

Dekarbonisierungsfahrplan für die Wärmenetze der Vattenfall Wärme Berlin AG

30. Juni 2023



VATTENFALL

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	2
Abbildungsverzeichnis	3
Tabellenverzeichnis	3
1 Wesentliche Begrifflichkeiten und Rahmenbedingungen.....	7
2 Übersicht der Versorgungsstruktur	8
2.1 Verbundnetz	8
2.2 Inselnetze	9
3 Beschreibung der heutigen Wärmeversorgung	12
3.1 Erzeugung	12
3.2 Verteilung.....	15
4 Beschreibung der zukünftigen Wärmeversorgung 2040	17
4.1 Erzeugung	17
4.2 Verteilung.....	22
4.3 Wesentliche Punkte für eine erfolgreiche Wärmewende.....	24
5 Entwicklung der wesentlichen Parameter anhand von Stützjahren	26
Anhang 1: Parameter Netzbetrieb der Teil- und Heiznetze	30
Anhang 2: TAB-Fahrkurven.....	32

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Verbundnetz und Inselnetze der VWB.....	8
Abbildung 2: Untergliederung des Verbundnetzes	9
Abbildung 3: Wesentliche Erzeugungsstandorte Verbundnetz	12
Abbildung 4: Anlageneinsatz Status Quo (schematisch)	14
Abbildung 5: Netzstrukturen Verbundnetz	15
Abbildung 6: Veränderungen im Erzeugungspark und im Netzbetrieb.....	17
Abbildung 7: Erzeugungskapazität in den Stützjahren über alle Netze	18
Abbildung 8: Anlageneinsatz (2040).....	20
Abbildung 9: Entwicklung des prognostizierten Wärmebedarfs über alle Netze.....	21
Abbildung 10: Entwicklung Energieträgermix über alle Netze	27

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Abkürzungsverzeichnis	4
Tabelle 2: Kompaktübersicht der einzelnen Netze.....	11
Tabelle 3: Übersicht Erzeugung.....	13
Tabelle 4: Meilensteine und Maßnahmen Netztransformation	23
Tabelle 5: Entwicklung weiterer Kennzahlen Verbundnetz	28

Tabelle 1: Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erklärung
ABN	Außerbetriebnahme
ADL	Abwasserdruckleitung
AGFW	Arbeitsgemeinschaft Fernwärme
BEW	Bundesförderung für effiziente Wärmenetze
BHKW	Blockheizkraftwerk
BSR	Berliner Stadtreinigung
CCS	Carbon Capture and Storage
CO ₂	Kohlendioxid
CO ₂ e	Kohlendioxidäquivalente
DB	Deutsche Bahn
DEHSt	Deutsche Emissionshandelsstelle
EE	Erneuerbare Energien
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EWG Bln	Berliner Klimaschutz- und Energiewendegesetz
FV	Fernwärmeverbund
FW	Fernwärme
GEG	Gebäudeenergiegesetz
GuD	Gas- und Dampfturbinen
H ₂	Wasserstoff
HKW	Heizkraftwerk
HN	Heiznetz
HWE	Heißwassererzeuger
HZG	Heizungsvorlauf
IBN	Inbetriebnahme
IN	Inselnetz
KLB	Konstantleiter für Brauchwasser
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LTES	Langzeitspeicher (Longterm thermal energy storage)
NT	Niedertemperatur
P2H	Power-to-Heat (Elektrokessel)
PEF	Primärenergiefaktor
REA	Rauchgasentschwefelungsanlage
RL	Rücklauf
SNB	Stromnetz Berlin
TAB	Technische Anschlussbedingungen
TAV	Thermische Abfallverwertungsanlage

TN	Teilnetz
TPI	Third Party Integration (Dritteinspeiser)
VG	Versorgungsgebiet
VG 1	Versorgungsgebiet West
VG 2	Versorgungsgebiet Ost
VWB	Vattenfall Wärme Berlin AG
WP	Wärmepumpe

Einleitung und Zweck des Dekarbonisierungsfahrplans

Fernwärme- und Fernkältesysteme in städtischen Gebieten sind ein Schlüssel zur Dekarbonisierung des Gebäudesektors, da sie die Integration flexibler und erneuerbarer Energiequellen ermöglichen. Insbesondere das Berliner Verbundnetz der Vattenfall Wärme Berlin AG (nachfolgend VWB) ist mit aktuell circa 30 % Marktanteil in der Wärmeversorgung Berlins ein zentraler Treiber für die Dekarbonisierung der Stadt. Die Vattenfall Wärme Berlin hat es sich zum Ziel gesetzt, bis 2040 die Wärmeerzeugung komplett klimaneutral zu gestalten. Mit zunehmender Geschwindigkeit konzentriert die VWB sich daher darauf, fossile Brennstoffe durch fossilfreie und erneuerbare Alternativen zu ersetzen, indem sie einen breiten Mix nachhaltiger Technologien in die Systeme integriert. Je nach Stadtgebiet ist dieser Mix abhängig von den lokalen Gegebenheiten, bspw. von Wärmequellen und Wärmesenken. Im Berliner Fernwärmeverbundnetz, dem größten Fernwärmenetz Westeuropas, sowie den zehn umliegenden kleineren Inselnetzen übernimmt die VWB Verantwortung und sorgt für eine bezahlbare, sichere und umweltschonende Wärmeversorgung.

Das Land Berlin hat seine bundesweite Vorreiterrolle im Klimaschutz über die Novellierung des Berliner Klimaschutz- und Energiewendegesetzes (EWG Bln) gefestigt und den gesetzlichen Rahmen gesteckt:

- Bis 2030: Senkung der CO₂-Emissionen um mindestens 70 % im Vergleich zu 1990
- Bis 2040: Senkung der CO₂-Emissionen um mindestens 90 % im Vergleich zu 1990
- Klimaneutralität bis spätestens 2045

Die erste Etappe auf diesem Weg hin zur klimaneutralen Wärmeversorgung, die Halbierung der CO₂-Emissionen bis 2020 gegenüber 1990, hat die VWB bereits 2017 erfüllt und damit drei Jahre früher als in der Klimaschutzvereinbarung mit dem Land Berlin festgelegt. Die zweite Etappe beinhaltet den Kohleausstieg bis 2030 unter Einbindung von 40 % erneuerbaren Energiequellen sowie unvermeidbarer Abwärme. Die diesbezüglichen Planungen für den Umbau der Erzeugung sind bereits weit fortgeschritten. Im Stadtbild ist die Transformation durch den Abriss alter Schornsteinanlagen, z. B. der ehemals markanten Schornsteine am Standort Wilmersdorf sowie anhand des Baus neuer Anlagen, z. B. des Wärmespeichers am Standort Reuter West, weithin sichtbar. Die dritte und letzte Etappe besteht im Erdgasausstieg und der vollständig klimaneutralen Wärmeversorgung bis 2040, spätestens jedoch bis 2045 (abhängig vom Energiemarkt). Auch hierfür besteht eine erste Basisplanung, deren Ausgestaltung sich in den kommenden Jahren fortlaufend konkretisieren wird.

Im Folgenden legt die VWB einen Dekarbonisierungsfahrplan gemäß § 22 EWG Bln vor. Er zeigt die geplanten Veränderungen in den Erzeugungsanlagen, dem Verbundnetz sowie den Inselnetzen im Zeitverlauf auf, mit denen die VWB die Wärmeerzeugung bis spätestens 2045 komplett klimaneutral gestalten wird.

1 Wesentliche Begrifflichkeiten und Rahmenbedingungen

Für das Verständnis der Transformation hin zu einer dekarbonisierten Wärmeversorgung ist es wichtig, wesentliche Begriffe zu unterscheiden.

Wärme oder auch **Wärmemenge** bezeichnet im Folgenden die thermische Arbeit (in MWh_{th}), die benötigt wird, um das Heizwasser mit niedriger Temperatur, welches von den Kundenanlagen zurück kommt (Rücklauf), auf entsprechend höhere Temperaturen für den Transport in Richtung Kundenanlagen (Vorlauf) zu erwärmen.

Die **thermische Leistung** (in MW_{th}) beschreibt dagegen, wie viel Wärme in einer bestimmten Zeiteinheit von einer Wärmequelle abgegeben werden kann. Beispiel: Ein Heizwerk mit einer thermischen Leistung von $1 MW_{th}$ kann in einer Stunde $1 MWh_{th}$ Wärme ins Fernwärmenetz einspeisen.

Eine wesentliche Rahmenbedingung für die Transformation der Fernwärme ist es, zu jedem Zeitpunkt die **Versorgungssicherheit** für die Kunden zu gewährleisten, insbesondere während der **Heizperiode**, die regelmäßig zwischen dem 1. Oktober und 30. April stattfindet. Dazu hält die VWB jederzeit ausreichend thermische Leistung vor, sowohl für die ganzjährig benötigte Wärme in einem Versorgungsgebiet (**Grundlast**) als auch für die kurzfristig auftretende Leistungsnachfrage an sehr kalten Tagen (**Spitzenlast**). Auch der Ausfall der größten Erzeugeranlage in den entsprechenden Teilnetzen zu Spitzenlastzeiten (**Versorgungssicherheit n-1**) kann jederzeit aufgefangen werden.

Ziel der Dekarbonisierung ist das Erreichen der **Treibhausgasneutralität** in der Wärmeerzeugung bis zum Jahr 2040. Für die VWB ist dieses Ziel gleichzusetzen mit dem Erreichen der **CO₂-Neutralität**. Die VWB überwacht Emissionen weiterer Treibhausgase. Diese Emissionen liegen jedoch im Promillebereich der Äquivalente des emittierten Kohlendioxids und werden daher nicht gesondert ausgewiesen.

Wärmespezifische CO₂-Emissionen beziehen sich lediglich auf CO₂-Emissionen, die auf die Bereitstellung der Wärme zurückzuführen sind. Emissionen aus der gekoppelten Stromerzeugung werden dazu herausgerechnet. Für die Aufteilung der Emissionen auf Strom- und Wärmebereitstellung gibt es unterschiedliche Allokationsmethoden, die in Kapitel 5 näher erläutert werden.

Primärenergie beschreibt den gesamten Energieinhalt in natürlich vorkommenden Energieträgern wie bspw. in Kohle oder Öl. Der **Primärenergiefaktor** beschreibt die spezifisch eingesetzte Energie zur Wärmeerzeugung. Analog zu den wärmespezifischen CO₂-Emissionen existieren auch hier verschiedene Aufteilungsmethoden für Strom und Wärme, die in Kapitel 5 erläutert werden.

Wärmeengpassleistung ist die höchstmögliche, dauerhafte Wärmeabgabe einer Wärmeerzeugungseinheit, die keine Randbedingung des Netzes (Pumpenleistung, Leitungsdurchmesser etc.) verletzt. Die Wärmeengpassleistung kann geringer als die maximale Erzeugerleistung ausfallen.

Wärme- oder Systemwarte beschreibt den Ort der Steuerung für die Erzeugung und Verteilung der Wärme.

CO₂-Vermeidungskosten ist der Geldbetrag, der für die Reduktion einer bestimmten Menge an CO₂ aufgebracht werden muss.

2 Übersicht der Versorgungsstruktur

Die VWB betreibt das sogenannte Berliner Fernwärmeverbundnetz (nachfolgend Verbundnetz) auf dem Gebiet des Landes Berlin. Zusätzlich betreibt die VWB noch zehn dezentrale sogenannte Inselnetze, von welchen sechs nordöstlich des Verbundnetzes und vier südöstlich des Verbundnetzes gelegen sind. Der gesamte Wärmeabsatz beträgt 9,95 TWh_{th}, wovon mit rund 9,58 TWh_{th} der weit überwiegende Teil von 96 % auf das Verbundnetz und mit 0,37 TWh_{th} etwa 4 % des Wärmeabsatzes auf die Inselnetze entfallen.¹

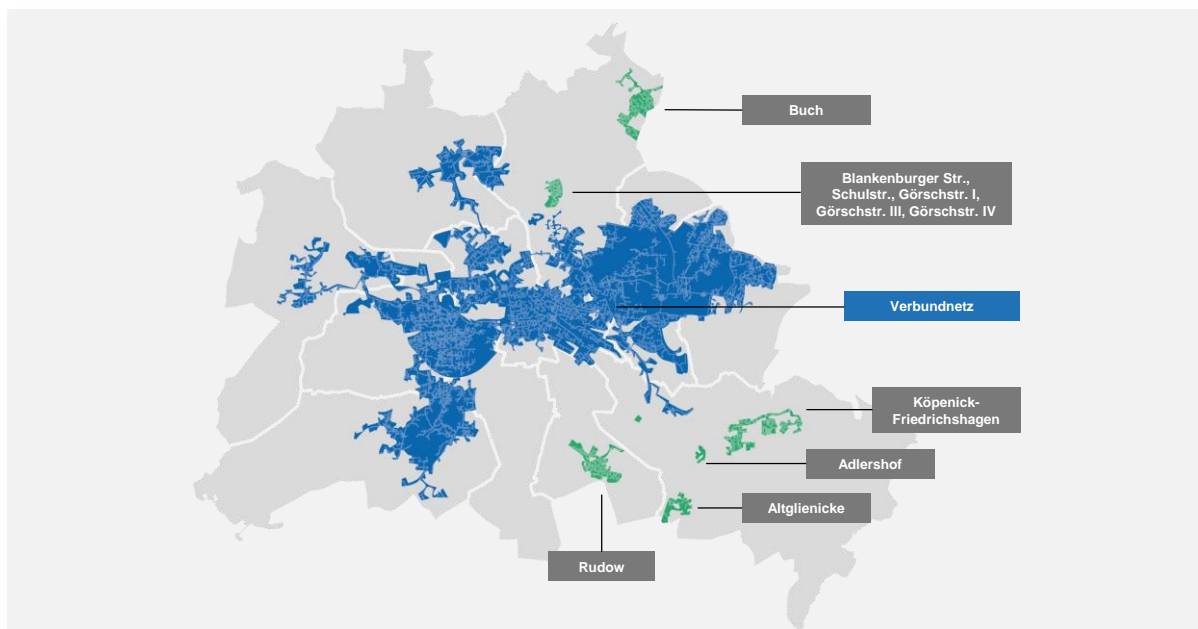


Abbildung 1: Verbundnetz und Inselnetze der VWB

2.1 Verbundnetz

Das Fernwärmeverbundnetz hat sich historisch von verschiedenen Erzeugerstandorten aus und in unterschiedlichen Stadtbezirken entwickelt. Daraus resultiert eine Netzstruktur, die sich im Laufe der Zeit aus zusammengewachsenen Teilstrukturen bildete. Abbildung 2 zeigt die gängige Untergliederung, die sich nach dem Grad der physischen bzw. hydraulischen Vernetzung der Bereiche richtet. Historisch bedingt (Trennung der Stadt 1945-1990) wird dabei zwischen einem westlichen Versorgungs-

¹ Angaben zur Wärme und thermischer Leistung beziehen sich, sofern nicht anders gekennzeichnet, auf das Jahr 2021.

gebiet (VG 1) und einem östlichen Versorgungsgebiet (VG 2) unterschieden, die unterschiedliche technische Eigenschaften und damit einhergehende unterschiedliche Betriebsparameter aufweisen.

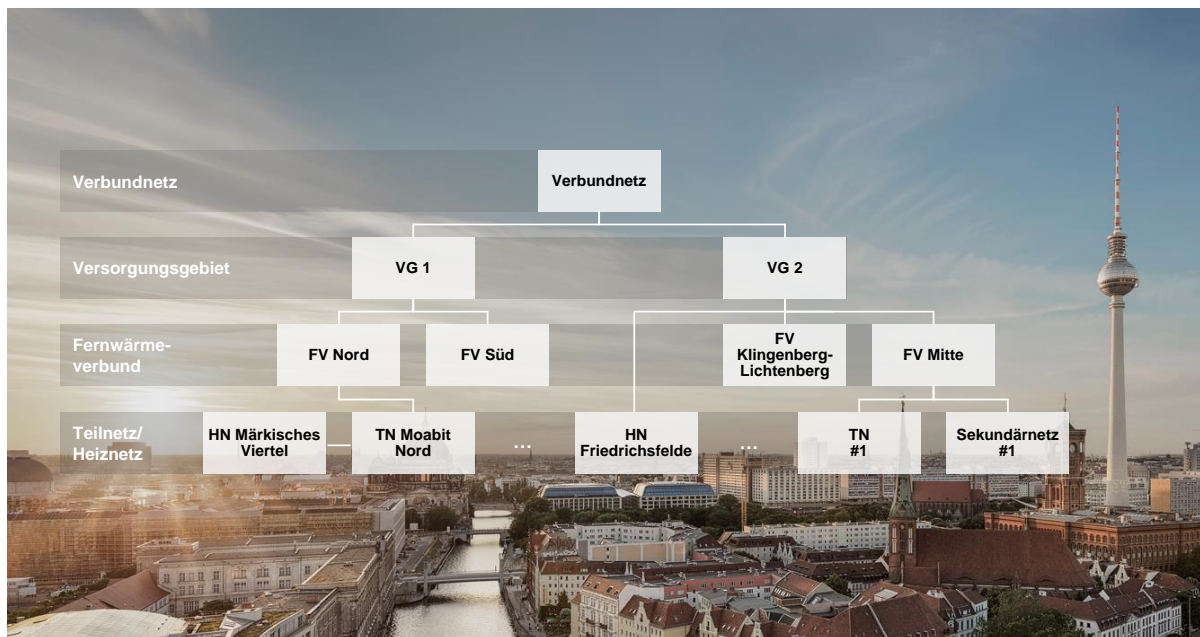


Abbildung 2: Untergliederung des Verbundnetzes

Die Versorgungsgebiete untergliedern sich jeweils weiter in Heiznetze und Fernwärmeverbände. Letztere untergliedern sich wiederum in mehrere Teilnetze. Einen Sonderfall nehmen dabei die sogenannten Sekundärnetze ein. Diese werden über einen Wärmeübertrager aus dem Verbundnetz (Primärnetz) versorgt, sind jedoch hydraulisch von diesem entkoppelt. Das Verbundnetz inklusive der dezentralen Erzeugung hat eine Trassenlänge von etwa 2.030 Kilometern und versorgt Kunden mit einer gesamten thermischen Anschlussleistung von circa 5,5 GW_{th}.

2.2 Inselnetze

Die Verortung der Inselnetze neben dem Verbundnetz ist in Abbildung 1 dargestellt. Diese speisen nicht in das Verbundnetz ein und besitzen, Stand heute, keine hydraulische Verbindung zu diesem oder untereinander. Insgesamt betreibt die VWB zehn Inselnetze die im nachfolgenden näher beschrieben werden: Buch, Köpenick-Friedrichshagen, Altglienicke, Blankenburger Straße, Schulstraße, Görschstraße I, Görschstraße III, Görschstraße IV, Adlershof und Rudow.

Inselnetz Buch

Das Inselnetz Buch befindet sich im Nordosten Berlins und umfasst das umliegende Gebiet des S-Bahnhofs Buch. Das Inselnetz versorgt 508 Hausanschlussstationen mit einer gesamten Vertragsleistung von 88,5 MW_{th}. Die gelieferte Wärmemenge beträgt rund 141,8 GWh_{th}.

Inselnetz Köpenick-Friedrichshagen

Das Inselnetz Köpenick-Friedrichshagen befindet sich im Südosten Berlins. Es versorgt das Gebiet in Köpenick entlang der Müggelheimer Straße, verläuft nördlich bis

über die Salvador-Allende-Brücke und erstreckt sich bis zum umliegenden Bereich des S-Bahnhofs Friedrichshagen. Die gelieferte Wärmemenge im Inselnetz Köpenick-Friedrichshagen beträgt rund 115,3 GWh_{th}. Insgesamt sind 326 Hausanschlussstationen mit einer gesamten Vertragsleistung von 64,1 MW_{th} angeschlossen.

Inselnetz Blankenburger Straße

Das Inselnetz Blankenburger Straße befindet sich in Berlin-Pankow im Nordosten der Stadt und versorgt einen Teil des Gebietes östlich des S-Bahnhofs Pankow-Heinersdorf. Insgesamt sind 141 Hausanschlussstationen mit einer Vertragsleistung von insgesamt 19 MW_{th} angeschlossen. Die gelieferte Wärmemenge beträgt rund 44,5 GWh_{th}.

Inselnetz Schulstraße

Das Inselnetz Schulstraße befindet sich im Bezirk Pankow im Nordosten Berlins. Dort sind 26 Hausanschlussstationen mit einer gesamten Vertragsleistung von 4,27 MW_{th} angeschlossen. Die gelieferte Wärmemenge beträgt rund 7,5 GWh_{th}.

Inselnetz Görschstraße I

Das Inselnetz Görschstraße I umfasst den südlichen Teil der Görschstraße in Berlin-Pankow im Nordosten Berlins. Insgesamt sind 54 Hausanschlussstationen mit einer gesamten Vertragsleistung von 3,7 MW_{th} angeschlossen. Die gelieferte Wärmemenge beträgt rund 7,6 GWh_{th}.

Inselnetz Görschstraße III

Das Inselnetz Görschstraße III wird durch die Breite Straße und die Mühlenstraße begrenzt und liegt im Bezirk Berlin-Pankow. Insgesamt sind 2 Hausanschlussstationen mit einer gesamten Vertragsleistung von 2,4 MW_{th} angeschlossen. Die gelieferte Wärmemenge beträgt rund 2,3 GWh_{th}.

Inselnetz Görschstraße IV

Das Inselnetz Görschstraße IV befindet sich in der Neue Schönholzer Straße und liegt in Berlin-Pankow. Insgesamt sind 4 Hausanschlussstationen mit einer gesamten Vertragsleistung von 0,1 MW_{th} angeschlossen. Die gelieferte Wärmemenge beträgt rund 0,1 GWh_{th}.

Inselnetz Altglienicke

Das Inselnetz Altglienicke befindet sich im Südosten Berlins und versorgt das umliegende Gebiet der DB-Bahnstrecke, begrenzt durch die Wegedornstraße im Norden und die Altglienicker Chaussee im Süden. Angeschlossen sind insgesamt 173 Hausanschlussstationen mit einer Vertragsleistung von 21 MW_{th}. Die gelieferte Wärmemenge beträgt rund 40,9 GWh_{th}.

Inselnetz Adlershof

Das Inselnetz Adlershof liegt im Südosten Berlins im Bezirk Treptow-Köpenick. In diesem Inselnetz betreibt die VWB keine eigenen Wärmeerzeugungsanlagen. Der Kundenbedarf wird vollumfänglich durch den Wärmebezug von einem Dritten gedeckt. Die gelieferte Wärmemenge beträgt rund 12,2 GWh. Insgesamt werden hier 39 Hausanschlussstationen mit einer Vertragsleistung von 7,4 MW_{th} versorgt.

Inselnetz Rudow

Das Inselnetz Rudow liegt im Bezirk Neukölln im südlichen Teil Berlins. In diesem Inselnetz betreibt die VWB keine eigenen Wärmeerzeugungsanlagen. Der Kundenbedarf wird vollumfänglich durch den Wärmebezug von einem Dritten gedeckt. Die gelieferte Wärmemenge beträgt rund 28,2 GWh_{th}. Insgesamt sind 50 Hausanschlussstationen mit einer gesamten Vertragsleistung von 14,5 MW_{th} angeschlossen.

Netz	Abnahme- stellen [Stück]	Anschluss- leistung [MW _{th}]	Absatz 2021 [GWh _{th}]	Trassen- länge [km]
Verbundnetz	ca. 25.000	5.478	9.578,0	ca. 2.030
IN Buch	508	88,5	141,9	40
IN Köpenick-Fried- richshagen	326	64,1	115,3	38
IN Blankenburger Straße	141	19	44,5	15
IN Schulstraße	26	4,27	7,5	2,2
IN Görschstraße I	54	3,7	7,6	2,8
IN Görschstraße III	2	2,4	2,3	0,1
IN Görschstraße IV	2	0,1	0,1	0,007
IN Altglienicke	173	27,7	41,0	13
IN Adlershof	39	7,4	12,2	2,9
IN Rudow	50	14,5	28,2	5,2
Summe	ca. 26.300	5.709,7	9.978,6	ca. 2.150

Tabelle 2: Kompaktübersicht der einzelnen Netze

3 Beschreibung der heutigen Wärmeversorgung

3.1 Erzeugung

Die Versorgung des Verbundnetzes erfolgt bislang durch insgesamt 14 Erzeugungsstandorte, die über das Netzgebiet verteilt liegen.

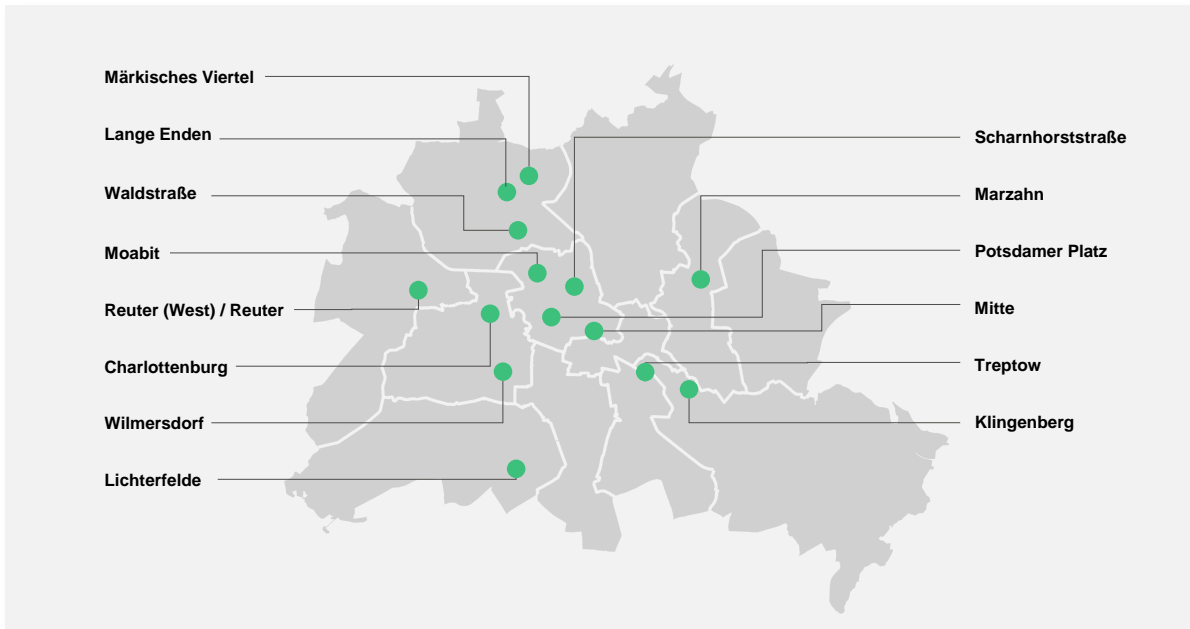


Abbildung 3: Wesentliche Erzeugungsstandorte Verbundnetz

Die VWB stellt eine thermische Kraftwerksleistung von circa 5.478 MW_{th} zur Wärmeversorgung bereit und deckt damit einen jährlichen Wärmeenergieverbrauch von etwa 10 TWh_{th} ihrer Kunden. Als Brennstoff zur Wärmebereitstellung kommt dabei überwiegend Erdgas zum Einsatz (über 75 %), gefolgt von Steinkohle (circa 15 %). Darüber hinaus werden Abwärme, Biomasse, Biogas und zu einem geringen Anteil Heizöl verwendet.

Ein erster Baustein der Dekarbonisierung wurde am Standort Reuter West mit der Errichtung einer Power-to-Heat-Anlage (Elektrokessel, 120 MW_{th}) bereits umgesetzt. Der zugehörige Wärmespeicher mit einer Speicherkapazität von 2.750 MWh_{th} bei einer Entladeleistung von 200 MW wird bis Oktober 2023 in Betrieb gesetzt. Er dient der Flexibilisierung von Wärmeangebot und -nachfrage. Mit der Großwärmepumpe (8 MW_{th}) am Potsdamer Platz kommt Ende 2023 ein weiterer Erzeugungsstandort hinzu. Hier wird Abwärme aus der eigenen Kälteerzeugung für die Fernwärme nutzbar gemacht wird.

Tabelle 3 bietet eine Übersicht des aktuellen Erzeugungsportfolios mit 15 Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) zur gleichzeitigen Strom- und Wärmeerzeugung und 60 Heizwerken, die ausschließlich Wärme mithilfe von Heißwassererzeugern (HWE) bereitstellen. Der überwiegende Teil (über 95 %) der gesamten installierten thermischen Leistung versorgt dabei das Verbundnetz, während alle Inselnetze kumuliert mit lediglich ca. 5 % eine untergeordnete Rolle im Erzeugungsportfolio der VWB spielen.

Standort	Brennstoff	Techn.	Anlage	IBN***	Gepl. ABN*	Therm. Leistung [MW _{th}]	Elekt. Leistung [MW _e]	Emissionen [tCO ₂]**			
						2021	2021	2019	2020	2021	
Verbundnetz											
Reuter West	Steinkohle	KWK	Block D	1987	2029	387	282	830.003	680.446	585.010	
	Steinkohle	KWK	Block E	1988	2029	387	282	742.602	925.727	975.506	
	Wärmespeicher			2023	n/a	200	-	-	-	-	
	Strom	P2H	3 x P2H	2019	n/a	3 x 40	-	-	-	-	
Reuter	Gas	HWE	3 x HWE	2020	n/a	3 x 40	-	-	6.067	32.820	
	Dampf	KWK	TAV	1998	2026	99	36	-	-	-	
Marzahn	Gas	HWE	3 x HWE	1984	n/a	3 x 128	-	88.858	38.544	67.415	
	Gas	HWE	3 x HWE	1989	n/a	3 x 100	-	-	-	-	
	Gas	KWK	GuD	2020	n/a	240	258	-	480.550	598.352	
Klingenberg	Gas	KWK	3 x ST	1981	2026	760	164	631.678	532.066	474.923	
Mitte	Gas	KWK	GuD	1997	n/a	440	444	903.700	804.475	769.577	
	Gas	HWE	2 x HWE	1997	n/a	2 x 120	-	31.732	20.264	62.822	
Lichterfelde	Gas	HWE	3 x HWE	2017	n/a	3 x 125	-	134.835	119.066	61.018	
	Gas	KWK	GuD	2019	n/a	230	300	228.500	291.063	517.467	
	Gas	KWK	Block 1	stillgelegt	2019	234	144	35.174	0	0	
Moabit	Steinkohle	KWK	Block A	1990	2028	136	89	342.451	378.263	371.360	
	Öl	HWE	3 x HRK	1987	2034	3 x 35	-	548	464	589	
	Gas	HWE	2 x HWE	2018	n/a	2 x 34	-	24.049	24.837	32.066	
Charlottenburg	Gas	KWK	GT 4	1975	2028	150	72	58.965	5.007	83.876	
	Gas	KWK	GT 5	1975	2027	150	72	76.930	31.758	37.699	
Scharnhorststr.	Gas	HWE	HWE	1993	n/a	50	-	-	-	-	
	Gas	HWE	3 x HWE	2013	n/a	3 x 37	-	23.454	28.789	47.137	
	Gas	KWK	BHKW	2018	n/a	0,65	0,6	268	730	1.140	
Wilmersdorf	Gas	HWE	3 x HWE	2017	n/a	3 x 40	-	54.202	40.614	48.082	
	Öl	KWK	Block 2	stillgelegt	2021	110	92	490	454	211	
	Öl	KWK	Block 3	stillgelegt	2021	110	92	2.140	1.176	12.965	
Märkisches Viertel	Gas	HWE	2 x HWE	1991	n/a	2 x 43,1	-	30.869	33.820	40.344	
	Biomasse	KWK	DT	2014	n/a	28	6,4	-	-	-	
Lange Enden	Gas	HWE	2 x HWE	1977	n/a	2 x 35,5	-	22.426	23.250	26.620	
	Gas	HWE	HWE	1981	n/a	35,5	-	-	-	-	
	Gas	KWK	2 x BHKW	2011	n/a	2 x 2,4	2	4.114	2.254	1.914	
Treptow	Gas	HWE	HWE	2019	n/a	38,5	-	5.893	6.691	11.165	
Waldstr.	Biomethan	KWK	BHKW	2011	n/a	0,65	0,6	-	-	-	
Summe						5.238	2.001	4.273.881	4.476.375	4.860.078	
Kumulation Inselnetze											
Inselnetze	Gas	HWE	23x HWE	diverse	2022/2045	150,8	-	32,6	32,5	43,8	
	Gas	Dampf- erzeuger Dampfturbine Gasturbine Abhitzeessel	3x Dampfer- zeugung 1x Dampf- turbine 3x Gasturb. 3x Abhitze- essel	diverse	2045	68,2	23,6	50,0	47,0	49,7	
	Gas	BHKW	5x BHKW	diverse	2045	2,1	1,7	2,2	2,6	2,3	
	Biomethan	Bio-BHKW	4x Bio- BHKW	diverse	2045	2,6	2,4	0,1	0,1	0,0	
	Strom	Power-to-Heat	1x P2H		2045	5	-	-	-	-	
	Strom	Wärme- pumpe	1x WP		2021	n/a	0,7	-	-	-	
		Wärme- speicher	2x Wärme- speicher		2013/2017	2045	10	-	-	-	
		Solarthermie	1x Solar- thermie		2018	n/a	0,6	-	-	-	
Summe						240	27,7	84,8	82,2	95,7	
Summe insge- samt						5.478	2.029	4.273.966	4.476.457	4.860.174	

* Fehlende Außerbetriebnahmedaten sind gleichzusetzen mit einem vorgesehenen Weiterbetrieb mit den jeweiligen Erzeugern/Speichern bis mindestens ins Jahr 2045

** Ausgewiesen sind die jährlichen Emissionsmengen auf Basis der verbrannten Brennstoffe. Im Unterschied zu den an die DEHSt gemeldeten Mengen enthalten diese z. B. keine Aufschläge und keine Emissionsmengen aus REA oder anderen Prozessen

*** Summe diverser kleinerer Erzeuger mit verschiedenen Inbetriebnahmedaten. Aus Gründen der Lesbarkeit dieser Tabelle wurde auf eine genaue Aufschlüsselung der jeweiligen Inbetriebnahme zugehörig zur einzelnen Anlage verzichtet

Tabelle 3: Übersicht Erzeugung

Der Anlageneinsatz der heute vorhandenen Technologien erfolgt zunächst wärmegeführt, damit in jedem Fernwärmenetz bzw. Teilnetz jederzeit ausreichend Leistung zur Wärmeversorgung zur Verfügung steht. Gleichzeitig hängt der Anlageneinsatz von den zum jeweiligen Zeitpunkt vorliegenden Brennstoffkosten sowie Strompreisen ab, sodass sich eine wirtschaftlich optimale Einsatzreihenfolge anhand der Einsatzkosten

ergibt. Abbildung 4 stellt die Einsatzreihenfolge vereinfacht schematisch dar. Anlagen mit geringen spezifischen Einsatzkosten decken die meisten Stunden im Jahr ab (Grundlast), während die spezifisch teureren Anlagen nur zur Spitzenlastabdeckung bei sehr niedrigen Außentemperaturen in wenigen Stunden im Jahr eingesetzt werden.

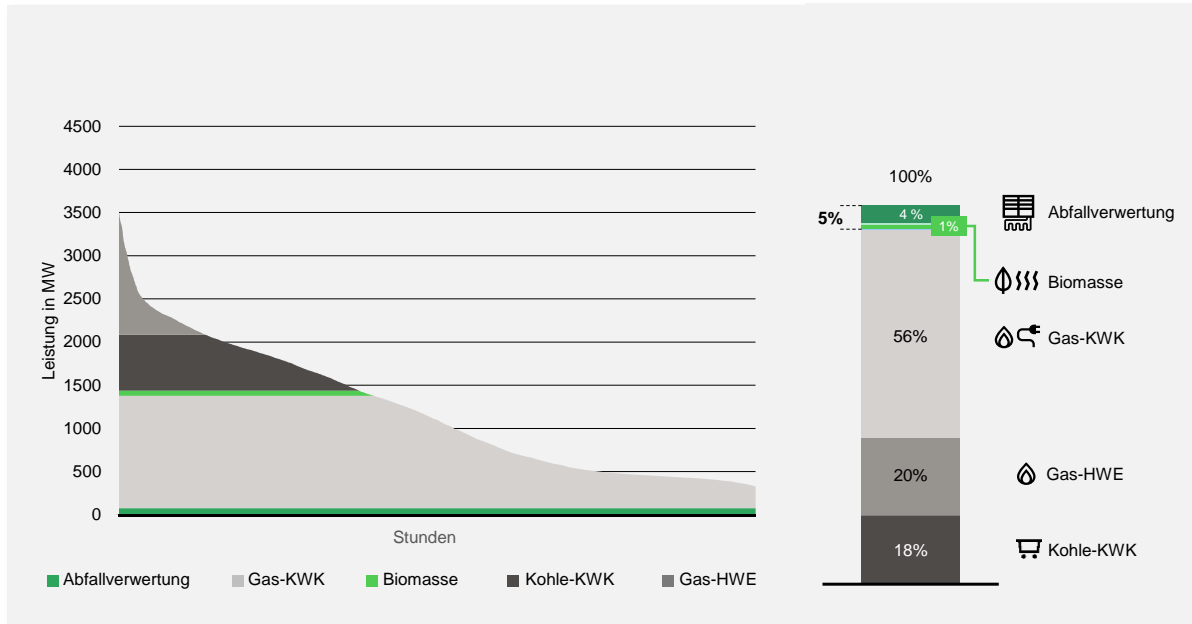


Abbildung 4: Anlageneinsatz Status Quo (schematisch)

Im Verbundnetz wird die Grundlast im Sommer vorrangig durch die Nutzung der Abwärme aus der thermischen Abfallverwertungsanlage (TAV) der Berliner Stadtreinigung (BSR) am Standort Ruhleben sowie durch hocheffiziente Gas- und Dampfturbinenheizkraftwerke (GuD-HKW) bereitgestellt. In der Heizperiode erfolgt im westlichen Versorgungsgebiet (VG 1) ein Großteil der Versorgung über die bestehenden Kohleheizkraftwerke der Standorte Moabit und Reuter West, welche bis 2030 ersetzt werden sollen. Weiterhin erfolgt im Märkischen Viertel die Wärmeversorgung über nachhaltige Biomasse². Die Versorgungssicherheit wird, sobald die VWB in der Heizverpflichtung ist, über alle zur Verfügung stehenden Anlagen abgesichert. Den Großteil der Anlagen stellen dabei Gas-KWK und Gas-HWE dar. Zusätzlich bestehen am Standort Moabit ölgefeuerte Heizreservekessel, die ebenfalls im Falle eines Ausfalls eingesetzt werden können.

² Nachhaltige Biomasse gemäß im Juni 2021 verlängerter Nachhaltigkeitsvereinbarung von 2011 mit dem Land Berlin.

3.2 Verteilung

Das Verbundnetz der VWB besteht aus sieben separaten Teilnetzen (Abbildung 5). Die erzeugte Wärme wird mittels Leitungen, die zu über 98 % unterirdisch verlegt sind, an die Wärmeverbraucher verteilt.

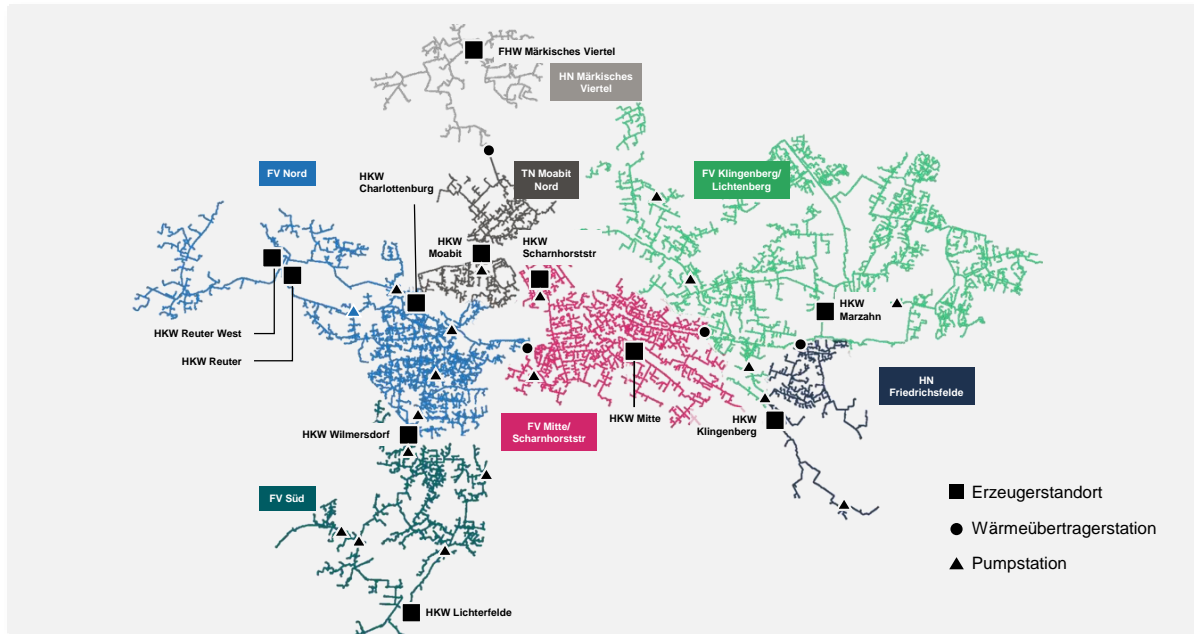


Abbildung 5: Netzstrukturen Verbundnetz

Im Verbundnetz liegt eine große Heterogenität der Leitungen bezüglich Alter, Größe, Material, Dämmung, Zustand und Verlegeart vor. Historisch bedingt bestehen zwischen dem westlichen und dem östlichen Versorgungsgebiet drei wesentliche technische Unterschiede:

1. Anzahl der Leiter
2. Maximale Vorlauftemperatur
3. Lösung zur Druckerhaltung

Diese unterschiedlichen technischen Eigenschaften führen zu Effizienzunterschieden in den verschiedenen Versorgungsgebieten. Eine Angleichung der beiden Versorgungsgebiete auf dieselbe optimale Fahrweise führt daher zu Effizienzgewinnen und einem geringeren Energiebedarf.

Die Teilnetze des VG 1 (westliches Versorgungsgebiet) werden primär durch Dreileiternetze versorgt, die einen Vorlauf mit einer zeitlich konstanten Temperatur (Konstantleiter Brauchwasser, KLB) von 110 °C für die Nutzung für u.a. Brauchwasser haben, einen Heizungsvorlauf (HZG) mit einer gleitenden Temperatur je nach Höhe der Außentemperatur sowie einen Rücklauf (RL). Der Heizungsvorlauf wird in Abhängigkeit der tagesgemittelten Außentemperatur zwischen 80 °C und 110 °C geregelt. Im Sommerbetrieb wird nur der Vorlauf des Konstantleiters für Brauchwasser (KLB) betrieben, wohingegen der Heizungsvorlauf abgeschaltet wird.

Das VG 2 (östliches Versorgungsgebiet) wird als Zweileiternetz betrieben. Ein Zweileiternetz hat lediglich eine Vorlauf- und eine Rücklaufleitung. Das Temperaturniveau der Vorlaufleitung wird dabei in Abhängigkeit der Außentemperatur geregelt und liegt meistens zwischen 80 °C und 110 °C. An sehr kalten Wintertagen wird die Vorlaufftemperatur bis auf 135 °C erhöht.

Im Rahmen des Projektes „Zweileiterumstellung“ wird sukzessive das Dreileiternetz zweileiterfähig gemacht. Dabei wird die Temperatur des KLB-Vorlaufs schrittweise an die Fahrkurve des HZG angepasst, sodass in Zukunft beide Leitungen als Heizungs- vorlauf betrieben werden können. Die vollständige Angleichung des KLB-Vorlaufs an den Heizungs- vorlauf wird voraussichtlich zu Beginn der Heizperiode 2023/2024 erfolgen. Im Vergleich zur vorherigen Fahrweise verringert sich der Primärenergiebedarf im Bereich von 20 GWh_{th} jährlich. Dies entspricht einer jährlichen Einsparung von circa 1.100 Tonnen CO₂.

Aufgrund der historisch gewachsenen Strukturen der Systeme (VG 1 und VG 2) unterscheiden sich auch die Lösungen zur Druckhaltung. Der Volumenstrom im Netz stellt sich durch den Wärmebedarf der Verbraucher ein. Er wird durch Pumpenanlagen an den Erzeugerstandorten und im Netz angetrieben. Die Pumpenanlagen werden leistungsgeregelt betrieben, sodass die jeweils aktuell erforderlichen Druck- bzw. Mengenverhältnisse eingestellt werden können. Im Dreileitersystem kommen Vor- und Rücklaufpumpen zum Einsatz, im Zweileitersystem Rücklaufpumpen.

Die real ausspeisbare Wärmeengpassleistung ist nicht immer gleich der Gesamterzeugerleistung eines Standorts, da im Netz hydraulische Randbedingungen wie Pumpenleistungen, Leitungsdurchmesser usw. vorliegen. Solche Engpassleistungen aufgrund hydraulischer Restriktionen sind ebenfalls zwischen den einzelnen Netzstrukturen vorhanden.

Das Zusammenspiel von Erzeugung und Verteilung der Wärme, also konkret der Einsatz der Hydraulikanlagen wie auch der Erzeugereinheiten, wird von einer zentralen Wärmewarte aus gesteuert. Dabei sind Teilvorgänge in den Erzeugungs- und Netzanlagen automatisiert, während der Gesamteinsatz von der Wärmewarte aus vorgegeben wird. Es ist vorgesehen, die bestehende Wärmewarte durch eine Systemwarte, die auch Steuerungsvorgänge der einzelnen Systeme inklusive der Erzeugungsanlagen ausführt, zu ersetzen. Eine Sonderstellung bezüglich der Fahrweise nehmen die Inselnetze ein, die mit Anlagen der VWB betrieben werden. Bei ihnen stellt sich der Volumenstrom durch den Wärmebedarf der Verbraucher ein. Er wird durch Pumpenanlagen an den Erzeugerstandorten und im Netz angetrieben. Die Pumpenanlagen werden leistungsgeregelt betrieben. Das Inselnetz fährt entsprechend der Verfügbarkeit und der Kundenanforderungen vollautomatisch.

Wesentliche Rahmenparameter des Netzbetriebs wie z. B. Druckverhältnisse und Temperaturfahrkurven unterscheiden sich nicht nur je Netz, sondern auch auf den Ebenen der einzelnen Teil- und Heiznetze. Anhang 1 des Dekarbonisierungsfahrplans enthält eine Übersicht dieser Parameter, welche gleichfalls Teil der technischen An-

schlussbedingungen sind. Diese sind wiederum Bestandteil des Vertragsverhältnisses mit den Fernwärmekunden. Eine Übersicht der Temperaturfahrkurven befindet sich in Anhang 2.

4 Beschreibung der zukünftigen Wärmeversorgung 2040

Die Dekarbonisierung der Wärmeerzeugung verläuft in mehreren Phasen (siehe Abbildung 6), in denen jeweils spezifische Erzeugungstechnologien je nach Kosteneffizienz sowie technologischer Entwicklung und Verfügbarkeit vorgesehen sind.

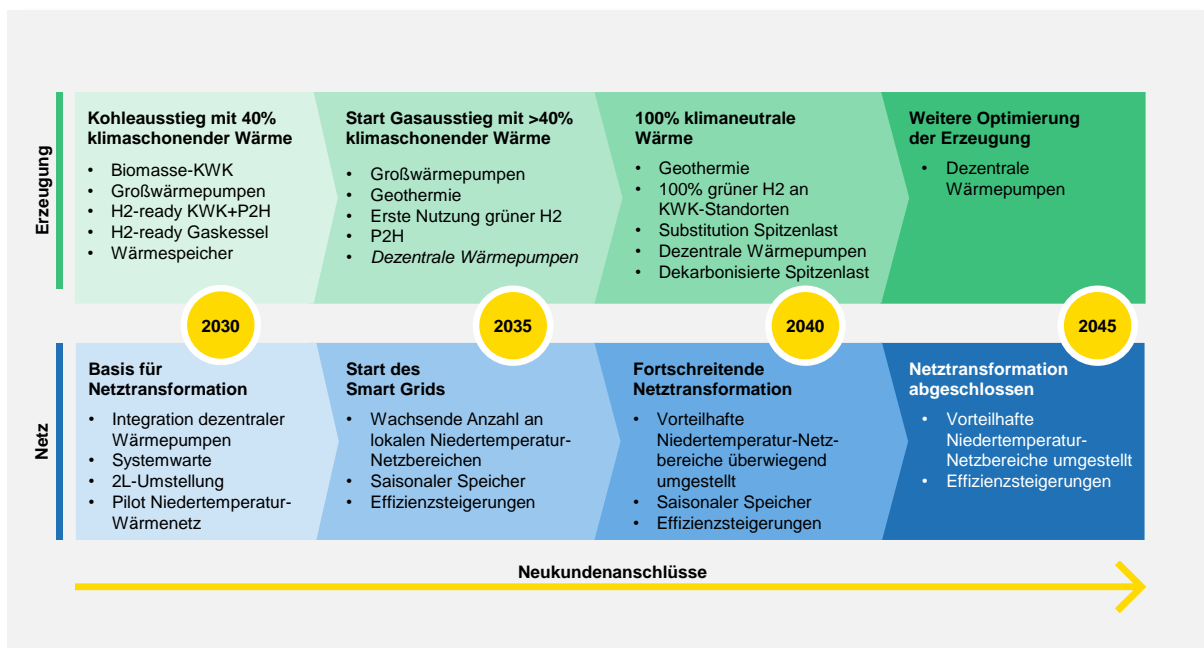


Abbildung 6: Veränderungen im Erzeugungspark und im Netzbetrieb

Die Planungstiefe nimmt dabei mit fortschreitendem zeitlichen Abstand ab und ist von externen Entwicklungen, bspw. dem technologischen Fortschritt der zur Verfügung stehenden Technologien, abhängig.

4.1 Erzeugung

Im Rahmen des Kohleausstiegs bis 2030 erfolgen große Änderungen in der Erzeugungsstruktur (siehe Abbildung 7). Sämtliche Erzeugung aus Kohle-KWK und ein Großteil der älteren Gas-KWK-Anlagen werden stillgelegt (insg. 1,9 GW_{th}). Gleichzeitig werden Großwärmepumpen, Biomasse-KWK-Anlagen und Wärmespeicher errichtet (insg. 0,9 GW_{th}). Offene Kapazitäten zur Deckung der Spitzenlast und Versorgungssicherheit werden mit P2H und Gas-Anlagen gedeckt (insg. 1,3 GW_{th}). Letztere werden so errichtet, dass zu einem späteren Zeitpunkt Wasserstoff als Brennstoff genutzt werden kann (H₂-ready). Das Gesamtprogramm umfasst über 30 einzelne Projekte an 7 Standorten mit einer zu errichtenden thermischen Erzeugerleistung von circa 2 GW_{th} sowie 2,75 GWh_{th} Speicherkapazität an Wärmespeichern.

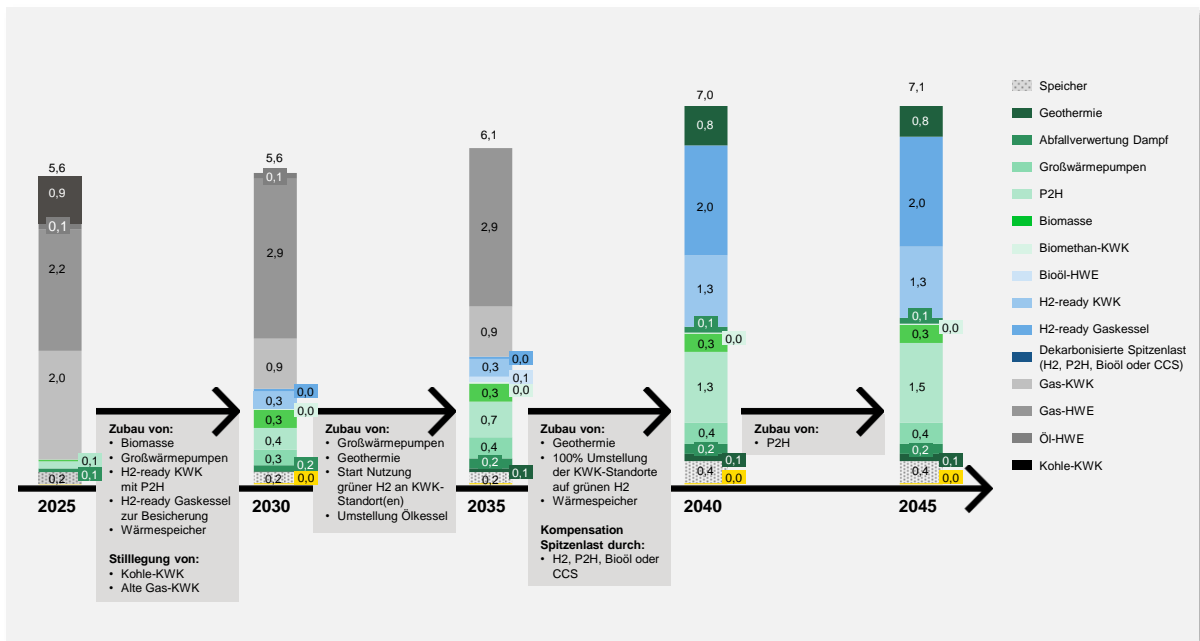


Abbildung 7: Erzeugungskapazität in den Stützjahren über alle Netze

Bis 2035: Nach dem erfolgten Kohleausstieg werden schrittweise weitere Potenziale mit Großwärmepumpen erschlossen sowie Geothermieheizwerke errichtet (insg. 0,4 GW_{th}). Der Bau und die Kapazität der Geothermieheizwerke stehen dabei unter dem Vorbehalt des Fundes von geeigneten geothermischen Quellen. Für einen raschen Zubau sind schnelle Genehmigungsverfahren sowie ein Auffangen des Fündigkeitsrisikos notwendig.

Die weitere Substitution von fossilem Gas startet über die erste anteilige Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff. Dazu ist in Zusammenarbeit mit diversen Stakeholdern ein technischer und wirtschaftlicher Umstellungsplan zu erarbeiten, um Infrastruktur, Markt sowie Marktanreiz für die Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff abzustimmen. Bereits heute engagiert sich die VWB gemeinsam mit anderen Infrastrukturbetreibern, Industrieunternehmen und weiteren Stakeholdern aktiv für die Anbindung Berlins an das in Planung befindliche nationale Wasserstoffsystem.

Zum Ausstieg aus fossilem Öl können die vorhandenen Ölreservekessel zu Bioölkesseln umgerüstet werden. Alternative Dekarbonisierungspfade, bspw. die Erschließung von Umlandpotenzialen oder kleinerer Niedertemperaturwärmequellen, werden im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung mit zahlreichen Stakeholdern abgestimmt und in späteren Anpassungen des Dekarbonisierungsfahrplans berücksichtigt.

Bis 2040: Neben dem weiteren Ausbau von kleineren Niedertemperaturwärmequellen (siehe 2035) ist insbesondere bei der Geothermie mit der Erschließung weiterer Wärmequellen zu rechnen (Annahme +48 MW_{th}). Vattenfall geht zudem davon aus, dass die KWK-Standorte zu dieser Zeit auf 100 % Betrieb mit erneuerbarem Wasserstoff umgestellt werden können – in Abhängigkeit des Reifegrads der zukünftigen Wasserstoffwirtschaft (Infrastruktur, Markt sowie Regulierung).

Nach der Umstellung der KWK-Standorte sind die verbleibenden Gaskessel, die zur Spitzenlastabsicherung und als Reservekapazität dienen, zu dekarbonisieren. Die Herausforderung ist, dass diese Anlagen typischerweise nur geringe Betriebszeiten aufweisen und eine Umrüstung entsprechend kostengünstig stattfinden muss. Dazu kommen folgende Möglichkeiten in Betracht:

1. Wasserstoff ist auch im Gasverteilnetz vorhanden und die Gaskessel werden ebenfalls auf Wasserstoff umgerüstet.
2. Das Stromnetz ermöglicht den weiteren Ausbau an P2H ohne zusätzliche KWK-Besicherung zu Wärmespitzenlastzeiten. Dazu müssen auch Möglichkeiten zum Überbrücken einer Dunkelflaute vorhanden sein.
3. Eine weitere Umrüstung auf Bioöl, sofern entsprechende Bioölmengen und Platz für Öltanks vorhanden sind.
4. Eine CO₂-Abscheidung und Speicherung (CCS) an den vorhandenen Biomasseanlagen ist regulatorisch und infrastrukturell möglich und kann die restlichen CO₂-Mengen aus Gas-HWE kompensieren. Für diesen Fall ist auch ein Weiterbetrieb des Erdgasnetzes notwendig.

Bis 2045: Da der Reifegrad der zukünftigen Wasserstoffwirtschaft heute schwer abgeschätzt werden kann, könnten einzelne Umstellungen von Gaskesseln auf Wasserstoff jedoch in die Jahre zwischen 2040 und 2045 fallen. Die VWB ist dabei bestrebt, das Optimum zwischen Versorgungssicherheit, Klimaschutz und Kosteneffizienz zu erreichen. Das klare Ziel ist die möglichst vollständige Dekarbonisierung der Berliner Wärmeerzeugung bis 2040. Daher sind für die Jahre 2040 bis 2045 insbesondere effizienzsteigernde Maßnahmen sowie die potenzielle Einbindung von dezentralen Wärmepumpen geplant.

Die Jahresdauerlinie, d. h. die geordnete, temporäre Verteilung der benötigten Wärmekapazitäten, bildet die Einsatzreihenfolge (Merit-Order) der geplanten dekarbonisierten Erzeugung im Jahr 2040 ab (siehe Abbildung 8). Dies entspricht den variablen Wärmegestehungskosten der Anlagen. Die Merit-Order beschreibt die Einsatzreihenfolge der Anlagen nach ihren variablen Wärmegestehungskosten. Generell werden die Anlagen mit den geringsten variablen Wärmegestehungskosten zuerst zugeschaltet. Aus den Beiträgen der einzelnen Technologie-Cluster zur Leistung und den Einsatzdauern gemäß den Jahresdauerlinien, ergeben sich die Anteile der einzelnen Wärmequellen an der Gesamtwärme. Die gesamte Fläche unter der Jahresdauerlinie stellt dabei den gesamten Wärmebedarf im Stützjahr 2040 dar. Die vereinfachte Darstellung in der Jahresdauerlinie wurde gewählt, da die fluktuierenden Strompreise die Darstellung zu komplex werden lassen.

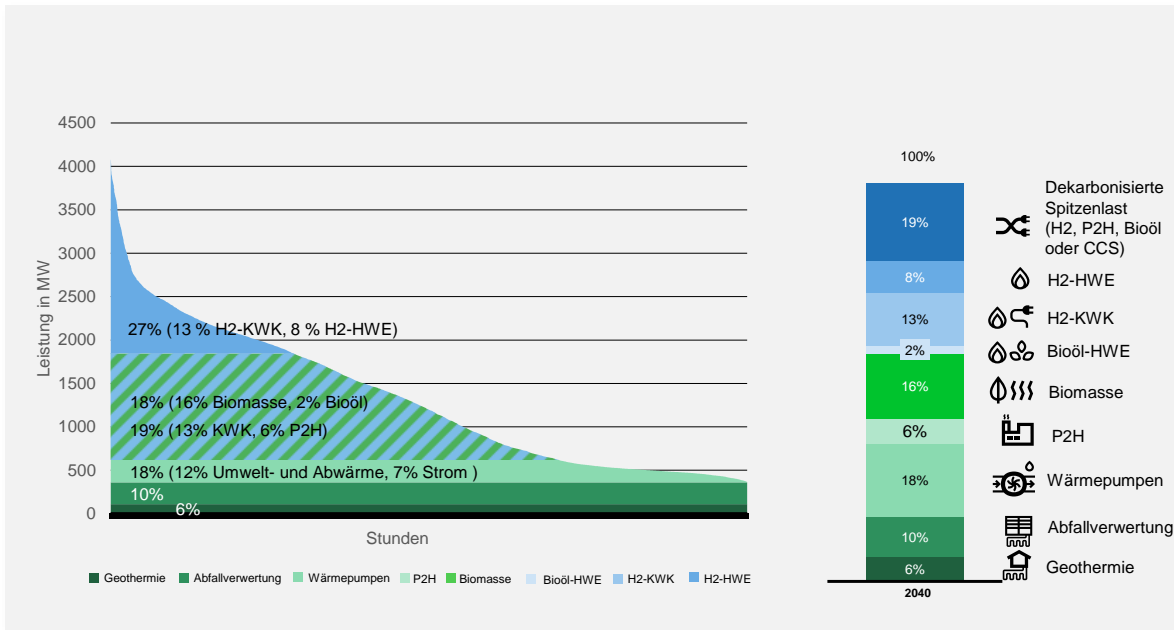


Abbildung 8: Anlageneinsatz (2040)

Die variablen Wärmegestehungskosten werden extern durch die Brennstoff- und CO₂-Kosten sowie Netzentgelte bestimmt und intern durch den Wirkungsgrad der Anlagen. Insbesondere bei strompreisabhängigen Wärmeerzeugern (KWK, P2H und Wärmepumpen) sind weiterhin die kurzfristig fluktuierenden Strompreise zu berücksichtigen. Die variablen Wärmegestehungskosten schwanken hier mit den Strompreisen.

Die Wärmeplanung basiert auf einer jährlich erstellten Prognose der an die Wärmenetze angeschlossenen Kundenleistung. Die Planung der ersten zehn Jahre erfolgt sehr detailliert und wird für den Folgezeitraum bis 2045 mit geeigneten Annahmen fortgeführt. Die Annahmen für die gesamte Menge der im Jahr 2045 erzeugten Wärme (Abbildung 9) berücksichtigen die Sanierungsbestrebungen im Gebäudebestand hinsichtlich der Energieeffizienz von Gebäuden (sinkende Anschlussleistung pro Einheit Bruttogeschossfläche durch energetische Sanierung), Veränderungen des Klimas sowie Neuanschlüsse aus Verdichtung innerhalb des bestehenden Verbundnetzes und aus Netzerweiterungen. Es wird von einer Zunahme der durchschnittlichen Sanierungsraten von heute 0,8 % auf 2,0 % in 2050 ausgegangen.

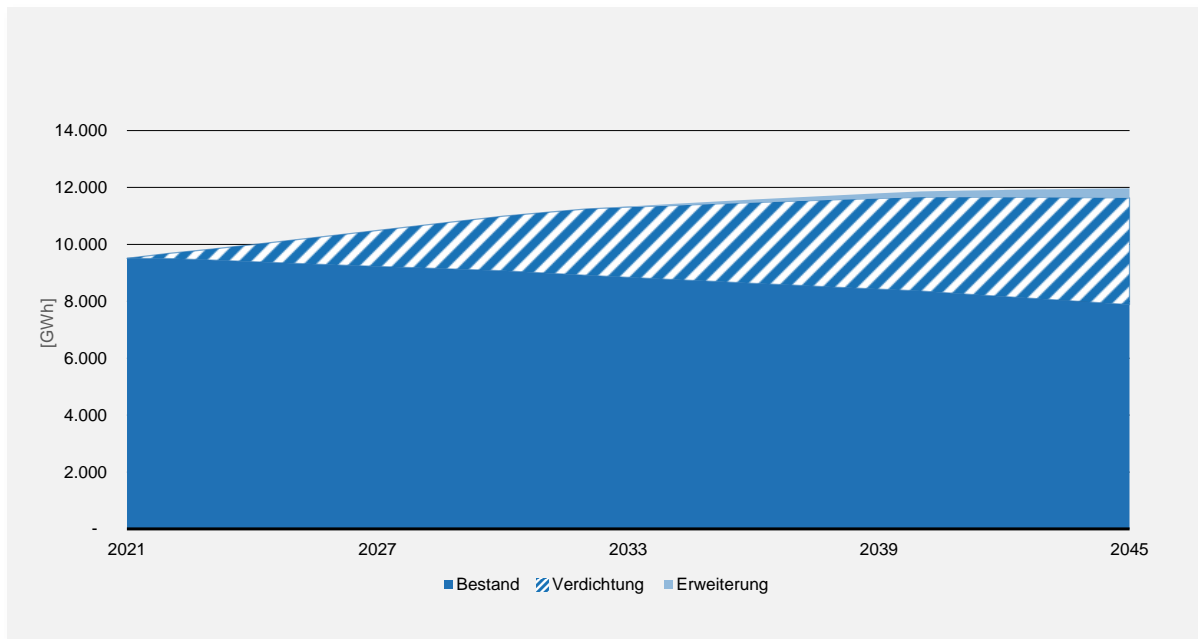


Abbildung 9: Entwicklung des prognostizierten Wärmebedarfs über alle Netze

In den Inselnetzen werden verschiedene Technologie-Cluster zur Dekarbonisierung der Wärmeerzeugung beitragen, die abhängig von den jeweiligen Einbindungsmöglichkeiten erneuerbarer Energien sowie unvermeidbarer Abwärme sind. Zudem sind standort- und netzspezifische Parameter zu berücksichtigen.

Inselnetz Buch

Eine wichtige Rolle könnte zukünftig an diesem Standort die Nutzung von unvermeidbarer Abwärme aus industriellen Prozessen spielen (z. B. aus Rechenzentren). Geothermie stellt eine Alternative zur Abwärme dar und wird entsprechend auf ihre Eignung untersucht werden.

Inselnetz Köpenick-Friedrichshagen

Bestandteil der Dekarbonisierungsbestrebungen in diesem Netz ist eine Flusswasserpumpe, die den Anteil erneuerbarer Energien signifikant steigert. Die Inbetriebnahme ist für 2026 geplant. Im Rahmen der Transformation könnten zudem Abwärmepotenziale (z. B. aus Rechenzentren) und Geothermie genutzt werden, um den Anteil erneuerbarer Wärme und unvermeidbarer Abwärme auf 100 % zu erhöhen.

Inselnetz Altglienicke

Das Inselnetz Altglienicke wird in einer Machbarkeitsstudie auf eine mögliche Einbindung von (Tiefen-)Geothermie am Heizkraftwerksstandort Altglienicke untersucht und das gesamte Erschließungspotenzial aufgezeigt. Eine weitere Möglichkeit für die Transformation des Inselnetzes bietet die Nutzung von Abwasserwärme.

Inselnetz Blankenburger Straße (Maschenschlüsse von Inselnetzen)

Das Inselnetz Blankenburger Straße soll mit den Inselnetzen Schulstraße, Görschstraße I, Görschstraße III und Görschstraße IV zusammengeschlossen werden. Derzeit sind diese fünf Einzelnetze hydraulisch getrennt. Zwischen den Netzen Schul-

straße und Görschstraße III wird aktuell ein Maschenschluss umgesetzt, der voraussichtlich 2024 fertiggestellt wird. Eine hydraulische Verbindung der Einzelnetze soll die Handlungsoptionen für eine fossilfreie Wärmeversorgung erhöhen, Effizienzvorteile für den Netzbetrieb bringen und durch Netzwachstum einen größeren Beitrag zur Wärmewende leisten. Erneuerbare Wärmeerzeugung kann durch den Einsatz von Geothermie oder die Nutzung von Abwärmepotenzialen aus Abwasserdruckleitungen (ADL) nutzbar gemacht werden. Erste Potenzialstudien haben hierzu bereits positive Ergebnisse gebracht und das Vorhaben wird weiter verfolgt.

Inselnetz Adlershof

Das ehemalige Heizwerk Adlershof ist im Eigentum der VWB. Der Heizwerkstandort ist dauerhaft stillgelegt. Die Transformation des Inselnetzes ist abhängig vom Dekarbonisierungsfahrplan eines Dritten. Die Wärmeversorgung durch den Dritten erfüllt schon heute das Ziel für 2030 von einem Anteil von min. 40 % an erneuerbaren Energien und unvermeidbarer Abwärme an der gesamten Wärmeerzeugung.

Inselnetz Rudow

Das ehemalige Heizwerk Rudow ist im Eigentum der VWB. Der Heizwerkstandort ist dauerhaft stillgelegt. Die Transformation des Inselnetzes ist abhängig vom Dekarbonisierungsfahrplan eines Dritten. Die Wärmeversorgung durch den Dritten erfüllt schon heute das Ziel für 2030 von einem Anteil von min. 40 % an erneuerbaren Energien und unvermeidbarer Abwärme an der gesamten Wärmeerzeugung.

4.2 Verteilung

Auch in der Art, wie die Wärme vom Erzeugungsstandort zum Kunden gelangt, liegt Potenzial zur Effizienzsteigerung und damit zur Dekarbonisierung. Hierfür werden derzeit drei maßgebliche Optionen untersucht, deren Ergebnisse in künftigen Aktualisierungen des Dekarbonisierungsfahrplans dargestellt werden.

Die erste Option liegt in der Reduzierung der Netzverluste durch Senkung der Netzvorlauftemperatur. Dies erleichtert gleichzeitig die Integration von erneuerbaren Wärmequellen und unvermeidlicher Abwärme. Die konkrete Durchführung der Temperaturabsenkung erfordert einen langjährigen Prozess in Einzelschritten mit sukzessiver Erfolgsgewinnung der Maßnahmen und eventuellen Korrekturen mit wachsendem Erkenntnisgewinn. Es ist angedacht, hierfür separate lokale Niedertemperaturnetzgebiete (NT-Wärmenetzgebiete) zu schaffen. Für eine Temperaturabsenkung müssen jedoch auch die Kundenanlagen geeignet und ausgelegt sein. Eine Niedertemperaturauslegung der Kundenanlagen soll bei Neubauten direkt bei der Errichtung realisiert werden. Bei Bestandsgebäuden muss zuerst untersucht werden, inwieweit eine Temperaturabsenkung möglich ist.

Einen zweiten Schwerpunkt bilden die Flexibilisierung und Effizienzsteigerung im Fernwärmenetz. Zur Flexibilisierung werden insbesondere Langzeitwärmespeicher, um überschüssige Wärme aus den Sommermonaten in die Übergangsmonate und Heizperiode zu überführen, sowie Verbindungsleitungen zur Beseitigung hydraulischer Netzengpässe geplant. Für die Effizienzsteigerung ist zudem der Austausch von

Rohrleitungen und Dämmungen in verschiedenen Netzabschnitten in Planung. Für diese Abschnitte wurde ein hohes Potenzial zur Reduktion der Wärmeverluste durch den Einsatz verbesserter Dämmung identifiziert, da die bestehende Wärmedämmung aufgrund von Rohrleckagen und Wassereinbrüchen in ihrer Funktion gemindert ist.

Einen dritten Schwerpunkt bildet der Rollout von Smart-Metern, mit denen durch die digitale Erfassung aktueller Wärmebedarfe eine noch passgenauere Steuerung der Netze, Kraftwerksanlagen und dezentralen Erzeuger erfolgen kann.

	2030	2035	2040	2045
Ziele	Basis für Netztransformation	Start Smart Grid	Fortschreitende Netztransformation	Netztransformation abgeschlossen
Betriebsweise	<ul style="list-style-type: none"> - Abschluss Zweileiter-Umstellung - Erste lokale NT-Wärmenetzbereiche als Pilot - Integration von WP-Projekten (Geothermie, Abwärme, Klärwasser,...) außerhalb derzeitiger Vattenfall-Standorte 	<ul style="list-style-type: none"> - Wachsende Anzahl an lokalen NT-Wärmenetzbereichen - Erhöhung der dez. EE-Erzeugungsleistung 	<ul style="list-style-type: none"> - Mehrheit der als vorteilhaft identifizierten lokalen NT-Wärmenetzbereiche (z. B. mit dezentraler Erzeugung) ist umgestellt - Erhöhung der dez. EE-Erzeugungsleistung 	<ul style="list-style-type: none"> - Alle als vorteilhaft identifizierten, lokalen NT-Wärmenetzbereiche sind umgestellt - Erhöhung der dez. EE-Erzeugungsleistung
Effizienzoptimierung	<ul style="list-style-type: none"> - Ertüchtigung von Trassen - Hocheffizienzpumpen - Dämmmaßnahmen - Reduzierung der Vorlauf-temperatur von Netzabschnitten durch Umschluss an Netze mit niedrigerer Betriebstemperatur 	<ul style="list-style-type: none"> - Upgrade von Netzkomponenten 	<ul style="list-style-type: none"> - Upgrade von Netzkomponenten 	<ul style="list-style-type: none"> - Upgrade von Netzkomponenten
Kundenmaßnahmen	<ul style="list-style-type: none"> - Langfristige Strategie für Kundenmaßnahmen - TAB für NT-Kunden - Erste Pilot-Kundensysteme und Verträge auf NT-Wärme umgestellt 	<ul style="list-style-type: none"> - Wachsende Anzahl an Kundensystemen und Verträgen auf NT-Wärme umgestellt 	<ul style="list-style-type: none"> - Mehrheit der Kundensysteme und Verträge in den als vorteilhaft identifizierten NT-Wärmenetzbereichen umgestellt 	<ul style="list-style-type: none"> - Alle Kundensysteme und Verträge in betreffenden NT-Wärmenetzbereichen umgestellt
LTES*	<ul style="list-style-type: none"> - Exploration - Machbarkeitsstudie 	<ul style="list-style-type: none"> - Langzeitwärmespeicher im VG 1 	<ul style="list-style-type: none"> - Langzeitwärmespeicher im VG 2 	<ul style="list-style-type: none"> - Bedarfsorientierte Weiterentwicklung
Digitalisierung/Messtechnik	<ul style="list-style-type: none"> - Smart-Meter-Rollout - Dig. Erfassung und Steuerung Netz und dez. Erzeuger - Einspeisemanagementsystem - Digitaler Zwilling - Zentrale Leckageüberwachung - Härteeinbruchsdetektierung - Systemwarte 	<ul style="list-style-type: none"> - Bedarfsorientierte Weiterentwicklung 	<ul style="list-style-type: none"> - Bedarfsorientierte Weiterentwicklung 	<ul style="list-style-type: none"> - Bedarfsorientierte Weiterentwicklung

* Langzeitspeicher (Longterm thermal energy storage)

Tabelle 4: Meilensteine und Maßnahmen Netztransformation

4.3 Wesentliche Punkte für eine erfolgreiche Wärmewende

Es haben sich 11 kritische Anforderungen für das Gelingen der Wärmewende herauskristallisiert:

- 1. Fernwärme aus- und umbauen durch mehr Förderung:** Fernwärme hat die geringsten CO₂-Vermeidungskosten, insbesondere im engen, städtischen Gebäudebestand. Der Aus- und Umbau der Fernwärme ist somit der kosteneffizienteste Weg zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Gebäudesektor. Die Fernwärme braucht hierfür gezielte Förderungen und stabile Rahmenbedingungen. Die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) ist ein wichtiger Baustein, um hier voranzukommen. Sie sollte deshalb aufgestockt und langfristig bis 2030 ausgestaltet werden sowie flexiblere Modullösungen zulassen.
- 2. Tempo machen bei Power-to-Heat:** Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) ermöglicht es, Strom aus erneuerbaren Energien bei Überschusskapazitäten zur Wärmeerzeugung zu nutzen („Nutzen statt Abregeln“) – bis Ende 2023 ist die Nutzung von Überschusskapazitäten von Netzentgelten befreit. Um mehr Tempo bei Power-to-Heat-Technologien zu machen, sollte dieses Prinzip über das Jahr 2023 hinaus verlängert und ausgeweitet werden.
- 3. Ab- und Umweltwärme mittels Großwärmepumpen wirksam einsetzen:** Im BEW gelten als erneuerbare Energien alle Wärmemengen aus förderfähigen Wärmeerzeugern, was Wärmepumpen mit einschließt. Jedoch ist dies nicht in allen Gesetzen und Verordnungen der Fall. Die Nutzung von Ab- und Umweltwärme aus diversen Prozessen über Wärmepumpen sollte generell als CO₂-frei klassifiziert und gesetzlich mit erneuerbaren Energien gleichgestellt werden, gesetzes- und verordnungsübergreifend.
- 4. Abfallenergie sinnvoll nutzen:** Bisher lag der Fokus der Müllverbrennung auf der Stromerzeugung. Da diese zunehmend mit Wind- und PV-Strom erfolgt, ist es sinnvoller, die Abfallenergie lokal für Wärmezwecke zur Dekarbonisierung des bestehenden Fernwärmesystems zu nutzen.
- 5. Biomasse effizient verwerten:** Nachhaltige Biomasse ist ein knappes Gut. Daher muss sie mittelfristig dort eingesetzt werden, wo sie energetisch den größten Nutzen bringt und es weniger Alternativen gibt: In der Industrie und der netzgebundenen Wärmeerzeugung.
- 6. Erdwärme durch Tiefengeothermie nutzen:** Um die Potenziale der Tiefengeothermie zu heben, bedarf es hinreichender Kenntnis über geologische Gegebenheiten vor Ort. Hierzu ist eine genaue Kartographierung vor allem in Ballungsräumen inklusive seismographischer Bewertung notwendig. Diese sollten die Kommunen im Rahmen ihrer Wärmeplanung und -strategien schnellstmöglich erstellen.

- 7. Sektorenkopplung und Versorgungssicherheit durch Kraft-Wärme-Kopplung:** Ein volatiler Strommarkt und ein träger Wärmemarkt ergänzen sich gut und sollten deshalb besser als bislang aufeinander abgestimmt werden. Kraft-Wärme-Kopplung und Power-to-Heat-Anlagen sorgen für Versorgungssicherheit im gesamten Energiesektor und leisten einen wesentlichen Beitrag zur Dekarbonisierung des Energiesystems. Hierzu braucht es Planungssicherheit und Anreize bis mindestens 2030.
- 8. Erneuerbaren Wasserstoff und seine Derivate gewinnen:** Eine sichere und kosteneffiziente Versorgung mit erneuerbarem Wasserstoff und seinen Derivaten sind für die Dekarbonisierung des Energiesektors und der Industrie von zentraler Bedeutung, da es für KWK-Anlagen und bestimmte Industrieanwendungen (z. B. Stahlproduktion) keine oder nur sehr aufwändige klimaneutrale Alternativen gibt. Die benötigte Wasserstoffinfrastruktur ist dafür zügig aufzubauen.
- 9. Plan-, Genehmigungs- und Förderverfahren schneller und einfacher machen:** Die Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren ist dringend notwendig, denn aktuell verschleppen langwierige Verfahren den Ausbau der erneuerbaren Energien sowohl in der Strom- als auch der Wärmeversorgung. Die Energiewirtschaft muss mit mehrjährigen Planungs- und Realisierungshorizonten kalkulieren – das gilt gerade auch für zentrale Projekte der Wärmewende wie Großwärmepumpen oder Geothermieexplorationen.
- 10. Wirtschaftliche Anreize für klimaschonende Wärmelösungen:** Allzu oft scheitern Projekte in der Praxis nicht an der technischen Machbarkeit, sondern an hohen Kosten bzw. fehlerhaften wirtschaftlichen Anreizen. Ein Beispiel hierfür ist etwa die sogenannte Wärmelieferverordnung. Aufgrund der Fehlleitung der Wärmelieferverordnung werden in vielen Gebäuden nach wie vor Gaskessel oder Ölheizungen verwendet, die scheinbar kostengünstiger sind als erneuerbare Einzelösungen oder ein Anschluss an die Fernwärme, da der wahre, auch zukünftige Preis für Rohstoffe sowie der Preis von CO₂ nicht in der Wärmelieferverordnung berücksichtigt wird. Zudem können marktwirtschaftliche Anreize für erneuerbar erzeugte Wärme, eine flexiblere Nachfrage sowie die Förderung gesicherter Leistung den Ausbau klimaschonender Wärmelösungen beschleunigen.
- 11. Flächen für Langzeitspeicher und Niedertemperaturwärmequellen in kommunaler Wärmeplanung vorhalten:** Der Einsatz erneuerbarer Wärmeerzeugungs- und Speichertechnologien, wie bspw. Solarthermie, oberflächennahe Geothermie oder Langzeitspeicher, erfordert netznahe und z. T. große Flächen, die aufgrund konkurrierender Interessen (Ausweisung als Industriegebiet, Bauland oder Grünfläche etc.) teilweise nicht zur Verfügung stehen. Geeignete Flächen sollten daher von Kommunen vorgehalten werden.

5 Entwicklung der wesentlichen Parameter anhand von Stützjahren

Wichtigstes Element der Transformation der Fernwärme Berlins ist ein Brennstoffwechsel der Wärmeerzeugung von fossilen zu klimaschonenden Energieträgern. Der Anteil der klimaneutralen Energieträger an der gesamten Wärmeerzeugung beträgt heute 5 % und wird bis 2030 auf etwas über 40 % ansteigen (siehe Abbildung 10). Dies ist vor allem auf den bis dahin abgeschlossenen Ausstieg aus der Kohle zurückzuführen, die vor allem durch nachhaltige Biomasse (17 %) und Großwärmepumpen (16 %) ersetzt wird. Ein weiterer Baustein ist die Sektorenkopplung, bei der überschüssiger grüner Strom aus Wind- und PV-Erzeugung in der Wärme über Power-to-Heat genutzt wird, anstatt ihn abzuregeln. Der Anteil wird auf 4 % geschätzt.

Nach dem Kohleausstieg erfolgt der sukzessive Ausstieg aus fossilem Gas. Ermöglicht wird der Ausstieg durch einen weiteren Ausbau von Großwärmepumpen auf einen Anteil von 16 %, unter anderem zur effizienteren Nutzung der Abwärme aus der thermischen Abfallverwertung der BSR mittels einer Rauchgaskondensationswärmepumpe (+ 4 %), Geothermie (+ 3 %) sowie der Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff an ersten KWK-Standorten.

Im Jahr 2040 substituiert erneuerbarer Wasserstoff an allen KWK-Standorten fossiles Gas in KWK-Anlagen und Gaskesseln und wird einen Anteil von 21 bis zu 39 % an der gesamten Wärmeerzeugung haben. Dies ist davon abhängig, wie viel Spitzenlastgaskessel an kleineren Standorten durch Wasserstoff oder durch andere Technologien (wie P2H, Bioöl oder CCS) ersetzt werden. Im Vergleich zur heutigen Wärmeerzeugung aus Erdgas wird die Wärmeerzeugung aus Wasserstoff bis zu 55 Prozentpunkte geringer sein. Mit einem Anteil von 7 % wird Geothermie einen wesentlichen Beitrag zur Grundlastversorgung liefern. Wärmepumpen werden ihren Anteil auf ein Fünftel steigern während der Anteil an nachhaltiger Biomasse auf etwa 16 % sinken wird.

Der Detailgrad und die derzeitige Planungstiefe sind für die angedachten Transformationsmaßnahmen bis zum ersten Stützjahr 2030 schon sehr hoch. Für die weiteren Stützjahre nimmt die Unsicherheit aufgrund des langen Zeithorizonts sukzessive zu. Je nach Entwicklung des Energiemarkts und des weiteren Marktumfeldes, insbesondere der lokalen Verfügbarkeit von klimaneutralen Energieträgern, wird bereits im Jahr 2040 Klimaneutralität erreicht, jedoch spätestens im Jahr 2045.

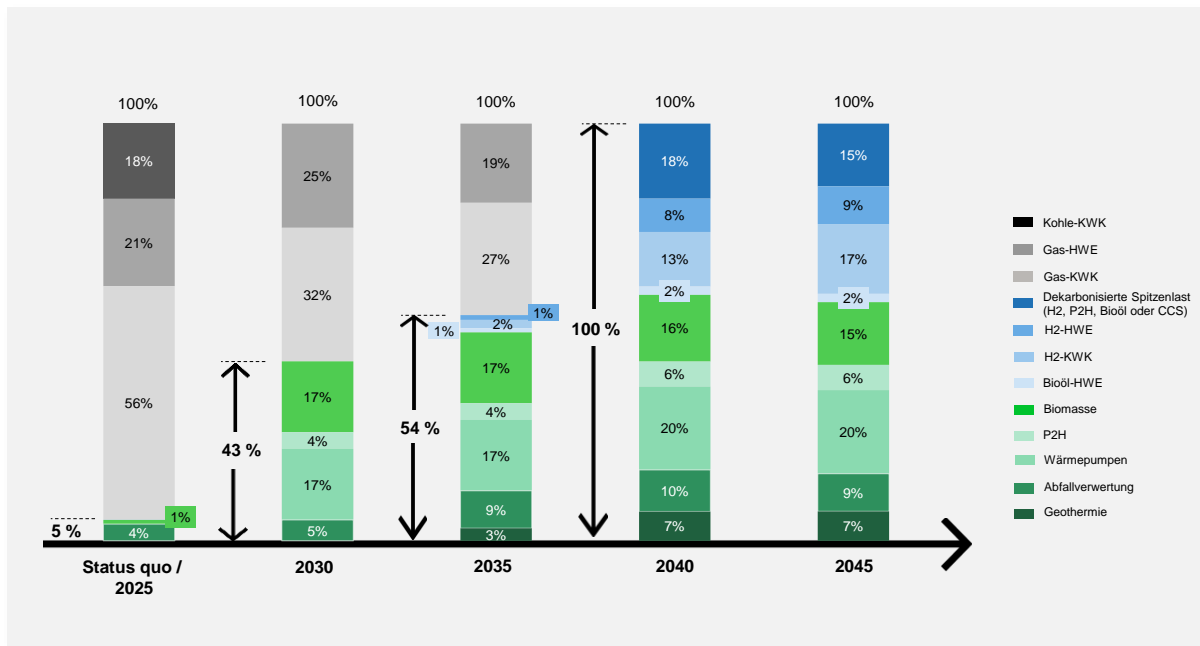


Abbildung 10: Entwicklung Energieträgermix über alle Netze

Am Beispiel des Verbundnetzes, mit einem Anteil von 96 % am gesamten Wärmeabsatz das deutlich größte Fernwärmenetz, wird die Entwicklung der Dekarbonisierung anhand weiterer Kennzahlen dargestellt und erläutert (siehe nachfolgende Tabelle 5). Basis dieser Angaben sind die erzeugerspezifischen Wärmemengen, die auf den zukünftigen Wärme- und Kälteverbrauch der Kunden basieren.

Für den Primärenergiefaktor (PEF), der die spezifisch eingesetzte Energie zur Wärmeerzeugung beschreibt, ist für 2021 der aktuelle bis 2025 zertifizierte Wert angegeben. Die Berechnung erfolgt dabei entsprechend der im Gebäudeenergiegesetz (GEG) und der AGFW-Richtlinie FW 309-1 spezifizierten Stromgutschriftmethode³. In den kommenden Jahren wird jedoch aufgrund des mittlerweile sich stark verändernden Strommixes ein Abrücken von der Stromgutschriftmethode als Berechnungsvorschrift erwartet. Die Carnot-Methode ermöglicht eine thermodynamisch begründete Aufteilung des Brennstoffaufwands auf Wärme und Strom in KWK-Anlagen, die ohne Annahmen zu Strommix und anderen technischen Parametern auskommt. Ein Methodenwechsel wird bis spätestens 2030 erwartet⁴. Daher werden ab 2030 sowohl der PEF als auch die spezifischen CO₂-Emissionen zusätzlich nach der Carnot-Methode (s. AGFW-Richtlinie FW 309-6) berechnet.

Die folgende Tabelle 5 zeigt die spezifischen energetischen Kennzahlen für CO₂-Emissionen und Primärenergie, die aus den langfristigen Planungsrechnungen berechnet

³ Bei der Stromgutschriftmethode wird ein Verdrängungsmix für die allgemeine Stromversorgung angenommen, welche durch KWK-Stromerzeugung verdrängt wird. Der dadurch vermiedene Primärenergiebedarf bzw. vermiedene CO₂-Emissionen werden der Wärme gutgeschrieben.

⁴ Darüber hinaus existieren u. a. noch die Finnische, Kalorische, Carnot- und Arbeitswert-Methode (siehe dazu: „Die Nutzung von Exergieströmen in kommunalen Strom-Wärme-Systemen zur Erreichung der CO₂-Neutralität von Kommunen bis zum Jahr 2050“, IFEU 2014). Da diese im Zuge dieses Dekarbonisierungsfahrplans nicht verwendet werden, wird auf diese nicht weiter eingegangen.

wurden. Die Kennzahlen sind für die Jahre 2025, 2030, 2035, 2040 und 2045 sowie 2021 als vergleichbarer Absprungpunkt angegeben. Hinweis: Die Planwerte sind als Richtwert zu verstehen und können von den wirklich eintretenden Werten, in Abhängigkeit von der Außentemperatur, signifikant abweichen.

Verbundnetz	Erzeugung [GWh _{th}]	Verluste [GWh _{th}]	Absatz [GWh _{th}]	Spez. CO ₂ -Emissionen FW 309-1 (Strom-gut-schrift) [gCO ₂ e/kWh]	Spez. CO ₂ -Emissionen nach FW 309-6 (Carnot) [gCO ₂ /kWh]	PEF nach FW 309-1 (Strom-gut-schrift)	PEF nach FW 309-6 (Carnot)
2021	10.197	619	9.578	55,6	-	0,44	-
2025	10.684	939	9.745	55,6 (zertifiziert)	-	0,44 (zertifiziert)	-
2030	11.567	1.014	10.553	77	102	0,59	0,64
2035	12.115	1.061	11.054	116	79	0,61	0,54
2040	12.512	1.095	11.417	0*	0	0,23	0,22
2045	12.632	1.105	11.527	0*	0	0,23	0,22

IST-Werte / Zertifiziert
 Planwerte

*Bei fossilen Strommarktanteilen in 2040 würde mit der Stromgutschriftmethode die Stromerzeugung mit Wasserstoff zu negativen spezifischen CO₂-Emissionen für die Wärme führen. Es wird allerdings erwartet, dass der Verdrängungsmixfaktor bei einem klimaneutralen Strommarkt bis final auf 0 abgesenkt wird. Dies ist ein Grund, warum die Stromgutschriftmethode langfristig nicht funktioniert.

Tabelle 5: Entwicklung weiterer Kennzahlen Verbundnetz

Durch Verdichtung und Erweiterung des Fernwärmenetzes steigt der Absatz an Kunden kontinuierlich über den gesamten betrachteten Zeithorizont an. Um diesen erhöhten Absatz zu decken, muss ebenfalls mehr Wärme erzeugt werden. Da künftige Effizienzmaßnahmen nicht berücksichtigt sind, steigen auch die Verluste absolut an.

Der PEF beträgt im Verbundnetz zertifiziert nach der Stromgutschriftmethode (siehe Fußnote 2) aktuell 0,44. Zwei wesentliche Faktoren führen zu einer erwarteten Erhöhung des PEF in den 2030er Jahren: Zum einen führt der Kohleausstieg zu einer deutlich geringeren Stromproduktion, da die Kohle-KWK-Anlagen durch Gas-HWE und Gas-KWK-Anlagen sowie erneuerbare Wärme ersetzt werden. Dadurch wird dem Strom weniger Primärenergieverbrauch zugeschrieben, weswegen in der Folge der PEF der Wärme steigt. Zum anderen wird voraussichtlich der zugrunde liegende Verdrängungsstrommix, der Deutschlandmix, bis 2030 deutlich CO₂-ärmer (Ziel der Bundesregierung für 2030: 80 % des Stromverbrauchs werden durch erneuerbare Energien gedeckt). Hierdurch sinkt der Anteil an Primärenergie, welcher der Stromerzeugung zugeordnet wird, was zugleich eine Steigerung des Anteils an Primärenergie bedeutet, der der Wärme zugeordnet wird. Als Konsequenz steigt der PEF auf circa 0,6 in den 2030er Jahren an. Da diese Herangehensweise durch die erläuterten veränderten Rahmenbedingungen langfristig wenig sinnvoll ist, wird eine Umstellung der Methode bspw. auf die Carnot-Methode erwartet. Durch die Substitution von Erdgas

mit klimaneutralen Energieträgern sinkt der PEF im Laufe der 2030er Jahre bei beiden betrachteten Methoden auf circa 0,2 in 2040.

Mit aktuell 55,6 g CO₂e/kWh sind die spezifischen CO₂-Emissionen durch die Stromgutschriftmethode mit hohem KWK-Anteil besonders gering. Mit dem Wechsel der Methode auf Carnot sowie bedingt durch den Kohleausstieg und zukünftig geringerer KWK-Stromerzeugung verändert sich der Wert analog zum PEF auf gut 102 g CO₂/kWh. Um die Entwicklung der Netze beurteilen zu können, sollten die Allokationsmethoden zur Zuordnung von CO₂-Emissionen nebeneinander betrachtet werden. Ein Vergleich der Werte zwischen den Methoden ist nicht möglich. Langfristig sinkt der Wert dann durch den stufenweisen Ersatz von Gas-KWK durch Biomasse, P2H, zusätzlicher Wärmepumpen, Geothermie und zu gewissen Anteilen durch erneuerbaren Wasserstoff. Mit dem vollständigen Gasausstieg 2040 wird der Wert deutlich reduziert und sinkt auf 0 g CO₂/kWh unter der Annahme, dass auch der Strom für den Betrieb von Wärmepumpen bis dahin fossilfrei ist.

Im Jahr 2040, spätestens jedoch im Jahr 2045, wird das Fernwärmenetz Berlin vollständig dekarbonisiert sein.

Anhang 1: Parameter Netzbetrieb der Teil- und Heiznetze

Netznummer	Teilwärmenetz	Anzahl Versorgungsleitungen	Parameter zur Ermittlung der Nenndruckstufe der Bauteile von Wärmenetz, Übergabestation, Wärmeübertrager				Parameter zur Planung und Auslegung der Hausstation			
			max. zulässige Betriebstemp.	max. zulässiger Betriebsdruck	Bezugsniveau	minimale Nenndruckstufe	max. Heizwasservorlauftemperatur der Fahrkurve (t _{v,max})	min. Heizwasservorlauftemperatur der Fahrkurve (t _{v,min})	TAB-Fahrkurve, Punkt 8.2	Mindestauskühlung des HWD (Δt _{min})
1000	FV Nord TN Reuter, Siemensstadt	3	120 °C	16 bar (Ü)	30 m ü. NN	PN25	HZG = 110 °C KLB = 105 °C	HZG = 80 °C ⁰ KLB = 80 °C ¹⁾	A	55 K
1900	HN Bayernring (Tempelhof)	2	140 °C	16 bar (Ü)	15 m ü. NN	PN25	100 °C	80 °C	F	55 K
2000	HN Friedrichsfelde	2	140 °C	16 bar (Ü)	43 m ü. NN	PN25	135 °C	80 °C	B	90 K
2002	HN Friedrichsfelde TN Oberschöneweide	2	140 °C	16 bar (Ü)	43 m ü. NN	PN25	135 °C	80 °C	B	90 K
2081	Salzmannstraße (Sek. DM 16 L43WR1801)	2	140 °C	6 bar (Ü)	35 m ü. NN	PN16	135 °C	80 °C	B	90 K
2082	Dolgenseestraße (Sek. DM 18 L43WR1801)	2	140 °C	6 bar (Ü)	35 m ü. NN	PN16	135 °C	80 °C	B	90 K
2084	Michigenseestraße (Sek. DM 24 L43WR2401)	2	140 °C	6 bar (Ü)	35 m ü. NN	PN16	135 °C	80 °C	B	90 K
2085	Baikalstraße (Sek. DM 29 L43WR2901)	2	140 °C	6 bar (Ü)	35 m ü. NN	PN16	135 °C	80 °C	B	90 K
2086	Rummelsburger Straße (Sek. DM 35 L43WR3501)	2	140 °C	6 bar (Ü)	35 m ü. NN	PN16	135 °C	80 °C	B	90 K
2100	FV Klingenberg/Lichtenberg	2	140 °C	16 bar (Ü)	43 m ü. NN	PN25	135 °C	80 °C	B	90 K
2162	U-Gürtelstraße (Sek. P02WU0300)	2	120 °C	6 bar (Ü)	47 m ü. NN	PN16	100 °C	70 °C	G	55 K
2163	U-Buggenhagenstraße (Sek. L80WU0400)	2	120 °C	6 bar (Ü)	52 m ü. NN	PN16	100 °C	70 °C	G	55 K
2167	U-Sültstraße (Sek. P16WU0201)	2	140 °C	16 bar (Ü)	43 m ü. NN	PN16	110 °C	80 °C	E	65 K
2185	Prenzlauer Promenade (Sek. DR W03WR0101)	2	140 °C	16 bar (Ü)	43 m ü. NN	PN25	135 °C	80 °C	B	90 K
2600	FV Mitte	2	140 °C	13 bar (Ü)	35 m ü. NN	PN25	135 °C	80 °C	B	90 K
2601	FV Mitte TN Kreuzberg/Tiergarten	2	140 °C	13 bar (Ü)	35 m ü. NN	PN25	135 °C	80 °C	B	90 K
2602	FV Mitte TN Potsdamer Platz	2	140 °C	13 bar (Ü)	35 m ü. NN	PN25	135 °C	80 °C	B	90 K
2661	U1-Schillingstraße (Sek. M24WU3103)	2	120 °C	6 bar (Ü)	35 m ü. NN	PN16	100 °C	70 °C	G	55 K
2662	U2-Schillingstraße (Sek. M24WU2502)	2	120 °C	6 bar (Ü)	35 m ü. NN	PN16	100 °C	70 °C	G	55 K
2663	U3-Neue Blumenstraße (Sek. M24WU3004)	2	120 °C	6 bar (Ü)	35 m ü. NN	PN16	100 °C	70 °C	G	55 K
2664	U4-Singerstraße (Sek. M24WU2705)	2	120 °C	6 bar (Ü)	35 m ü. NN	PN16	100 °C	70 °C	G	55 K
2665	U5-Berolinastraße (Sek. M24WU3705)	2	120 °C	6 bar (Ü)	35 m ü. NN	PN16	100 °C	70 °C	G	55 K
2666	U6-Berolinastraße (Sek. M24WU3700)	2	120 °C	6 bar (Ü)	35 m ü. NN	PN16	100 °C	70 °C	G	55 K
2667	U8-Weydemeyerstraße (Sek. M24WU3901)	2	120 °C	6 bar (Ü)	35 m ü. NN	PN16	100 °C	70 °C	G	55 K

Netznummer	Teilwärmenetz	Anzahl Versorgungsleitungen	Parameter zur Ermittlung der Nenndruckstufe der Bauteile von Wärmenetz, Übergabestation, Wärmeübertrager				Parameter zur Planung und Auslegung der Hausstation			
			max. zulässige Betriebstemp.	max. zulässiger Betriebsdruck	Bezugsniveau	minimale Nenndruckstufe	max. Heizwasservorlauftemperatur der Fahrkurve (tv,max)	min. Heizwasservorlauftemperatur der Fahrkurve (tv,min)	TAB-Fahrkurve, Punkt 6.2	Mindestauskühlung des HWD (dtmin)
2681	Berolinastraße (Sek. DM 7 M24WR4300)	2	140 °C	6 bar (Ü)	35 m ü. NN	PN16	135 °C	80 °C	B	90 K
2682	Andreasstraße (Sek. DM 10 F03WR2602)	2	120 °C	6 bar (Ü)	35 m ü. NN	PN16	100 °C	70 °C	G	55 K
3000	FV Nord TN Charlottenburg/Wilmersdorf-Nord	3	120 °C	16 bar (Ü)	30 m ü. NN	PN25	HZG = 110 °C KLB = 105 °C	HZG = 80 °C ⁴⁾ KLB = 80 °C ¹⁾	A	55 K
3800	FV Nord TN Spandau	2	120 °C	16 bar (Ü)	30 m ü. NN	PN25	110 °C	80 °C	A	55 K
3900	FV Nord TN Schöneberg	2	120 °C	16 bar (Ü)	30 m ü. NN	PN25	110 °C	80 °C	A	55 K
4000	FV Nord TN Moabit Nord/Wedding	3	120 °C	16 bar (Ü)	30 m ü. NN	PN25	HZG = 110 °C KLB = 105 °C	HZG = 80 °C ⁴⁾ KLB = 80 °C ¹⁾	A	55 K
5000	FV Nord TN Moabit Süd/Tiergarten	3	120 °C	16 bar (Ü)	30 m ü. NN	PN25	HZG = 110 °C KLB = 105 °C	HZG = 80 °C ⁴⁾ KLB = 80 °C ¹⁾	A	55 K
7000	FV Süd	3	120 °C	16 bar (Ü)	30 m ü. NN	PN25	HZG = 110 °C KLB = 105 °C	HZG = 80 °C ⁴⁾ KLB = 80 °C ¹⁾	A	55 K
8000	HN Buch	2	140 °C	10 bar (Ü)	71 m ü. NN	PN25	130 °C	80 °C	C	85 K
8200	HN Blankenburger Straße	2	130 °C	16 bar (Ü)	46 m ü. NN	PN25	110 °C	80 °C	E	65 K
8300	HN Adlershof	2	140 °C	16 bar (Ü)	25 m ü. NN	PN16	110 °C	90 °C ³⁾	I	65 K
8400	HN Köpenick	2	140 °C	16 bar (Ü)	25 m ü. NN	PN25	135 °C	80 °C	B	90 K
8412	Friedrichshagener Straße (Sek. BM Hanseatica K27WR0005)	2	120 °C	16 bar (Ü)	35 m ü. NN	PN25	100 °C	80 °C	F	55 K
8600	HN Friedrichshagen	2	140 °C	16 bar (Ü)	0 m ü. NN	PN25	130 °C	80 °C	C	85 K
8701	HN Görschstraße I	2	120 °C	16 bar (Ü)	0 m ü. NN	PN25	100 °C	80 °C	F	55 K
8702	HN Schulstraße	2	120 °C	16 bar (Ü)	0 m ü. NN	PN25	100 °C	80 °C	F	55 K
8800	HN Altglienicke	2	140 °C	16 bar (Ü)	0 m ü. NN	PN25	135 °C	80 °C	B	90 K
8900	HN Märkisches Viertel	2	140 °C	16 bar (Ü)	30 m ü. NN	PN25	130 °C ³⁾	80 °C	H	85 K

1) In der Heizperiode kann der KLB auf die Parameter des Heizungsleiters reguliert und in der heizfreien Zeit kann die Heizwasservorlauftemperatur des KLB-Leiters bis auf 80 °C abgesenkt werden.

2) Abweichend von der TAB-Fahrkurve beträgt die min. Heizwasservorlauftemperatur für die Auslegung 80°C

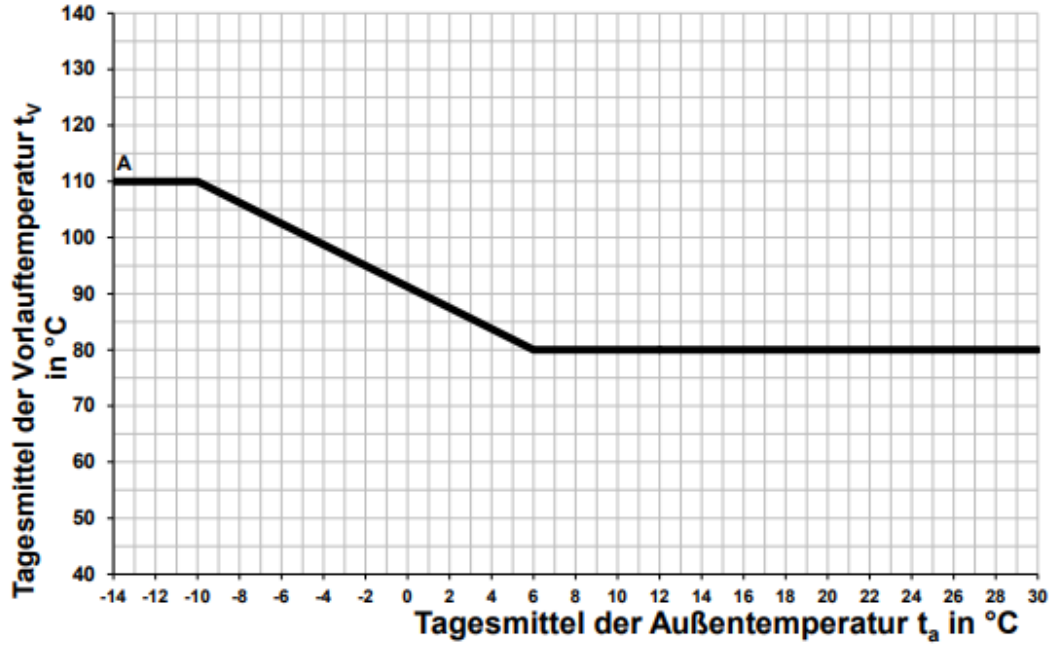
3) Es ist vorgesehen, die max. Heizwasservorlauftemperatur auf 105 °C abzusenken. Bei der hydraulischen und thermischen Auslegung der Bauteile ist eine minimale Heizwasservorlauftemperatur von 105 °C anzusetzen. Sicherheitstechnisch sind die Hausstationen für eine maximal zulässige Betriebstemperatur von 140 °C auszulegen.

4) Der Heizungsanlauf kann außerhalb der Heizperiode entsprechend der TAB-Fahrkurve A zur Verfügung stehen. Sofern der Kunde außerhalb der Heizperiode eine automatisierte Beschränkung der Wärmeabnahmemöglichkeit wünscht, hat er diese durch geeignete technische Maßnahmen in der Kundenanlage sicherzustellen (bspw. mit einer Außentemperatur geführten Regeleinrichtung).

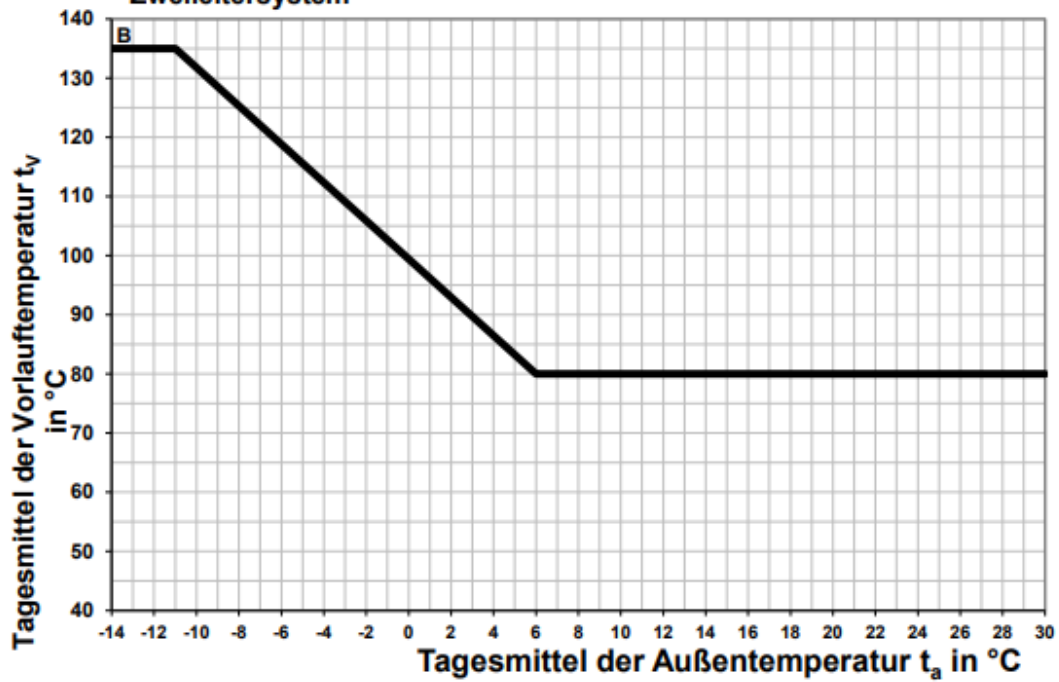
Die Heizwasservorlauftemperaturen können zeitweise bis zu 3 K abweichen. Bei Umschaltstationen gelten die Temperaturen und die Fahrkurve der Netze 3800 bzw. 3900.

Anhang 2: TAB-Fahrkurven

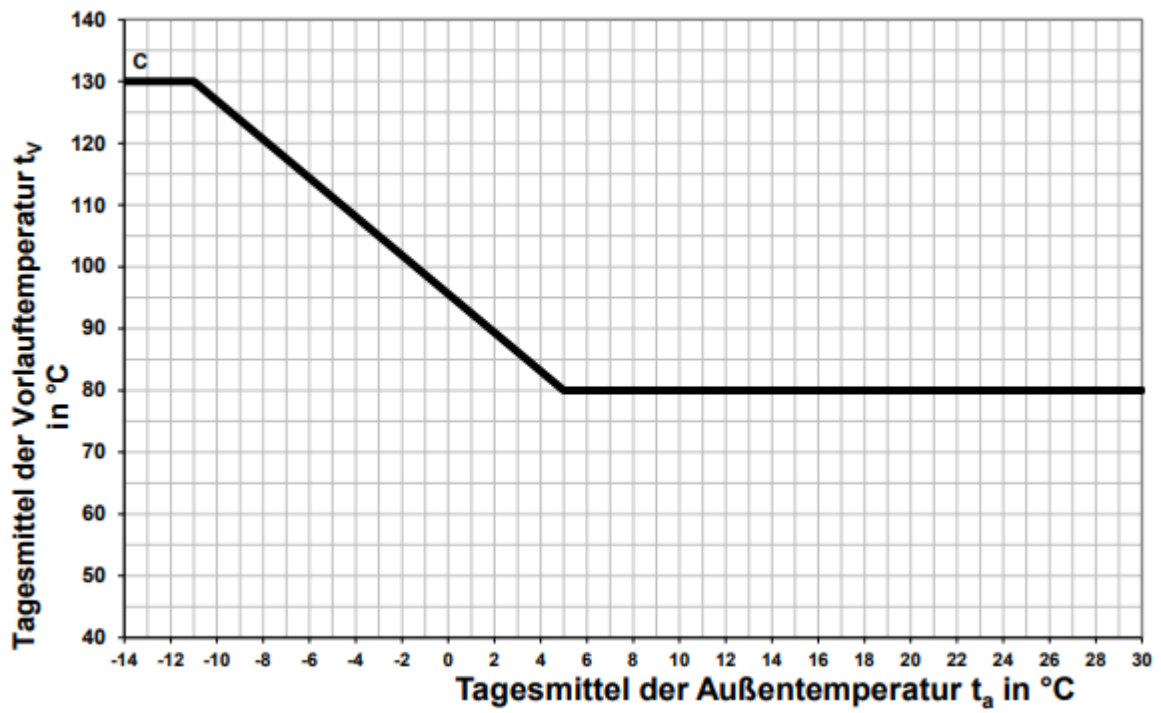
Fahrkurve A, Dreileitersystem



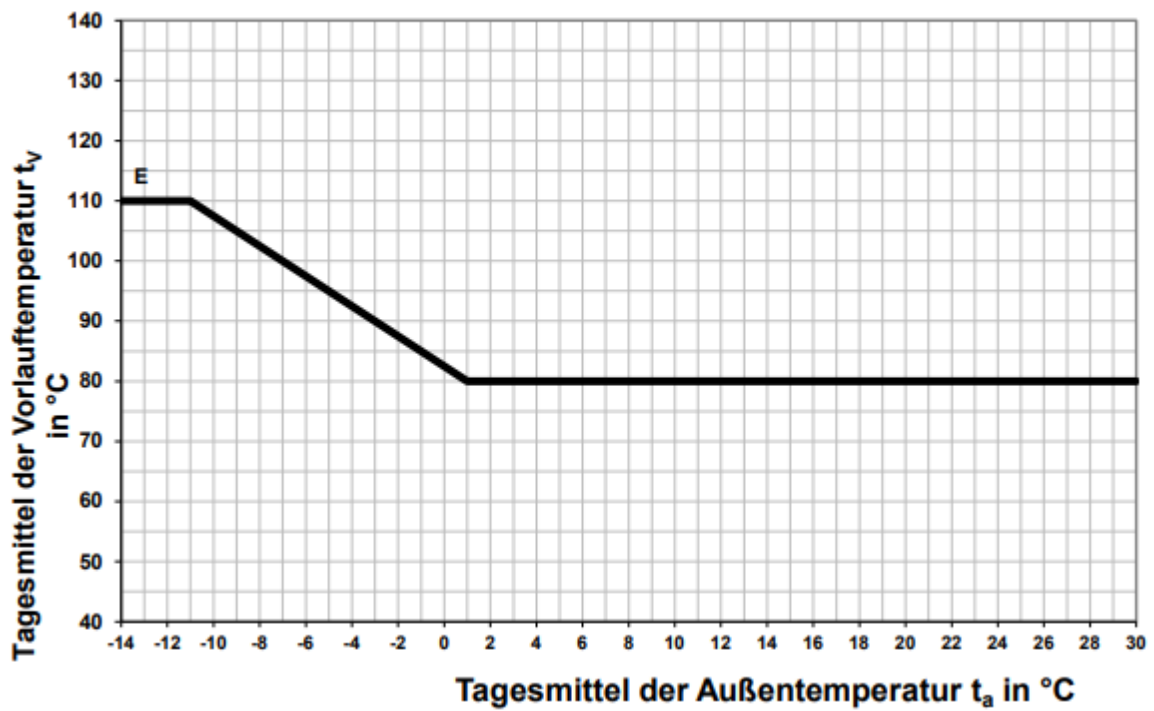
**Fahrkurve B,
Zweileitersystem**



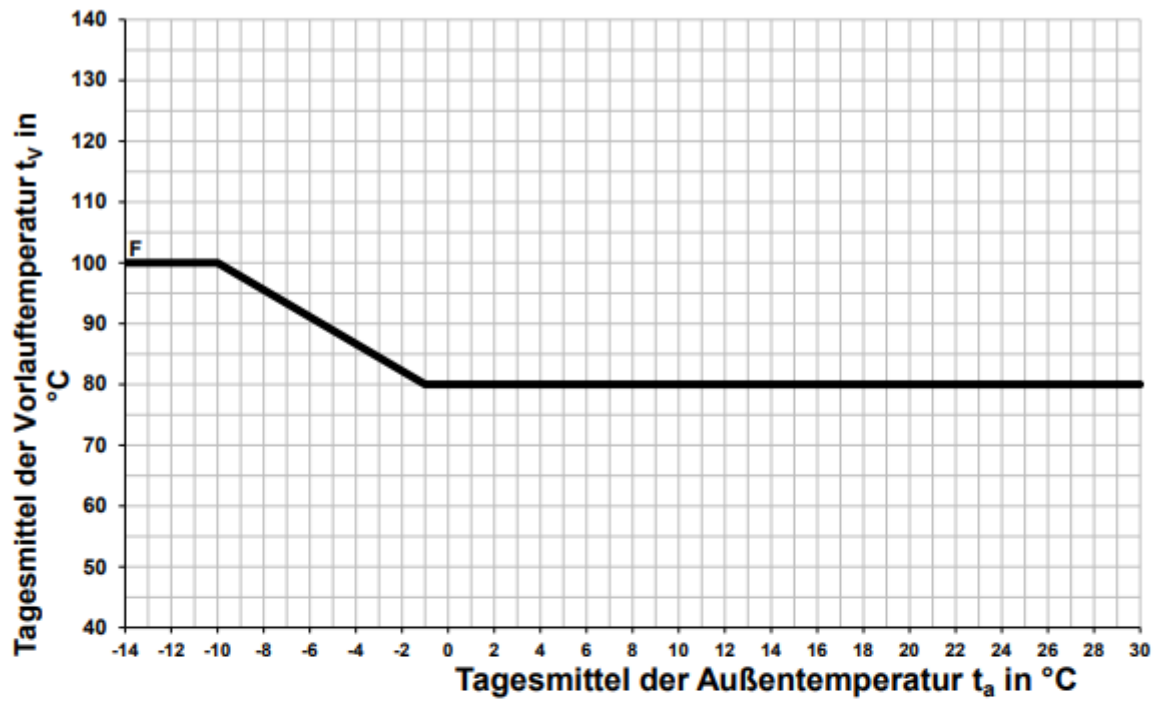
Fahrkurve C, Zweileitersystem



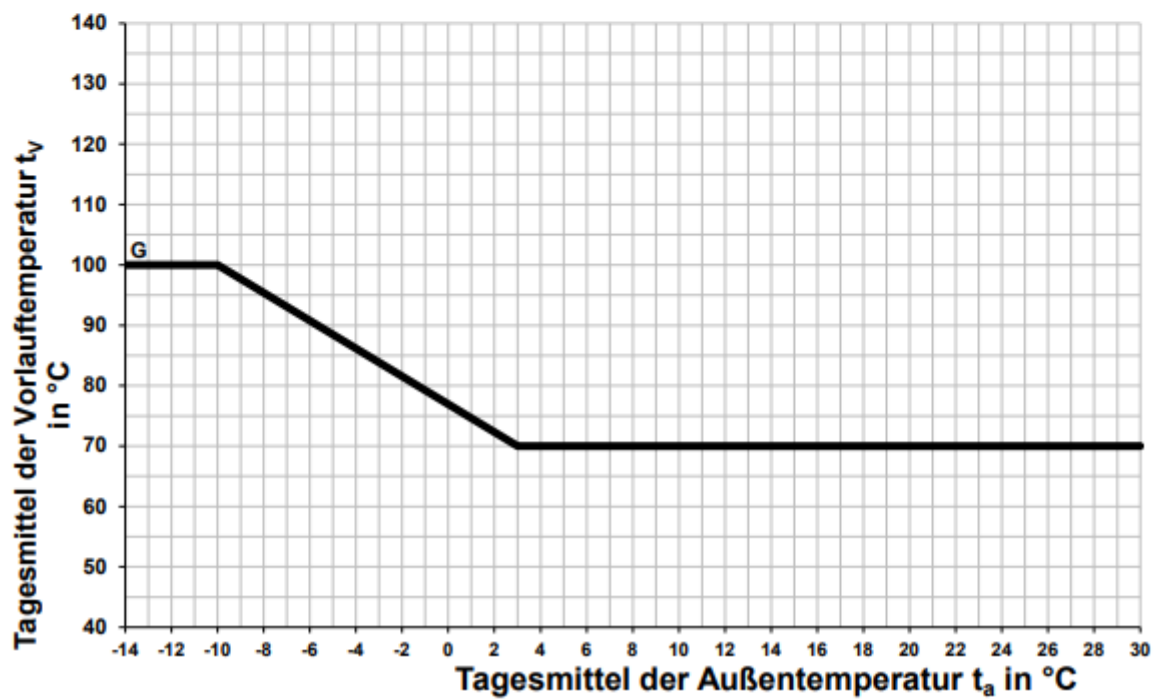
Fahrkurve E, Zweileitersystem



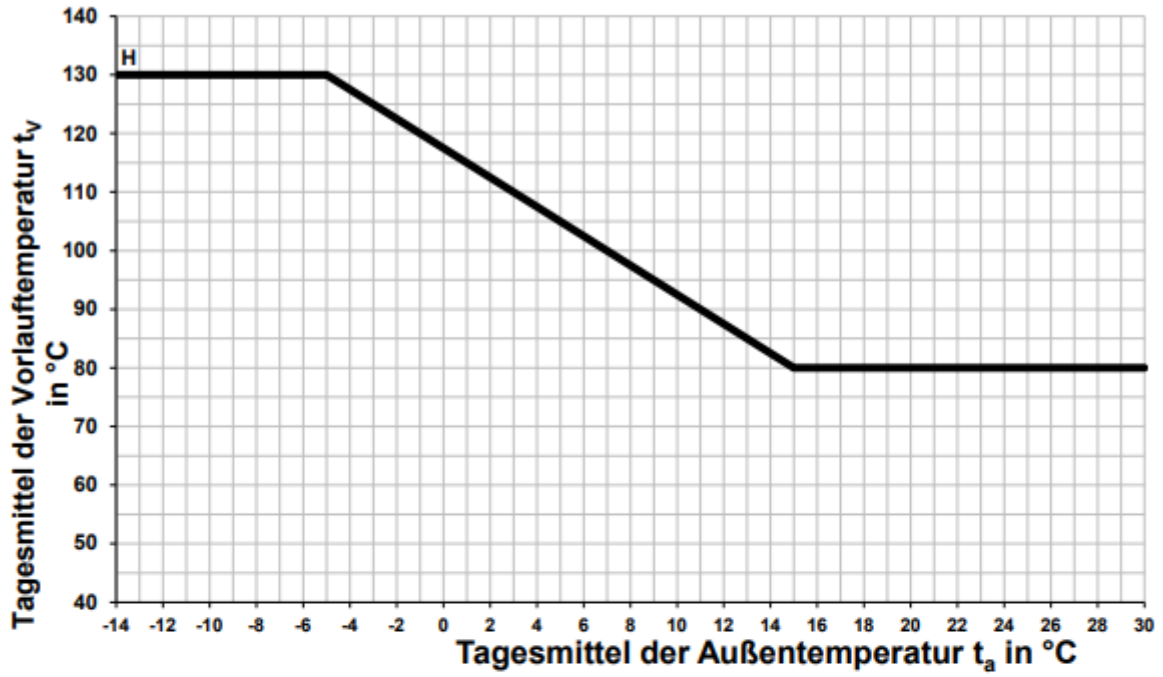
Fahrkurve F, Zweileitersystem



Fahrkurve G, Zweileitersystem



Fahrkurve H, Zweileitersystem



Fahrkurve I, Zweileitersystem

