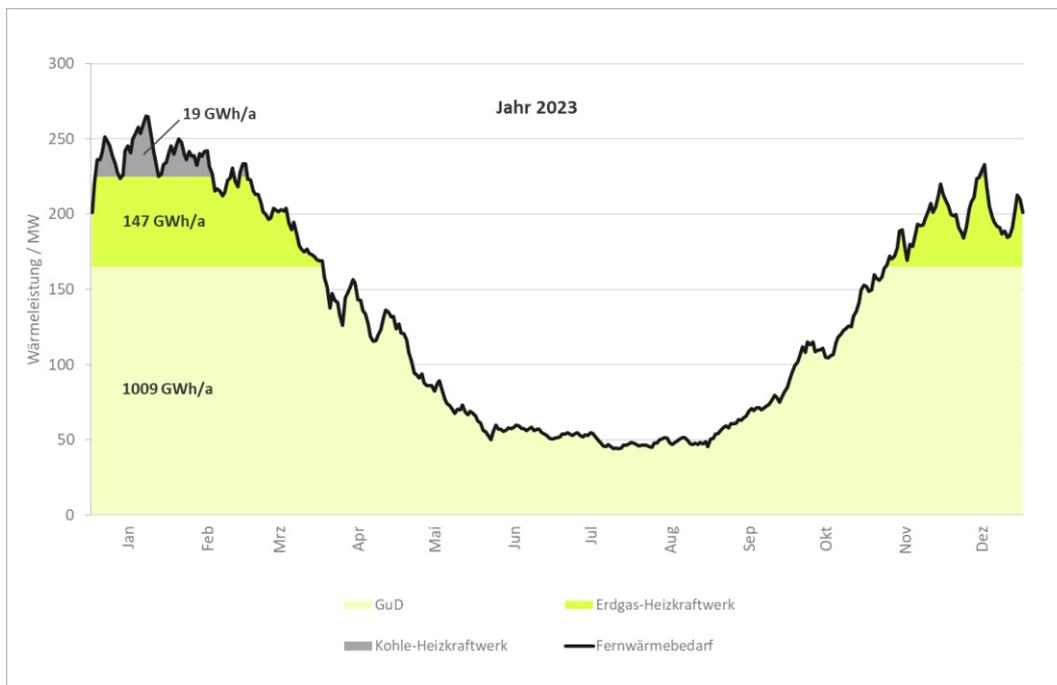


Abbildung 6-10: Jahreslastgang 2023 – Vergleichskonzept und Bürger*innenbegehren (Ausgangssituation).

Nach der Inbetriebnahme der Wärmepumpen in den Jahren 2025 und 2026 liefern diese bereits einen Anteil von 73 % an der Jahreswärmemenge. Dadurch verringern sich die Betriebsstunden der GuD-Anlagen und des Gas-Heizkraftwerks. Das Kohle-Heizkraftwerk leistet nun keinen geplanten Beitrag zur Wärmeerzeugung mehr und steht lediglich als Reserveleistung bereit. Ab 2030 mit der Inbetriebnahme einer weiteren Wärmepumpe erhöht sich der Anteil der Wärmepumpen an der Jahreswärmeerzeugung auf ca. 80 %. Außerdem soll ein mit Holzabfällen betriebener Biomassekessel die Spitzenlast abdecken und die Bereitstellung der höheren Temperaturen in der Spitzenlast sicherstellen. Die Betriebsstunden der GuD-Anlagen verringern sich weiter und ihr Anteil an der Jahreswärmemenge beträgt dann noch etwa 15 %.

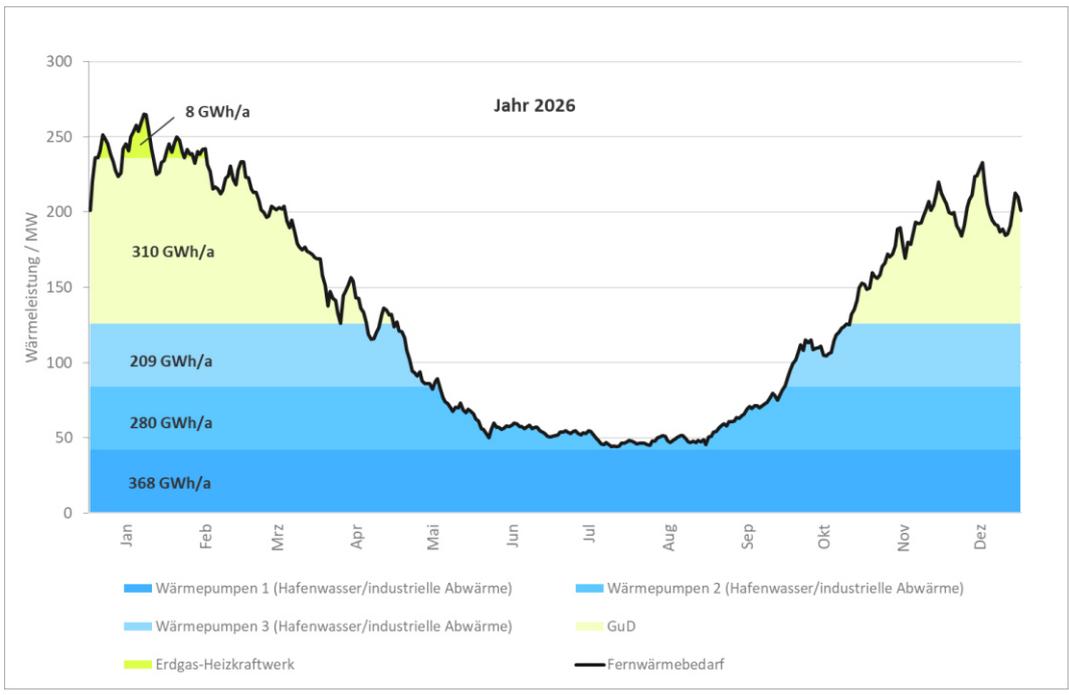


Abbildung 6-11: Jahreslastgang 2026 – Vergleichskonzept.

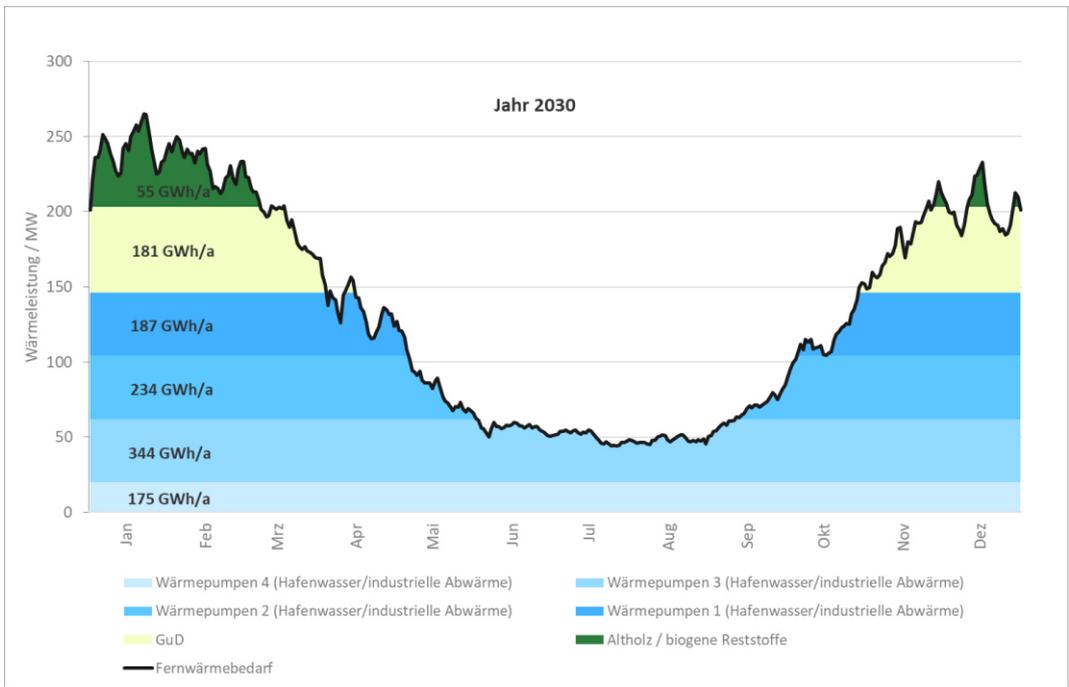


Abbildung 6-12: Jahreslastgang 2030 – Vergleichskonzept.

Ab dem Jahr 2035 soll sich der Beitrag der GuD-Anlagen weiter verringern; dafür soll der Anteil der Biomassekessel an der bereitgestellten Jahreswärmemenge steigen. Dies geschieht unter der Annahme, dass genügend regional anfallende Holzabfälle vorhanden sind und der Betrieb der GuD-Anlagen zu immer mehr Stunden im Jahr unwirtschaftlich wird. Es ist davon auszugehen, dass die GuD-Anlagen in den wenigen Stunden, in denen sie betrieben werden, besonders hohe

Erlöse aus dem Stromverkauf erwirtschaften können. Dies wird in den durchgeführten Berechnungen jedoch nicht abgebildet.

Im Jahr 2045 erhöht sich der Anteil der GuD-Anlagen an der Jahreswärmemenge wieder leicht unter der Voraussetzung, dass Wasserstoff in ausreichender Menge für den Energiesektor zur Verfügung steht. Bei einer früheren wirtschaftlichen Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff für den Energiesektor, sieht die Strategie der SWFL ein früheres Erreichen der Klimaneutralität vor.

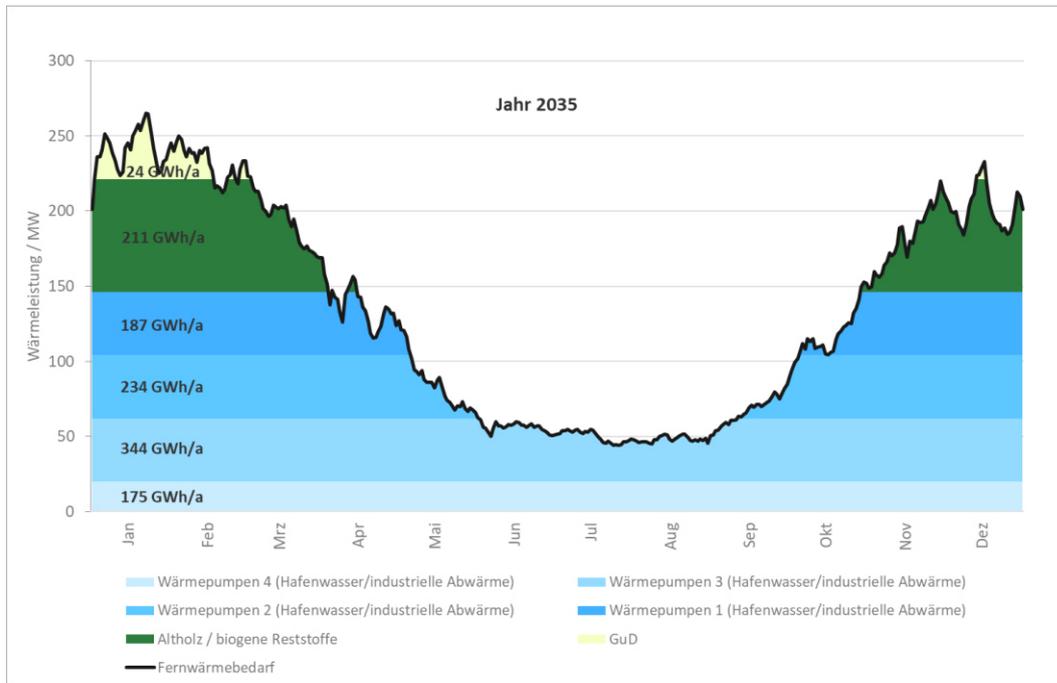


Abbildung 6-13: Jahreslastgang 2035 – Vergleichskonzept.

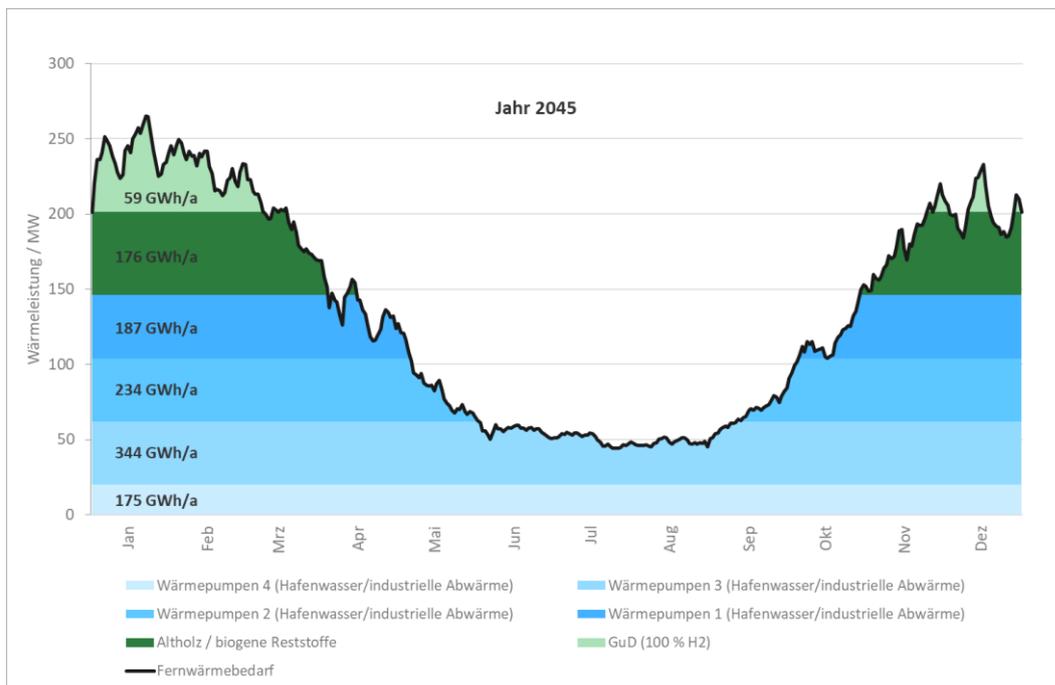


Abbildung 6-14: Jahreslastgang 2045 – Vergleichskonzept.

6.4.2.2 Konzept Bürger*innenbegehren

Mit der Inbetriebnahme der ersten Wärmepumpe im Konzept des Bürger*innenbegehrens übernimmt diese einen Anteil von ca. 55 % der Jahreswärmemenge. Die Betriebsstunden der GuD-Anlagen nehmen durch die Grundlastübernahme durch die Wärmepumpe stark ab. Zur Bereitstellung der Temperaturen in der Spitzenlast wird ein Elektrodenheizkessel eingesetzt. Dies ist aus Sicht des Stromnetzbetriebes ungünstig, da die Netzlast bei sehr kalten Temperaturen i.d.R. ohnehin bereits sehr groß ist.

Es könnte auch der Bypass der Turbinen in den GuD-Anlagen genutzt werden, um ausreichend hohe Temperaturen im Wärmenetz zu erreichen. Dies wäre dann sinnvoll, wenn sich herausstellt, dass sich ein partieller Verzicht auf Stromerlöse in den GuD-Anlagen als wirtschaftlicher herausstellt als der Bezug von PPAs für den Betrieb der Elektrodenheizkessel.

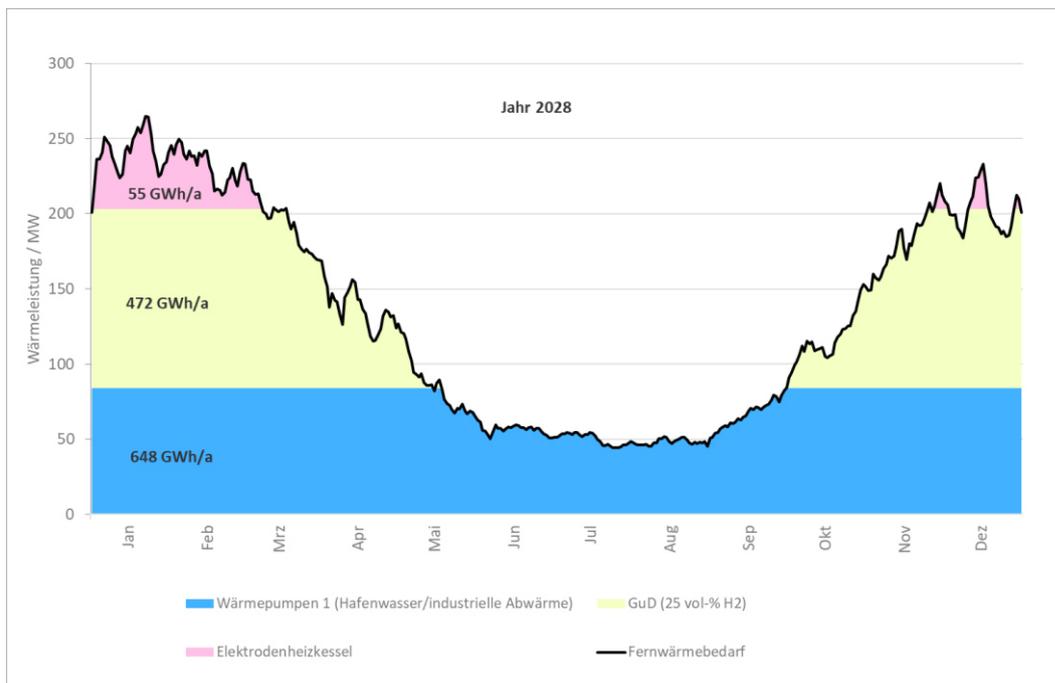


Abbildung 6-15: Jahreslastgang 2028 – Konzept Bürger*innenbegehren.

Im Jahr 2032 geht die nächste Wärmepumpe in Betrieb, wodurch der Einsatz der GuD-Anlagen weiter sinkt.

Ab 2035 übernehmen Wärmepumpen dann einen Beitrag von ca. 84 % des Wärmebedarfs. Die GuD-Anlage stellt noch 11 % des Wärmebedarfs bereit, jedoch durch die Nutzung von Wasserstoff als Brennstoff. Eine ausreichend hohe Verfügbarkeit von Wasserstoff ist zum jetzigen Zeitpunkt nicht abschätzbar und wurde in Abschnitt 6.1.7 bereits diskutiert.

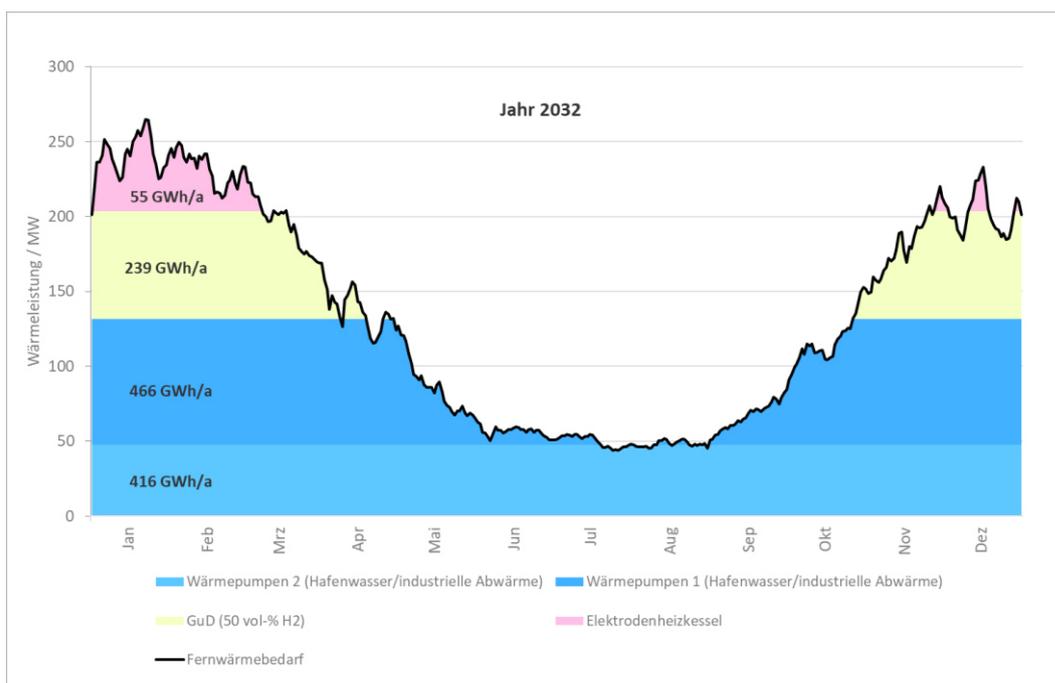


Abbildung 6-16: Jahreslastgang 2032 – Konzept Bürger*innenbegehren.

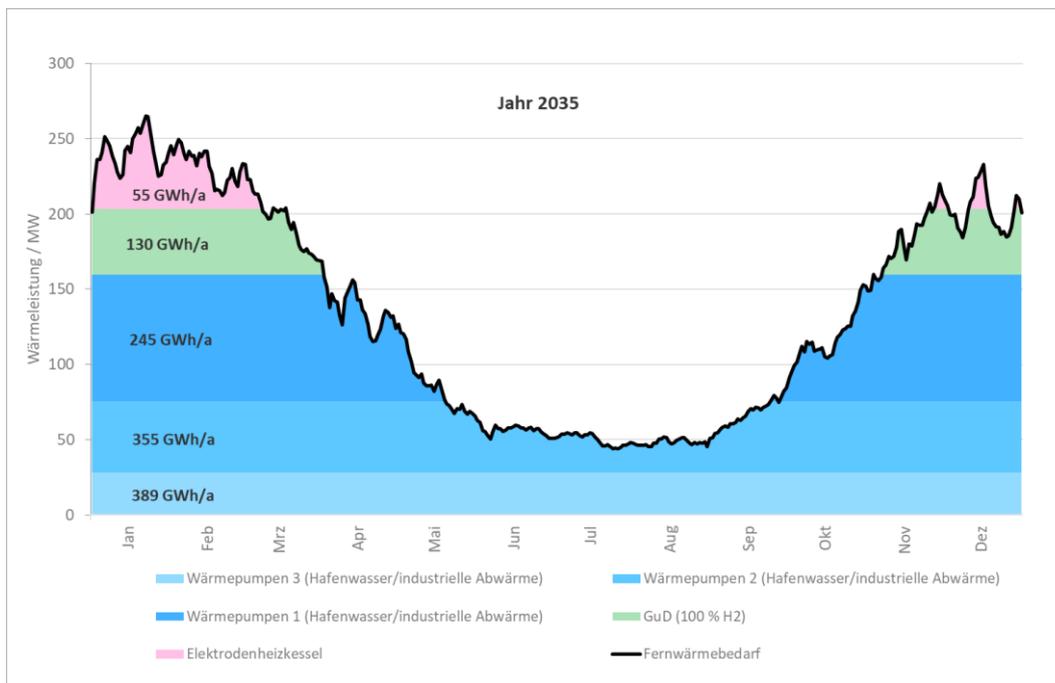


Abbildung 6-17: Jahreslastgang 2035 – Konzept Bürger*innenbegehren.

6.4.3 Strombedarf und -produktion

Der qualitative Verlauf der Entwicklung von Strombedarf und -produktion unterscheidet sich zwischen den Konzepten nicht. Der Strombedarf steigt in beiden Konzepten aufgrund des Betriebs von Wärmepumpen im Vergleichskonzept (vgl. Abbildung 6-18), bzw. Wärmepumpen und Elektrodenheizkessel im Konzept des Bürger*innenbegehrens (vgl. Abbildung 6-19) an. Im Vergleichskonzept ist der zusätzliche Strombedarf etwas geringer als im Konzept des Bürger*innenbegehrens, da kein Elektrodenheizkessel in der Spitzenlast verwendet wird und die Wärmepumpenkapazität ab 2032 geringer ist. Allerdings ist auch die Stromproduktion im Vergleichskonzept geringer als im Konzept des Bürger*innenbegehrens. Die GuD-Anlagen werden im Konzept des Bürger*innenbegehrens länger und höher ausgelastet, da ein Betrieb vor allem in den nächsten Jahren unter Annahme der Randbedingungen eine hohe Wirtschaftlichkeit aufweist. Eine frühere Inbetriebnahme der Wärmepumpe würde wiederum für eine geringere Auslastung der GuD-Anlagen sorgen. Der Inbetriebnahmezeitpunkt der Wärmepumpe wurde im Konzept des Bürger*innenbegehrens kostenoptimiert gewählt. Ob auch im Jahr 2035 noch eine Stromproduktion von 130 GWh/a – wie es im Konzept des Bürger*innenbegehrens angenommen wird – ohne CO₂-Emissionen möglich ist, hängt wesentlich an der Verfügbarkeit und den Kosten von Wasserstoff.

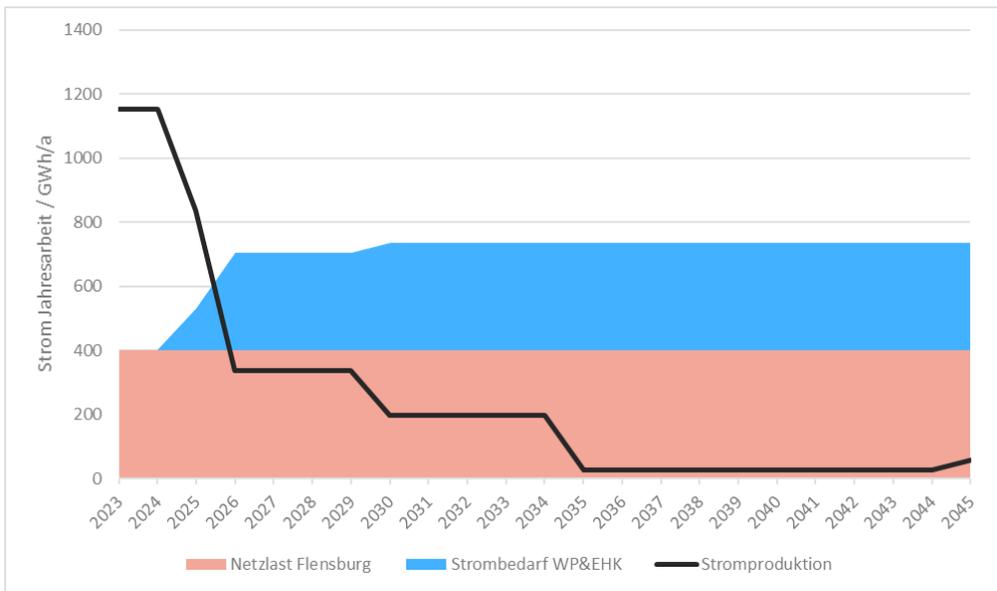


Abbildung 6-18: Strombedarf und -produktion – Vergleichskonzept.

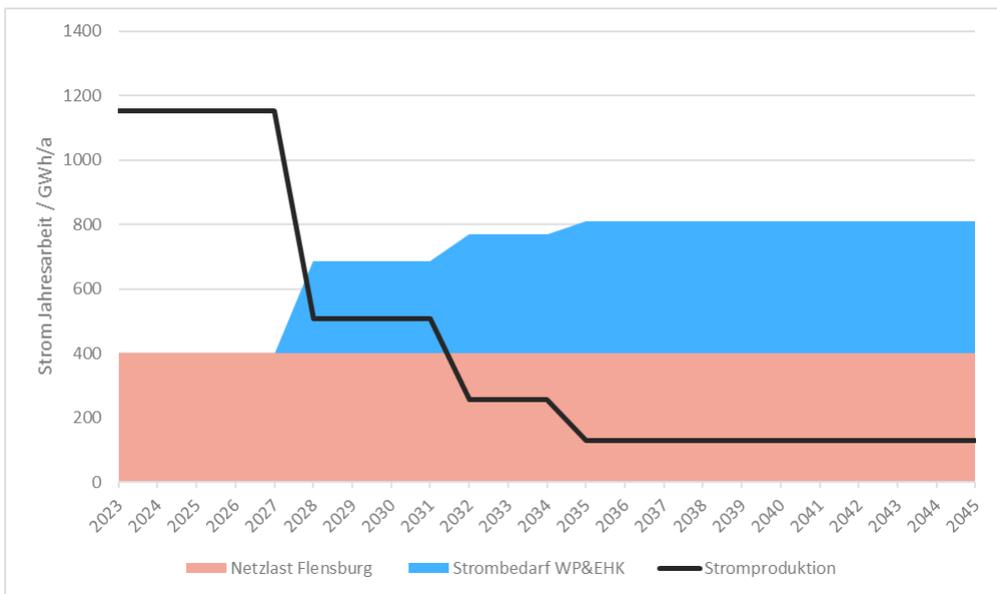


Abbildung 6-19: Strombedarf und -produktion – Konzept Bürger*innenbegehren.

6.5 Wärmepreisentwicklung

Die Wärmepreisentwicklung wird für die in Abschnitt 5.3 beschriebenen Szenarien dargestellt. Für das Szenario der moderaten Zertifikatspreise werden zusätzlich die CO₂-Vermeidungskosten im Zeitverlauf dargestellt. An dieser Stelle wird nochmals auf die vorgenommenen Vereinfachungen hingewiesen, die bereits in Abschnitt 2 dargestellt wurden. Insbesondere die absolute Höhe der Wärmepreise ist mit größeren Unsicherheiten verbunden.

6.5.1 Szenario „Moderate Zertifikatspreise“

Unter der Annahme moderater Zertifikatspreise ergibt sich der in Abbildung 6-20 skizzierte Verlauf des Wärmepreises. In den Jahren bis 2028 ist der Betrieb der GuD-Anlage noch wirtschaftlich und wird daher im Konzept des Bürger*innenbegehrens fortgeführt bis zu dem

Zeitpunkt, wo die vorgegebene CO₂-Emissionsreduzierung einsetzt. Im Vergleichskonzept findet die Inbetriebnahme der Wärmepumpen früher statt und sorgt hier bereits für einen stärkeren Preisanstieg. Es gilt an dieser Stelle jedoch zu berücksichtigen, dass ein konstanter Strompreis (Strompreis peakload) für die Erlöse des verkauften Stroms angesetzt wurde. Je geringer die Betriebsstunden der stromproduzierenden Anlagen jedoch sind, desto höher wird der durchschnittlich erzielte Strompreis sein, da aufgrund der vorhandenen Wärmespeicherkapazität gezielt diese hohen Strompreise abgefahren werden können. Die Day-Ahead-Preisdaten der Energy Exchange Austria zeigen für das Jahr 2021 beispielweise, dass der durchschnittlich erzielte Strompreis der 1000 Stunden mit den höchsten Strompreisen fast 50 % höher war als der durchschnittlich erzielte Strompreis der 3000 Stunden mit den höchsten Strompreisen. Im Jahr 2020 waren es immerhin 20 % Preisunterschied im Durchschnitt. Im Zuge der zunehmenden Volatilität der Stromerzeugung ist davon auszugehen, dass es auch in Zukunft Phasen mit besonders hohen Strompreisen geben wird. Dies hätte einen positiven Einfluss auf den Betrieb der GuD-Anlagen und würde in einem geringeren Wärmepreis resultieren als er hier dargestellt wird.

Besonders im späteren Verlauf des Wärmepreises ab ca. 2028 zeigt sich, dass eine Dekarbonisierung trotz steigender Wärmepreise günstiger ist, als weiterhin im großen Stil fossile Energieträger zur Strom- und Wärmeproduktion zu nutzen, wie es im Konzept BAU angenommen wird. Der treppenförmige Anstieg des Wärmepreises ab dem Jahr 2035 kommt einerseits durch die Nutzung von Wasserstoff zustande (dessen Preis ist nach dem Preisszenario auch unter Berücksichtigung von Zertifikatskosten noch teurer als der angenommene Erdgaspreis) und andererseits durch das Auslaufen der angenommenen BEW-Betriebskostenförderung. Nach dem momentan vorliegenden Entwurf der BEW-Betriebskostenförderung soll diese nach 10 Jahren Betrieb der Wärmepumpen auslaufen. Dies wurde entsprechend in den Berechnungen berücksichtigt. Ob zu einem späteren Zeitpunkt Förderungen verlängert werden und andere Förderungen in Kraft treten, kann zu diesem Zeitpunkt nicht prognostiziert werden. Es ist jedoch wahrscheinlich, dass klimaneutraler Wärmeproduktion auch in Zukunft eine gewisse Art der Förderung zugutekommt. Hier wäre beispielsweise eine Befreiung des bezogenen Wärmepumpenstroms von den Netzentgelten denkbar. Auch derartige Förderungen würden dafür sorgen, dass der Wärmepreis nicht in dem Maße steigt, wie es hier dargestellt ist. Auch ist das Abschreibungsende der GuD-Anlagen in dem dargestellten Zeitraum noch nicht erreicht. Im Vergleichskonzept sind die GuD-Anlagen in den Jahren von 2035-2044 kaum ausgelastet. Nach der Abschreibung der GuD-Anlagen würden die Wärmepreise vermutlich weiter sinken, da in eine kleinere Anlage investiert werden würde, die geringere annualisierte Kosten zur Folge hat.

Aufgrund der hier beschriebenen Vereinfachungen und Unsicherheiten sollte keine Überinterpretation der (pseudo-)jahresscharfen Preisschritte vorgenommen werden. Auch die absolute Höhe des Wärmepreises unterliegt vielen Unwägbarkeiten. Die hier dargestellte Entwicklung des Wärmepreises ist keine Prognose der Verbraucher-Wärmepreise, sondern dient der Ermittlung eines Differenzpreises zur wirtschaftlichen Bewertung der Konzepte.

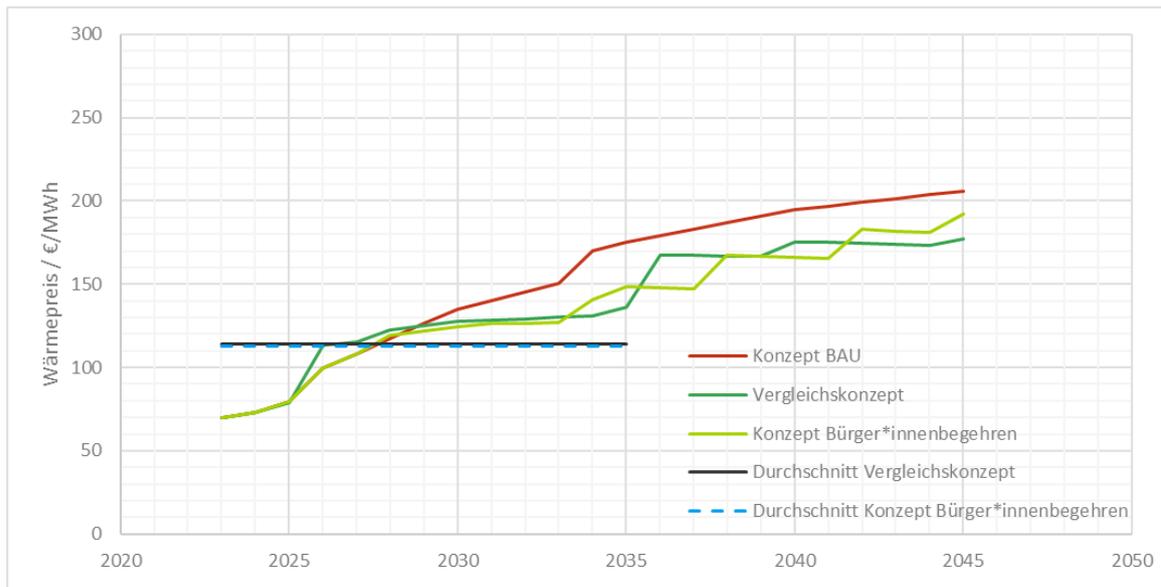


Abbildung 6-20: Wärmepreis – Business as usual (BAU), Vergleichskonzept und Bürger*innenbegehren unter der Annahme moderater Zertifikatspreise.

Der durchschnittliche Wärmepreis der Konzepte von 2023 bis 2035 ist in Tabelle 6-2 dargestellt. Beide Transformationskonzepte erreichen trotz der vorgenommenen Dekarbonisierung aufgrund größtenteils negativer CO₂-Vermeidungskosten einen geringeren durchschnittlichen Wärmepreis als im BAU-Konzept. Beide Konzepte haben im betrachteten Zeitraum einen nahezu identischen durchschnittlichen Wärmepreis (vgl. Abbildung 6-20). Das Konzept des Bürger*innenbegehrens weist mit 112,70 €/MWh einen um 1,20 €/MWh geringeren Wärmepreis als im Vergleichskonzept auf. In Anbetracht der schon erwähnten Vereinfachungen und Unsicherheiten ist dieser Unterschied jedoch marginal. Allerdings werden im Vergleichskonzept bis 2035 kumuliert ca. 35 % mehr CO₂-Emissionen eingespart.

Tabelle 6-2: Durchschnittlicher Wärmepreis und CO₂-Einsparung der Konzepte bis 2035.

	Konzept BAU	Vergleichskonzept	Konzept Bürger*innenbegehren
Durchschn. Wärmepreis	122,30 €/MWh	113,90 €/MWh	112,70 €/MWh
CO₂-Einsparung	-	5,24 Mt	3,87 Mt

In Abbildung 6-21 sind die CO₂-Vermeidungskosten dargestellt, die sich aus dem Abstand der Wärmepreisverläufe zum BAU-Konzept in Abbildung 6-20 und den im Gegensatz zum BAU-Konzept eingesparten CO₂-Emissionen ergeben. Hier zeigt sich, dass diese in den späteren Jahren durchweg negativ sind und auch nach Ablauf der BEW-Betriebskostenförderung negativ bleiben. Die Dekarbonisierung wäre demnach in diesem Zeitraum auch eine kostensenkende Maßnahme im Vergleich zur weiterhin fossilen Wärme- und Stromerzeugung, auch wenn der Preis nominell ansteigt. In den ersten Jahren sind die CO₂-Vermeidungskosten unter den gegebenen Randbedingungen noch positiv, das heißt also, dass eine Dekarbonisierung hier noch Geld kostet. Die Vermeidungskosten sind jedoch im Vergleich mit den Kosten zur Dekarbonisierung in anderen Sektoren in einem akzeptablen Bereich und somit sollte eine möglichst frühe Inbetriebnahme der Wärmepumpe im Sinne einer frühzeitigen Dekarbonisierung forciert werden.



Abbildung 6-21: CO₂-Vermeidungskosten – Business as usual (BAU), Vergleichskonzept und Bürger*innenbegehren.

6.5.2 Szenario „Hohe Zertifikatspreise“

Wird die in Abschnitt 5.2.4 beschriebene obere Grenze der Zertifikatskosten angenommen, ergibt sich für den Wärmepreis der in Abbildung 6-22 skizzierte Verlauf. Im Wesentlichen besteht der Unterschied zum Wärmepreis bei moderaten Zertifikatskosten in der stärkeren Preissteigerung im BAU-Konzept und somit eine frühere Dekarbonisierung bereits mit negativen CO₂-Vermeidungskosten einhergeht. Die Wärmepreise der beiden Transformationskonzepte weisen keine starke Abhängigkeit von den Zertifikatskosten auf (vgl. Abschnitt 6.6).

Es gilt zu berücksichtigen, dass die isolierte Variation eines Eingangsparameters – wie in diesem Fall die der CO₂-Zertifikatskosten – kritisch zu betrachten ist. Besonders in der Energiebranche weisen die Parameter untereinander große Abhängigkeiten auf. So geht der momentan zu beobachtende Anstieg des Strompreises mit dem Preisanstieg der Zertifikate und des Erdgases einher. Für das Szenario mit hohen Zertifikatspreisen würde dies bedeuten, solange Zertifikatspreis und Strompreis noch nicht voneinander entkoppelt sind, dass in dem Szenario auch mit höheren Erlösen zu rechnen ist und somit der Anstieg des Wärmepreises geringer als dargestellt ausfallen würde. Am grundsätzlichen Trend, dass steigende Zertifikatskosten zu einer im Vergleich besseren Wirtschaftlichkeit der CO₂-freien Strom- und Wärmeproduktionsanlagen führen, ändert die beschriebene Einschränkung jedoch nichts.

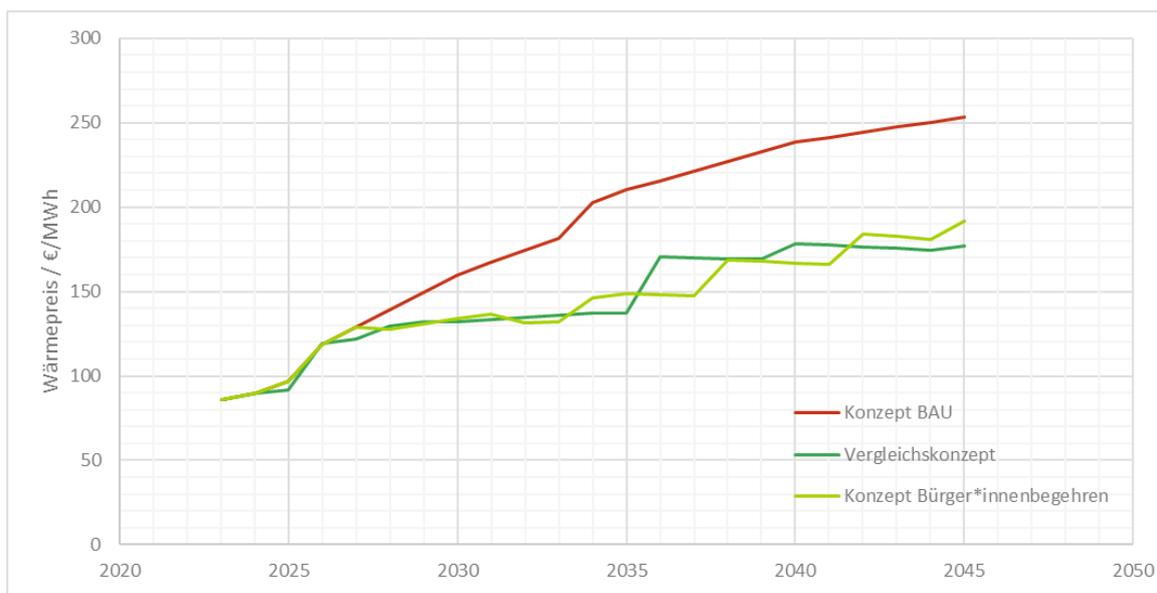


Abbildung 6-22: Wärmepreis – Business as usual (BAU), Vergleichskonzept und Bürger*innenbegehren unter der Annahme hoher Zertifikatspreise.

6.5.3 Szenario „Geringe Zertifikatspreise“

Wird die in Abschnitt 5.2.4 beschriebene untere Grenze der Zertifikatskosten angenommen, ergibt sich der in Abbildung 6-23 dargestellte Verlauf des Wärmepreises. Unter dieser Annahme hat die Dekarbonisierung fast durchgehend einen höheren Wärmepreis zur Folge. Auch für diesen Verlauf gelten die in Abschnitt 6.5.2 beschriebenen Einschränkungen für isoliert variierte Parameter.

Eine derartige Entwicklung der Zertifikatskosten ist jedoch unwahrscheinlich. Zwar hängt die momentane Steigerung der Zertifikatskosten auch mit der Entwicklung des Gaspreises und dadurch wieder zunehmender CO₂-intensiver Kohleverstromung und einer zu beobachteten Spekulation im Zertifikatshandel zusammen, jedoch ist auch nach kurzfristig eventuell wieder leicht fallenden Zertifikatskosten ein Anstieg aufgrund der einsetzenden Verknappung zu erwarten. Sobald diese Verknappung auch schwer dekarbonisierbare Sektoren wie Schiffs- und Luftverkehr und die Industrie betrifft, ist mit einem weiteren Anstieg der Zertifikatskosten zu rechnen.



Abbildung 6-23: Wärmepreis – Business as usual (BAU), Vergleichskonzept und Bürger*innenbegehren unter der Annahme geringer Zertifikatspreise.

6.6 Sensitivitätsanalyse

Zur Beurteilung des Einflusses der angenommenen Randbedingungen auf die Ergebnisse im Modell wurde eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Dabei wurden wichtige Parameter in ihrer Größe variiert der Einfluss auf dem Wärmepreis untersucht.

Die wichtigsten Parameter und ihr Einfluss sind:

- Investitionskosten Wärmepumpe: Fallen die Investitionskosten für Wärmepumpen in der Realität höher aus als angenommen, wird auch der Wärmepreis in der Realität höher ausfallen als dies vom Modell prognostiziert wird, da die Annuität für die Investition in Wärmepumpen steigt.
- Kosten Wasserstoff: Fallen die Kosten für Wasserstoff in der Realität höher aus als angenommen, wird auch der Wärmepreis in der Realität höher ausfallen als dies vom Modell prognostiziert wird, da die verbrauchsgebundenen Kosten für den Betrieb der GuD-Anlagen im Wasserstoffbetrieb steigen.
- Kosten Zertifikate: Fallen die Kosten für Zertifikate in der Realität höher aus als angenommen, wird auch der Wärmepreis in der Realität höher ausfallen als dies vom Modell prognostiziert wird. Erst bei einer vollständigen Dekarbonisierung haben die Zertifikatskosten keinen Einfluss mehr auf den Wärmepreis.
- Kosten Strom peakload: Fallen die Kosten für den peakload-Strom in der Realität höher aus als angenommen, wird der Wärmepreis in der Realität geringer ausfallen als dies vom Modell prognostiziert wird, da mit höheren peakload-Strompreisen auch die Erlöse aus dem Stromverkauf steigen.
- Kosten Strom PPA: Fallen die Kosten für PPA-Strom in der Realität höher aus als angenommen, wird auch der Wärmepreis in der Realität höher ausfallen als dies vom Modell prognostiziert wird, da die verbrauchsgebundenen Kosten für den Betrieb der Wärmepumpe steigen.

Die grundlegenden Trends der Einflüsse unterscheiden sich zwischen den Konzepten (vgl. Abbildung 6-24 und Abbildung 6-25) nur geringfügig, da beide Konzepte im Wesentlichen auf eine zukünftige Produktion großer Wärmemengen setzen, die von Großwärmepumpen bereitgestellt werden. So zeigt sich zum Beispiel in beiden Konzepten, dass eine Erhöhung der Investitionskosten für Wärmepumpen von 10 % nur eine Erhöhung von ca. 0,3 % des

Wärmepreises zur Folge. Da es sich um ein lineares Modell handelt, kann daraus geschlussfolgert werden, dass eine Verdoppelung der Investitionskosten – also eine Erhöhung um 100 % – zu einer Erhöhung des Wärmepreises von etwa 3 % führt.

Auch eine Variation der Zertifikatskosten und der PPA-Stromkosten von 10 % führt zu einer Steigerung des Wärmepreises unter 1 %. Die größte Auswirkung auf den Wärmepreis kann bei beiden Konzepten bei der Variation der peakload-Stromkosten beobachtet werden, da durch diese Kosten die Höhe der Erlöse aus dem Stromverkauf bestimmt werden. Des Weiteren haben die Kosten für den Wasserstoff im Konzept des Bürger*innenbegehrens einen größeren Einfluss auf den Wärmepreis, da dieser ab dem Jahr 2035 im größeren Stil für die Strom- und Wärmeproduktion in den GuD-Anlagen eingesetzt wird.

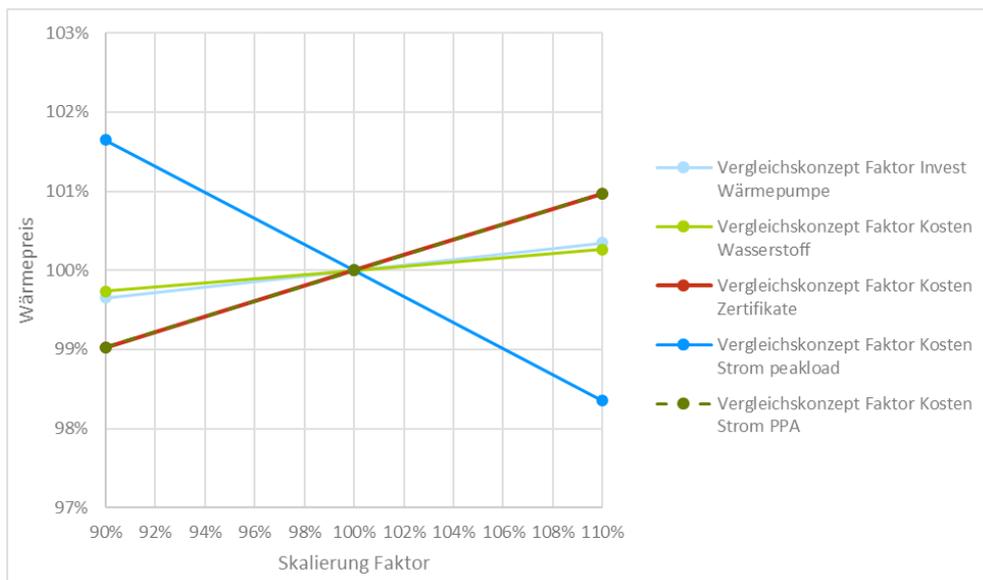


Abbildung 6-24: Marktsensitivität – Vergleichskonzept.

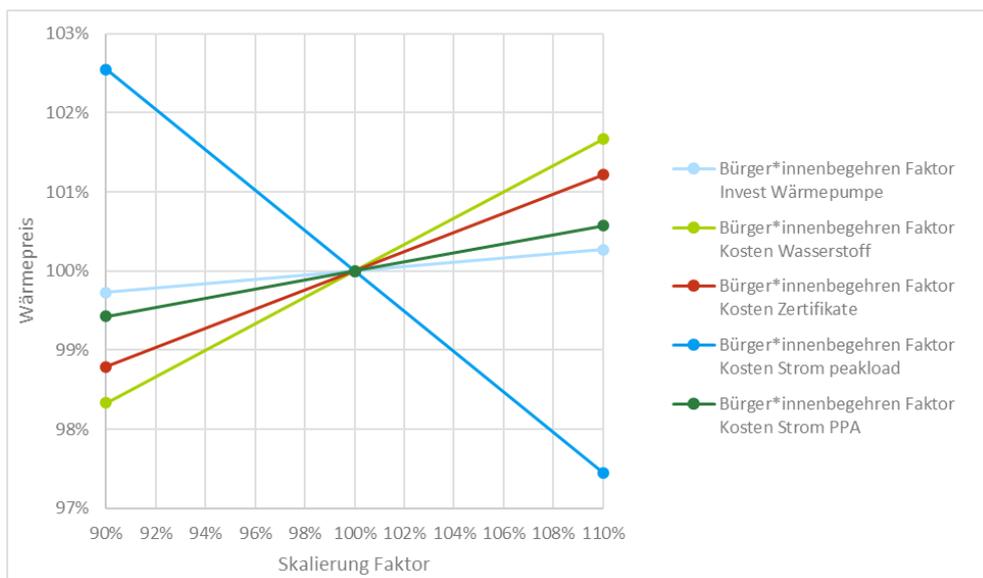


Abbildung 6-25: Marktsensitivität – Konzept Bürger*innenbegehren.

6.7 Eigenkapitalquote

Eine mittel- und langfristige quantitative Bestimmung der Eigenkapitalquote in Anlehnung an die untersuchten Konzepte im Rahmen dieser Untersuchung wäre mit vielen Vereinfachungen und folglich mit einer nicht realistischen Darstellung verbunden. Es wird daher im Folgenden eine qualitative Bewertung vorgenommen.

Investitionen für die in den Konzepten beschriebenen Maßnahmen müssen mit Hilfe von Krediten finanziert werden. Die Aufnahme zusätzlicher Kredite hat einen negativen Einfluss auf die Höhe der Eigenkapitalquote der SWFL. Eine gute Eigenkapitalquote wiederum wird von den kreditgebenden Instituten als Kennzahl herangezogen und ist wichtig für die Finanzierung von Investitionsvorhaben wie die in den beiden Konzepten dargestellten Maßnahmen zur Dekarbonisierung der Energieerzeugung in Flensburg. Dies gilt sowohl für bestehende als auch für neu abzuschließende Kreditverträge. Eine zu geringe Eigenkapitalquote erschwert die Finanzierung weiterer Investitionsmaßnahmen, beziehungsweise führt zu höheren Zinsen, die bedient werden müssen. In dem Fall einer zu geringen Eigenkapitalquote muss zur Wiederherstellung der von den Banken geforderten Eigenkapitalquote eine entsprechende Erhöhung auf der Eigenkapitalseite vorgenommen werden. Dies kann durch Zuführung aus Gewinnen oder durch eine Eigenkapitalaufstockung durch den Gesellschafter erfolgen. Eine weitere Möglichkeit zur Steigerung der Eigenkapitalquote und somit der Kreditwürdigkeit besteht durch eine beschleunigte Rückführung von bestehenden Krediten und somit einer Entlastung auf der Fremdkapitalseite.

7. FAZIT

Es zeigt sich in beiden Konzepten, dass durch die Investition in Großwärmepumpen und der Berücksichtigung der voraussichtlich in Kraft tretenden BEW-Betriebskostenförderung schnell und kostengünstig CO₂-Emissionen gesenkt werden können. Eine möglichst frühe Inbetriebnahme hätte im Sinne eines zur Verfügung stehenden CO₂-Budgets einen positiven Effekt und senkt die absoluten CO₂-Emissionen schnell. Darum sehen beide Konzepte im Laufe der nächsten 5 Jahre den Baubeginn einer Großwärmepumpe vor. Unabhängig von den angesetzten Randbedingungen hat sich diese Maßnahme als sinnvoll herausgestellt. Der Standort Flensburg wird dann schon mittelfristig von einem Stromexporteur zu einem Stromimporteur. Daher wird in größeren Mengen PPA-Strom benötigt, um die Klimaneutralität der Wärmeerzeugung gewährleisten zu können. Ein starker Ausbau der erneuerbaren Energien in den nächsten 10 Jahren wird daher vorausgesetzt, was auch mit den von der Politik forcierten Zielen übereinstimmt.

Beide Transformationskonzepte weisen im Zeitraum bis 2035 einen nahezu identischen durchschnittlichen Wärmepreis auf. Der durchschnittliche Wärmepreis des Bürger*innenbegehrens ist mit 112,70 €/MWh um 1,20 €/MWh geringer als der Wärmepreis des Vergleichskonzepts. In Anbetracht der schon erwähnten Vereinfachungen und Unsicherheiten ist dieser Unterschied jedoch marginal. Bei nahezu identischem Wärmepreis werden im Vergleichskonzept bis 2035 kumuliert ca. 35 % mehr CO₂-Emissionen eingespart.

Im Vergleichskonzept ist der Wärmepreis anfangs höher, da bereits früher dekarbonisiert wird. Der Wärmepreis des Bürger*innenbegehrens ist hingegen nach vollständiger Dekarbonisierung und nach Ablauf aller Förderungen im Jahr 2045 höher, was im Wesentlichen an der Nutzung größerer Mengen des im Konzept benötigten Wasserstoffs und der direkten Nutzung von exergetisch hochwertigem Strom in Elektrodenheizkesseln zur Bereitstellung der Netztemperaturen liegt, während im Vergleichskonzept die Verbrennung von Holzabfällen diese Funktion übernimmt. Es gilt auch zu berücksichtigen, dass im Vergleichskonzept mit der Nutzung von Holzabfällen ein flexibleres und robusteres Energiesystem vorliegt, als dies beim Konzept des Bürger*innenbegehrens der Fall ist. Dort hängt die gesamte Wärmeproduktion entweder direkt (Wärmepumpen und Elektrodenheizkessel) oder indirekt (Wasserstoff in den GuD-Anlagen) von der auswärtigen Stromproduktion ab.

In Zukunft wird die Bereitstellung der geforderten Wärmenetztemperaturen mit der Inbetriebnahme größerer Wärmepumpenkapazitäten zunehmend kritisch. Die benötigten Temperaturen können durch die Nutzung von Gaskesseln, Elektrodenheizkesseln oder Biomassekesseln bereitgestellt werden. Auch in den GuD-Anlagen könnten bei Inkaufnahme von Einbußen in der Stromproduktion höhere Temperaturen erzeugt werden. Es sollte daher neben dem Aufbau von CO₂-freien Erzeugern auch die Reduktion der Wärmenetztemperaturen forciert werden, um die Integration erneuerbarer Erzeuger und die Speicherung der Wärme zu vereinfachen. Zu einer hydraulischen Entlastung des Netzes und somit der Möglichkeit der Temperaturabsenkung könnten dezentrale Erzeuger, nennenswerte Bedarfssenkungen und zusätzlich verlegte Transportleitungen sorgen.

Die Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff in der Zukunft ist zum jetzigen Zeitpunkt noch ungewiss. Auch die Menge an regional verfügbaren Holzabfällen ist noch nicht identifiziert worden und es ist umstritten, ob dieser Brennstoff zukünftig als klimaneutral eingestuft wird, wie die Mittel- und Spitzenlast alternativ klimaneutral gedeckt werden können und welche Temperaturen erzeugerseitig benötigt werden. Die SWFL sehen die Inbetriebnahme eines Biomassekessels jedoch frühestens im Jahr 2030 vor, sodass die Bewertung dieses Sachverhalts erst ab 2025 erfolgen muss.