

Masterarbeit

Thema

Modernisierung der Wärmeversorgung von zwei
Liegenschaften der SWG Tangerhütte GmbH in Grieben und
Tangerhütte

1 Inhaltsverzeichnis

1	Inhaltsverzeichnis.....	II
2	Tabellenverzeichnis.....	IV
3	Abbildungsverzeichnis.....	V
4	Vorwort.....	1
5	Liegenschaft Grieben.....	3
5.1	Ist-Zustand.....	3
5.2	Aufgabenstellung.....	4
5.3	Energiekonzeptvarianten.....	5
5.4	Solarthermie.....	5
5.4.1	Arten von Solarkollektoren.....	6
5.4.2	Ausrichtung und Verschattung.....	9
5.4.3	Solarspeicher.....	13
5.4.4	Referenzgebäude.....	17
5.4.5	Analyse der thermischen Gebäudehülle.....	18
5.4.5.1	Methode.....	18
5.4.5.2	Außenwand.....	19
5.4.5.3	Kellerdecke.....	20
5.4.5.4	Oberste Geschossdecke.....	22
5.4.5.5	Fenster.....	23
5.4.5.6	Ergebnis und Übersicht.....	23
5.4.6	Erstellung und Planung des Referenzgebäudes.....	23
5.4.6.1	Normnutzfläche.....	23
5.4.6.2	Spezifischer Transmissionswärmeverlust H_T	25
5.4.6.3	Ermittlung der wärmeübertragenden Flächen.....	27
5.4.6.4	Bestimmung der Heizlast.....	31
5.4.6.5	Spezifische Heizlast.....	35
5.4.6.6	Warmwasserbedarf.....	36
5.5	Energiekonzepte.....	38
5.5.1	Übersicht der Varianten.....	38
5.5.2	Ermittlung der jährlichen Heizarbeit für alle vorgestellten Varianten.....	40
5.5.3	Wirkungs-, Normnutzungs- und Jahresnutzungsgrad.....	41
5.5.4	Warmwasser- und Heizungsverluste.....	42
5.5.5	Flächenheizung.....	45
5.5.6	Produktion und Eigenschaften der Holzhackschnitzel.....	48
5.5.7	Detaillierte Vorstellung der Varianten.....	49
5.5.7.1	Variante 1.....	49
5.5.7.2	Variante 1A.....	55
5.5.7.3	Variante 1B.....	59
5.5.7.4	Variante 1C.....	64
5.5.7.5	Variante 2.....	67
5.5.7.6	Variante 2A.....	72
5.5.7.7	Variante 2B.....	75
5.5.7.8	Variante 2C.....	78
5.5.7.9	Variante 3.....	81
5.6	Fazit.....	86

6	Liegenschaft Tangerhütte	87
6.1	Aufgabenstellung	87
6.2	Lage und Ist-Zustand	87
6.3	Das Blockheizkraftwerk.....	88
6.3.1	Das Prinzip	88
6.3.2	Vorteile.....	89
6.3.2.1	Allgemeine Vorteile.....	89
6.3.2.2	Vergleich zu konventionellen Methoden	90
6.3.2.3	Geringere Umweltbelastung	91
6.3.3	Dimensionierung	92
6.3.3.1	Allgemein.....	92
6.3.3.2	Jahresdauerlinie.....	93
6.3.3.3	Zusatzenergiebezug und Energieeinspeisung	95
6.3.3.4	Teillastfaktor	95
6.3.3.5	Pufferspeicher	96
6.3.4	Förderung, Vergütung und Zuschläge.....	97
6.3.4.1	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz	97
6.3.4.2	Energieeinspeisepreis und Baseloadpreis	99
6.3.4.3	EEG-Zuschlag	100
6.3.4.4	Investitionszuschuss.....	100
6.3.4.5	Zuschuss für den Pufferspeicher	101
6.3.4.6	Zuschuss für Wärme- und Kältenetze.....	101
6.3.4.7	Rückerstattung der Energiesteuer	102
6.3.4.8	Gesamtvergütung	102
6.3.5	Wirtschaftlichkeit und Sensitivitätsanalyse	103
6.4	Konzeptvarianten	103
6.5	Verbrauchswerte	105
6.6	Detaillierte Variantenbetrachtung	106
6.6.1	Varianten A	106
6.6.1.1	Variante A1	107
6.6.1.2	Variante A2	110
6.6.2	Varianten B	113
6.6.2.1	Variante B1	114
6.6.2.2	Variante B2	120
6.6.3	Varianten C	128
6.6.3.1	Variante C1	128
6.6.3.2	Variante C2	136
6.7	Fazit.....	140
7	Abkürzungsverzeichnis	142
8	Eidesstattliche Erklärung.....	143
9	Anhang	144 ff.

2 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Wärmeübergangswiderstände nach DIN EN ISO 6946.....	19
Tabelle 2: Ergebnisse der Gebäudehüllenanalyse	23
Tabelle 3: Teilergebnisse und Gesamttransmissionswärmeverlust.....	26
Tabelle 4: Maße, Anzahl und Flächen aller Bauteile der linken Wohnungen	29
Tabelle 5: Maße, Anzahl und Flächen aller Bauteile der rechten Wohnungen.....	30
Tabelle 6: Übersicht der addierten Flächen der wärmeübertragenden Flächen	31
Tabelle 7: Übersicht der Heizlastberechnung des Wohnzimmers im Erdgeschoss	33
Tabelle 8: Heizlast der Räume für die linke Wohnung im Erdgeschoss.....	33
Tabelle 9: Heizlast der Räume für die rechte Wohnung im Erdgeschoss	33
Tabelle 10: Heizlast der Räume für die linke Wohnung im 1. Obergeschoss	33
Tabelle 11: Heizlast der Räume für die rechte Wohnung im 1. Obergeschoss.....	33
Tabelle 12: Heizlast der Räume für die linke Wohnung im 2. Obergeschoss	34
Tabelle 13: Heizlast der Räume für die rechte Wohnung im 2. Obergeschoss.....	34
Tabelle 14: beheizte Flächen der linken Wohnungen	35
Tabelle 15: beheizte Flächen der rechten Wohnungen	35
Tabelle 16: Verteilung der Jahresenergiemenge	40
Tabelle 17: Dämmanforderung für warmgehende Rohrleitungen der EnEV	44
Tabelle 18: Simulationsergebnisse der Variante 1	52
Tabelle 19: Energiebilanz für Variante 1	52
Tabelle 20: Ökobilanz der Variante 1	54
Tabelle 21: Simulationsergebnisse der Variante 1A	56
Tabelle 22: Energiebilanz für Variante 1A	57
Tabelle 23: Ökobilanz der Variante 1A	58
Tabelle 24: Simulationsergebnisse der Variante 1B	61
Tabelle 25: Energiebilanz für Variante 1B	62
Tabelle 26: Ökobilanz der Variante 1B.....	63
Tabelle 27: Simulationsergebnisse der Variante 1C	65
Tabelle 28: Energiebilanz für Variante 1C	66
Tabelle 29: Ökobilanz der Variante 1C.....	67
Tabelle 30: Ökobilanz der Variante 2	72
Tabelle 31: Ökobilanz der Variante 2A	75
Tabelle 32: Ökobilanz der Variante 1B.....	78
Tabelle 33: Ökobilanz der Variante 2C.....	81
Tabelle 34: Energiebilanz für Variante 3 mit 18 Kollektoren.....	82
Tabelle 35: Energiebilanz für Variante 3 mit 36 Kollektoren.....	83
Tabelle 36: Ergebnisübersicht der Liegenschaft in Grieben	86
Tabelle 38: Abstufungen zur Förderung für Anlagen bis 20 kW _{el}	100
Tabelle 39: mögliche Kombinationen für Zuschläge	102
Tabelle 40: Kostenermittlung und Wirtschaftlichkeit der Variante A1	109
Tabelle 41: Kostenermittlung und Wirtschaftlichkeit der Variante A2	112
Tabelle 42: Kostenermittlung u. Wirtschaftlichkeit d. Variante B1 bei dir. Einspeisung.....	118
Tabelle 43: Kostenermittlung und Wirtschaftlichkeit der Variante B1 bei Selbstverbrauch. 119	
Tabelle 44: Kostenermittlung der Variante B2	125
Tabelle 45: Kostenermittlung u. Wirtschaftlichkeit d. V. B2 in Konkurrenz zur V. B1	126
Tabelle 46: Kostenermittlung u. Wirtschaftlichkeit d. Variante C1 bei dir. Einspeisung.....	133
Tabelle 47: Kostenermittlung und Wirtschaftlichkeit der Variante C1 bei Eigenverbrauch . 135	
Tabelle 48: Kostenermittlung u. Wirtschaftlichkeit der Variante C2 bei dir. Einspeisung ... 137	
Tabelle 49: Kostenermittlung und Wirtschaftlichkeit der Variante C2 bei Eigenverbrauch . 139	

3 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Griebener Liegenschaftsgebäude (aktuell).....	3
Quelle: eigene Fotografie	
Abbildung 2: Schornsteine im Gebäude.....	3
Quelle: eigene Fotografie	
Abbildung 3: Bauvorhaben mit Rückbau und Bestand.....	4
Quelle: eigene Fotografie	
Abbildung 4: Vorbild in der Albert-Schweitzer-Straße	4
Quelle: eigene Fotografie	
Abbildung 5: Vorbild in der A.-Schweizer-Straße.....	4
Quelle: eigene Fotografie	
Abbildung 6: Airmass-Grafik.....	5
Quelle: http://www.newport.com/Air-Mass-Filters/377999/1033/info.aspx , 18.10.2013	
Abbildung 7: Schema eines Flachkollektors	7
Quelle: ©Wikipedia, Benutzer RobbyBer, 18.10.2013	
Abbildung 8: Schnittbild eines Flachkollektors	7
Quelle: ©Bernd Rieke für Wikipedia, 18.10.2013	
Abbildung 9: Aufdachmontage	7
Quelle: http://www.springub-meinneuesbad.de/resources/Flachkollektor.jpg , 18.10.2013	
Abbildung 10: Indachmontage	7
Quelle: http://www.wilfert-heizungsbau.de/images/_Wilfert/leistungen/Heizung/1616_SKN-4_flachkollektoren_indach.jpg , 18.10.2013	
Abbildung 11: Modell einer Vakuumröhre	8
Quelle: http://www.solarserver.de/uploads/pics/lexikon_vakuumkollektormbw.gif , 18.10.2013	
Abbildung 12: Vakuumröhre mit Absorber	8
Quelle: http://www.solarserver.de/uploads/pics/lexikon_vakuumkollektormbw.gif , 18.10.2013	
Abbildung 13: Vakuumröhrenkollektor fertig montiert.....	8
Quelle: http://cdn.solaranlagen-portal.com/images/solarthermie/roehrenkollektor.jpg , 18.10.2013	
Abbildung 14: Modell der Verbindungen der Röhren	8
Quelle: http://wiki.sonnenertrag.eu/_media/solarbegriffe:v:fotolia_1266640_xs.jpg , 18.10.2013	
Abbildung 15: Funktionsweise eines CPC-Vakuumröhrenkollektor.....	9
Quelle: www.solaranlage-calpak.de/solaranlage-bilder/solaranlage-vakuumroehrenkollektor-funktionsweise.png , 18.10.2013	
Abbildung 16: Sonnenstand zu unterschiedlichen Jahreszeiten.....	9
Quelle: http://www.kalzip.com/img/solar/de/03_Ausricht_PVAnlg.jpg , 15.11.2013	
Abbildung 17: Sonnenbahndiagramm für Berlin	10
Quelle: V. Quaschnig „Regenerative Energiesysteme – Technologie Berechnung Simulation“ Hanser Verlag	
Abbildung 18: Sonnenbahndiagramm für Kairo	11
Quelle: V. Quaschnig „Regenerative Energiesysteme – Technologie Berechnung Simulation“ Hanser Verlag	
Abbildung 19: Aufstellschema für 45°.....	12
Quelle: http://www.solaranlagen-portal.de/images/solaranlagen-portal/pv/technik/einstrahlungswinkel.jpg , 20.10.2013	
Abbildung 20: Einfluss von Neigung und Ausrichtung auf die Sonneneinstrahlung	12
Quelle: http://www.schmidt-solarstrom.de/uploads/pics/schmidt_dachneigung_01.jpg , 20.10.2013	
Abbildung 21: Sonnenbahnindikator	12
Quelle: http://www.kaminbau-adams.de/images/indikator.jpg , 29.11.2013	
Abbildung 22: herkömmlicher Speicher für Gebäude	13
Quelle: http://www.westendorfer.at/bildergalerie/bilder/30c.jpg , 22.10.2013	
Abbildung 23: schrittweiser Ladezyklus von zwei Schichtenspeichern	13
Quelle: Onlineangebot bei eBay von Solarbayer, 22.10.2013	
Abbildung 24: Schema eines Speichers mit Wärmetauscher.....	14
Quelle: http://www.energieagentur.nrw.de/sol/Onlineanlagen/abakusthermie/bilder/kolektor.gif , 22.10.2013	
Abbildung 25: Beispiel für einen Kombispeicher.....	14
Quelle: Solarspeicher "Jenni Solartank" von der Jenni Energietechnik AG	

Abbildung 26: Klappe im Speicher	15
Quelle: http://www.solvis.de/privatkunden/faq/faq-solarthermie/solarthermie-allgemein.html#faq_52 , 22.10.2013	
Abbildung 27: Speicher der Firma Solvis	15
Quelle: http://www.ikz.de/1996-2005/1999/08/bilder/040010.gif , 22.10.2013	
Abbildung 28: Ladesystem der Firma Energie für Gebäude KG	15
Quelle: Screenshot einer Webanimation von http://www.efg.de/energiesysteme/speedpower2/schichtspeicher , 22.10.2013	
Abbildung 29: Schema des SolvisMax	16
Quelle: http://www.kueppers-heizungsbau.de/asp_service/upload/content/SolvisMax2.jpg , 22.10.2013	
Abbildung 30: Aufbauschema der Außenwand	19
Quelle: www.U-wert.net	
Abbildung 31: U-Wert, Feuchteschutz und Hitzeschutz der Außenwand	20
Quelle: www.U-wert.net	
Abbildung 32: aktueller Zustand der Kellerdecke	20
Quelle: eigene Darstellung	
Abbildung 33: aktuelle Dämmdicke der Kellerdecke	21
Quelle: eigene Darstellung	
Abbildung 34: Aufbauschema der Kellerdecke	21
Quelle: www.U-wert.net	
Abbildung 35: U-Wert, Feuchteschutz und Hitzeschutz der Kellerdecke	21
Quelle: www.U-wert.net	
Abbildung 36: Aufbauschema der obersten Geschossdecke.....	22
Quelle: www.U-wert.net	
Abbildung 37: U-Wert, Feuchteschutz und Hitzeschutz der obersten Geschossdecke.....	22
Quelle: www.U-wert.net	
Abbildung 38: Maße des zukünftigen Gebäudes nach dem Rückbau.....	24
Quelle: eigene Darstellung	
Abbildung 39: Maximalwerte der Transmissionswärmeverluste der EnEV 2009.....	26
Quelle: Nichtamtliche Lesefassung der EnEV 2009 vom 29.4.2009, Seite 34, Tabelle 2	
Abbildung 40: Grundriss für alle Etagen	27
Quelle: eigene Darstellung	
Abbildung 41: Methode zur Ermittlung der wärmeübertragenden Flächen	28
Quelle: eigene Darstellung	
Abbildung 42: Grundriss der linken Wohnungen jeder Etage	29
Quelle: eigene Darstellung	
Abbildung 43: Grundriss der rechten Wohnungen jeder Etage	30
Quelle: eigene Darstellung	
Abbildung 44: monatliche Heizarbeit des Wärmeerzeugers.....	41
Quelle: eigene Darstellung	
Abbildung 45: Bsp. Wirkungsgrade eines Erdgasbrennwertkessels bei untersch. Leistung ...	41
Quelle: http://www.energieverbraucher.de/de/Jahresnutzungsgrad__1057/ , 31.08.2013	
Abbildung 46: Skizze eines Hohlzylinders	42
Quelle: http://www.cnc-lehrgang.de/typo3temp/fl_realurl_image/formel-fuer-mantelflaeche-eines-hohlzylinders-66.jpg , 01.10.2013	
Abbildung 47: Beispiel für eine 28mm-Rohrdämmung.....	44
Quelle: http://www.heima24.de/shop/images/products/main/TF1830028EV.jpg , 20.10.2013	
Abbildung 48: Beispiel für eine 22mm-Rohrdämmung.....	44
Quelle: http://www.heima24.de/shop/images/products/main/TF1820022EV.jpg , 20.10.2013	
Abbildung 49: montierter Heizkörper (Radiator).....	46
Quelle: http://www.buitenduif.de/wp-content/uploads/2011/06/heizkoerper1_gross1.jpg , 20.11.2013	
Abbildung 50: ca. 3 cm Bodenfreiheit	46
Quelle: eigene Fotografie	
Abbildung 51: System der Firma FLEXIRO	47
Quelle: https://www.flexiro-fussbodenheizung.de/uploads/pics/flexiro-fussbodenheizung-slider-2.jpg , 20.11.2013	

Abbildung 52: Kapillarrohr	47
Quelle: http://www.beka-klima.de/uploads/pics/stamm_420x120.jpg , 20.11.2013	
Abbildung 53: Folienmatten Typ P.FS20	47
Quelle: http://www.beka-klima.de/uploads/pics/duennbett-fussbodenheizung-nachruesten.jpg , 20.11.2013	
Abbildung 54: Montageskizze Fonterra Side 12	47
Quelle: http://www.viega.de/s/viega_DE/p/images/content/images_360x/fonterra_side_12_wandheizung_wandaufbau.jpg , 20.11.2013	
Abbildung 55: Montagebeispiel Fonterra Side 12	47
Quelle: http://www.viega.de/s/viega_DE/p/images/content/images_360x/fonterra_side_12_wandheizung_wandaufbau.jpg , 20.11.2013	
Abbildung 56: wärmeempfindliche Folie	47
Quelle: http://www.viega.de/s/viega_DE/p/images/content/images_174x160/rd_Thermografie_174x160_rdax.png , 20.11.2013	
Abbildung 57: fertige Holzhackschnitzel	48
Quelle: http://www.kliniken-oa.de/Image/Holzhackschnitzel.jpg , 15.09.2011	
Abbildung 58: Holzhackschnitzelproduktion am Ort der Rodung	48
Quelle: http://www.bredenstein-gmbh.de/contents/image/Holzchkseln1.jpg , 15.09.2011	
Abbildung 59: Mäharbeiten entlang einer Landstraße	48
Quelle: http://www.strassenbetriebsdienste.de/tl_files/infraervice_nord/bilder/Bankettmahd-010.JPG , 01.12.2013	
Abbildung 60: Anlagenschema Variante 1	50
Quelle: Simulationssoftware GetSolar	
Abbildung 61: jährl. Verteilung der Deckungsrate für WW u. d. Wirkungsgrades von V. 1.. 52	
Quelle: Simulationssoftware GetSolar	
Abbildung 62: Grundriss des Kellergeschosses inkl. möglicher Anlagenteile für Erdgas	54
Quelle: eigene Darstellung, Onlinetool roomle.com	
Abbildung 63: Anlagenschema Variante 1A	55
Quelle: Simulationssoftware GetSolar	
Abbildung 64: jährl. Verteilung der Deckungsrate u. des Wirkungsgrades von Variante 1A. 57	
Quelle: Simulationssoftware GetSolar	
Abbildung 65: Anlagenschema Variante 1B	59
Quelle: Simulationssoftware GetSolar	
Abbildung 66: jährl. Verteilung der Deckungsrate u. des Wirkungsgrades von Variante 1B . 62	
Quelle: Simulationssoftware GetSolar	
Abbildung 67: Anlagenschema Variante 1C	65
Quelle: Simulationssoftware GetSolar	
Abbildung 68: jährl. Verteilung der Deckungsrate u. des Wirkungsgrades von Variante 1C . 66	
Quelle: Simulationssoftware GetSolar	
Abbildung 69: Anlagenschema Variante 2	69
Quelle: Simulationssoftware GetSolar	
Abbildung 70: Grundriss Kellergeschoss inkl. möglicher Anlagenteile für Holzhackschn. ... 71	
Quelle: eigene Darstellung, Onlinetool roomle.com	
Abbildung 71: Schneckenfördersystem	71
Quelle: http://www.kwbheizung.de/typo3temp/pics/0585a9982c.jpg , 25.11.2013	
Abbildung 72: Anlagenschema Variante 2A	73
Quelle: Simulationssoftware GetSolar	
Abbildung 73: Anlagenschema Variante 2B	76
Quelle: Simulationssoftware GetSolar	
Abbildung 74: Anlagenschema Variante 2C	79
Quelle: Simulationssoftware GetSolar	
Abbildung 75: jährl. Verteilung Deckungsrate u. Wirkungsgrades von V. 3 mit 18 Kollekt... 82	
Quelle: Simulationssoftware GetSolar	
Abbildung 76: jährl. Verteilung Deckungsrate u. Wirkungsgrades von V. 3 mit 36 Kollekt... 83	
Quelle: Simulationssoftware GetSolar	
Abbildung 77: Anlagenschema Variante 3 mit 36 Kollektoren	84
Quelle: Simulationssoftware GetSolar	

Abbildung 78: Neustädter Ring 63 - 64 aus südwestlicher Blickrichtung.....	87
Quelle: eigene Fotografie	
Abbildung 79: Neustädter Ring 61 - 62 aus nordwestlicher Blickrichtung	87
Quelle: eigene Fotografie	
Abbildung 80: Luftbilder der Liegenschaft Neustädter Ring.....	87
Quelle: Google Maps, 2013	
Abbildung 81: Das BHKW - Aufbau und Funktionsweise.....	88
Quelle: http://www.wuerz.com/img/images/funktionsweise_bhkw.jpg , 07.10.2011	
Abbildung 82: KWK-Anlagen im Sinne des KWK-Gesetzes	88
Quelle: http://asue.de/cms/upload/inhalte/blockheizkraftwerke/grafiken/grafik-05a-2009-001_cmyk.jpg Grafik aus der Broschüre "Das KWK-Gesetz 2009", Seite 2-3, 27.09.2011	
Abbildung 83: Beispielschema für ein BHKW mit Nahwärmenetz	89
Quelle: http://asue.de/cms/upload/inhalte/blockheizkraftwerke/grafiken/grafik_310_f.jpg , 27.09.2011	
Abbildung 84: Energieeinsparung in einem BHKW durch KWK.....	89
Quelle: http://asue.de/cms/upload/inhalte/blockheizkraftwerke/grafiken/grafik-bhkwgrund-2010-03_cmyk.jpg , 27.09.2011	
Abbildung 85: Vergleich von zentraler und dezentraler KWK.....	90
Quelle: http://asue.de/cms/upload/inhalte/blockheizkraftwerke/grafiken/energiefluesse_f.jpg , 27.09.2011	
Abbildung 86: Emissionsentlastung durch Erdgas statt Kohle oder Heizöl	91
Quelle: http://asue.de/cms/upload/inhalte/blockheizkraftwerke/grafiken/grafik_017_f.jpg , 27.09.2011	
Abbildung 87: Anteil der KWK-Anlagenleistung an der thermischen Gesamtjahresarbeit	92
Quelle: Schmitz, Karl W. (Hg); Schaumann, Gunter: Kraft-Wärme-Kopplung, 4. vollst. bearbeitete und erweiterte Auflage, Springer-Verlag, 2010, Seite 35, Abb. 4.3-1	
Abbildung 88: Beispiel für die Jahreskostenentwicklung.....	92
Quelle: Schmitz, Karl W. (Hg); Schaumann, Gunter: Kraft-Wärme-Kopplung, 4. vollst. bearbeitete und erweiterte Auflage, Springer-Verlag, 2010, Seite 39, Abb. 4.10-1, zur besseren Lesbarkeit bearbeitet und vereinfacht	
Abbildung 89: geordnete Jahresdauerlinie des Wärmebedarfs (BHKW und Kesselanlage) ...	93
Quelle: http://asue.de/cms/upload/inhalte/blockheizkraftwerke/grafiken/grafik-05a-2010-013_cmyk.jpg , 27.09.2011 (zur Erklärung und für eine bessere Lesbarkeit bearbeitet)	
Abbildung 90: Durchschnittswärmemenge einzelner Monate	94
Quelle: eigene Darstellung	
Abbildung 91: geordnete Durchschnittswärmemengen nach Stunden	94
Quelle: eigene Darstellung	
Abbildung 92: grobe Jahresdauerlinie mit 12 Stützpunkten	94
Quelle: eigene Darstellung	
Abbildung 93: Bezug und Einspeisung el. Energie über 24 Stunden	95
Quelle: http://asue.de/cms/upload/inhalte/blockheizkraftwerke/grafiken/grafik-05a-2010-014_cmyk.jpg , 27.09.2011	
Abbildung 94: Drei in Reihe installierte Wärmespeicher	96
Quelle: http://www.ebz-dresden.info/media/Referenzen/Holz/Syllwaschy%20Wittig%20MBSolo%20FK25R/Pufferspeicher%20vorn.jpg , 07.11.2011	
Abbildung 95: Querschnitt eines typischen Wärmespeichers.....	96
Quelle: http://www.xtsolar.de/images/content/RATIO%20Pufferspeicher%20%20%20%2045.jpg , 07.11.2011	
Abbildung 96: Prognose für den KWK-Strom-Anteil	97
Quelle: ASUE-Broschüre "Das KWK-Gesetz 2012 - Grundlagen, Förderung, praktische Hinweise, Seite 4	
Abbildung 97: Höhe des Zuschlags und Dauer der Zahlung für KWK-Strom.....	98
Quelle: ASUE-Broschüre "Das KWK-Gesetz 2012 - Grundlagen, Förderung, praktische Hinweise, Seite 16	
Abbildung 98: Übersicht Energieeinspeisepreis oder Baseloadpreis.....	99
Quelle: eigene Darstellung	
Abbildung 99: Schema zu vermiedenen Netznutzungsentgelte.....	99
Quelle: eigene Darstellung	
Abbildung 101: Typenschild des Heizölkessels.....	106
Quelle: eigene Fotografie	
Abbildung 100: 72 kW Heizölkessel der Liegenschaft Neustädter Ring 61.....	106
Quelle: eigene Fotografie	

Abbildung 102: mögliche Verlegung der Erdgasleitungen für Variante A1	107
Quelle: Google Maps, 2013	
Abbildung 103: Sensitivitätsanalyse der Variante A1	109
Quelle: eigene Darstellung	
Abbildung 104: mögliche Verlegung der Erdgas- und Wärmeleitungen für Variante A2	110
Quelle: Google Maps, 2013	
Abbildung 105: Sensitivitätsanalyse der Variante A2	112
Quelle: eigene Darstellung	
Abbildung 106: Leitungsverlegplan und BHKW-Standorte der Varianten B	113
Quelle: Google Maps, 2013	
Abbildung 107: Jahresdauerlinie einer Anlage mit einem 6,5 kWth BHKW	114
Quelle: eigene Darstellung	
Abbildung 108: Sensitivitätsanalyse der Variante B1 bei direkter Einspeisung.....	118
Quelle: eigene Darstellung	
Abbildung 109: Sensitivitätsanalyse der Variante B1 bei Eigenverbrauch	120
Quelle: eigene Darstellung	
Abbildung 110: Heizölraum Neustädter Ring 61	121
Quelle: eigene Fotografie	
Abbildung 111: Sensitivitätsanalyse der Variante B2.....	127
Quelle: eigene Darstellung	
Abbildung 112: mögliches Nahwärmenetz und Erdgasleitung.....	128
Quelle: Google Maps, 2013	
Abbildung 113: mögliches Nahwärmenetz und Wärmeerzeugerstandorte der Variante C1 .	128
Quelle: Google Maps, 2013	
Abbildung 114: Jahresdauerlinie des Nahwärmenetzes mit einem 13,5 kWth BHKW.....	130
Quelle: eigene Darstellung	
Abbildung 115: Sensitivitätsanalyse der Variante C1 bei direkter Einspeisung.....	134
Quelle: eigene Darstellung	
Abbildung 116: Sensitivitätsanalyse der Variante C1 bei Eigenverbrauch	135
Quelle: eigene Darstellung	
Abbildung 117: mögl. Verlegung eines Nahwärmenetzes und Standort eines Heizhauses...	136
Quelle: Google Maps, 2013	
Abbildung 118: Sensitivitätsanalyse der Variante C2 bei direkter Einspeisung.....	138
Quelle: eigene Darstellung	
Abbildung 119: Sensitivitätsanalyse der Variante C1 bei Eigenverbrauch	139
Quelle: eigene Darstellung	

4 Vorwort

Seit vielen Jahren wird das Thema Erderwärmung und Klimaschutz kontinuierlich brisanter. Dabei ist der Gehalt des Treibhausgases Kohlendioxid in der Atmosphäre eine entscheidende Größe. Nach den Angaben des Weltklimarates ist der CO₂-Gehalt seit dem Beginn der Industrialisierung um 41 Prozent angestiegen. Das sind 500 Milliarden Tonnen Kohlendioxid, die in die Atmosphäre befördert wurden. Hauptsächlich stammt diese Masse aus der Verbrennung von fossilen Energieträgern wie Kohle, Erdgas und Erdöl. Nun wird seit Bestehen der Erdatmosphäre das Kohlendioxid durch verschiedene Prozesse abgebaut. Doch dieser Vorgang ist sehr langwierig und wohl viel zu langsam für die schnelle Entwicklung der Menschheit. Ein Artikel von Susan Solomon aus dem Jahr 2009 besagt, dass ca. 40 Prozent des heute ausgestoßenen Kohlendioxids auch noch im Jahr 3000 in der Atmosphäre zurückbleibt. Somit werden gerade einmal 60% innerhalb von eintausend Jahren durch den Kohlendioxidkreislauf abgebaut. Hinzu kommt die noch längere Halbwertszeit des restlichen Kohlendioxids. Diese beträgt mehrere zehntausend Jahre. Eine Folge eines erhöhten Anteils an Treibhausgasen wie Kohlendioxid ist die Erhöhung der globalen Durchschnittstemperatur. Das weltweite Klima wird somit wärmer. Dadurch schmelzen die Polkappen und Gletscher, wodurch der Meeresspiegel steigt. Auch eine Verschiebung von Klimazonen und damit verbundene Wetterextreme wie Überschwemmungen, Dürrezeiten und Unwetter sind die Folge. Die globale Durchschnittstemperatur ist im Laufe des 20. Jahrhunderts um ca. 1°C angestiegen. Sehr ausgeprägt ist die Erwärmung von 1976 bis heute. Bis zum Ende des 21. Jahrhunderts rechnen Klimaforscher mit einer Erderwärmung zwischen 1,1 bis 6,4 °C. Die Natur kommt mit solchen Veränderungen besser zurecht, als man im ersten Moment glaubt. Hat sie doch schon ganz andere Zeiten und Katastrophen überstanden. Fragt sich nur, wie die Menschheit eine solche Veränderung übersteht. Das Rückgrat unserer modernen Zivilisation sind großflächiger Ackerbau und Viehzucht, sowie Großstädte und Metropolen. Oft sind diese Metropolen nah an Flüsse und Meeresküsten erbaut. Steigt der Meeresspiegel um mehrere Meter, werden diese überschwemmt und unbewohnbar. Eine Verschiebung von Klimazonen mit den schon erwähnten Unwetter und Dürreperioden bedeuten massive Ernteaufschläge.

Hinzu kommt die Tatsache, dass die natürlichen Ressourcen fossiler und nuklearer Energiequellen in absehbarer Zeit zur Neige gehen. Diese Tatsachen motivieren nicht nur die Bundesregierung zum Umdenken. Der Bereich der erneuerbaren Energien rückt seit Jahren mit großen Schritten in den Vordergrund der Energieerzeugung und -versorgung in Deutschland und Europa. Im Jahre 2012 lag der Anteil an fossiler und atomarer Primärenergie in Deutschland bei 89,1%¹. Hinzu kommt, dass 69,3%¹ dieses Anteils aus anderen Ländern, meist Krisengebiete, importiert wird. Dies macht deutlich, wie abhängig Deutschland aktuell von fossilen und atomaren Energieträgern sowie anderen Ländern ist. Eine Fortsetzung des Energiepreisanstiegs ist somit sehr wahrscheinlich. Aus diesen Gründen wird es notwendig die uns verfügbaren Ressourcen so effizient wie möglich zu nutzen. Dabei soll der Primärenergieverbrauch laut dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) bis zum Jahr 2050 um 50 Prozent gegenüber dem Jahr 2008 sinken. Eine vollständige Unabhängigkeit von fossilen Energieträgern benötigt wohl noch mehrere hundert Jahre.

¹ Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie www.BMWi.de [24.06.2013]

Ein großes Potential zur Einsparung von fossilen Ressourcen und damit eine Reduzierung des CO₂-Ausstoßes in die Erdatmosphäre ist der Wärmesektor. Jahrtausende alte Technologien werden wieder interessant und helfen Energie zu sparen. Schon die alten Römer wussten mit einem Hypokaustum, eine Art Fußbodenheizung, mit wenig Energieaufwand große Gebäude zu beheizen. Auch passive Methoden wie große Glasflächen nach Süden ausgerichtet helfen den jährlichen Energieaufwand zu mindern. Zwei moderne Technologien prägen zurzeit die Einsparung von Primärenergie bei der Wärmezeugung für Gebäude. Zum einen sind dies die Nutzung der Sonne mittels Solarthermie und zum anderen die effektive Nutzung bei der Umwandlung von Primärenergie in Wärme- und Elektroenergie mittels kleinen Blockheizkraftwerken.

Aus diesem Grund werden in dieser Arbeit diese zwei Technologien näher betrachtet und bewertet. Die Nutzung von Solarthermie erfolgt dabei mit einem Umbau und Modernisierung eines Mehrfamilienhauses. Die Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplung mittels Blockheizkraftwerkstechnologie erfolgt mit der Substitution von Heizöl durch umweltfreundlicheres Erdgas.

An einigen Stellen werden teils wortwörtliche Passagen inklusive Bildern aus der eigenen Bachelorarbeit des Erstellers in diese Arbeit übernommen.

5 Liegenschaft Grieben

5.1 Ist-Zustand

Der Ort Grieben befindet sich ca. 12km östlich von Tangerhütte. Etwas abgelegen der eigentlichen Ortschaft befindet sich im nordwestlichen Teil von Grieben die Liegenschaft Chausseestraße 17 – 17b. Bei diesem Gebäude handelt es sich um ein sog. „Plattenbau“ des Typs IW57 / IW58. Dieser Typ ist eine Variante mit klassischem Satteldach des in großen Stückzahlen gebauten Typs Q3A, dessen Merkmal eine klassische Ofenheizung mit innenliegenden Schornsteinen ist.

Im Gegensatz zur späteren und sehr verbreiteten WBS70 Bauweise sind die Außenwände nicht mehrschichtig (Sandwichbauweise), sondern aus Betonblöcken gefertigt. Das Gebäude besitzt insgesamt 26 Wohneinheiten. Diese ergeben sich aus drei Aufgängen mit je 8 Wohneinheiten und einer Dachgeschosswohnung bei den beiden äußeren Aufgängen. Aktuell werden die Wohnungen über eine Erdgaszentralheizung mit Wärme versorgt. Im Zuge dieser Sanierung der Heizungsanlage im Jahr 1996 wurden auch diverse Wärmedämmmaßnahmen durchgeführt. Hierzu gehören eine Außendämmung mit der Stärke von 12cm, doppelverglaste Fenster, sowie eine Dämmung der Kellerdecke.



Abbildung 1: Griebener Liegenschaftsgebäude (aktuell)



Abbildung 2: Schornsteine im Gebäude

5.2 Aufgabenstellung

Der Liegenschaftseigentümer SWG Tangerhütte möchte aufgrund jahrelang erhöhtem Leerstand das Wohnkonzept grundlegend ändern. Vorlage hierfür ist das SWG-eigene Konzept einiger Liegenschaften in der Stadt Tangerhütte. Dabei wird das oberste Geschoss inkl. Dach und der mittlere Aufgang zurückgebaut. Im Zuge dieses Rückbaus wird eine komplette Sanierung der nun zwei Gebäude vorgenommen. Ziel dieser Arbeit ist es, ein oder mehrere Energiekonzepte auf Basis von unterschiedlichen regenerativen Energiequellen zu erstellen. Diese Energiekonzepte sollen mindestens die Förderstufe „Effizienzhaus 100“ der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) mit einem jährlichen Primärenergiebedarf von max. 70 kWh/m² erreichen.



Abbildung 3: Bauvorhaben mit Rückbau und Bestand



Abbildung 5: Vorbild in der A.-Schweizer-Straße



Abbildung 4: Vorbild in der Albert-Schweitzer-Straße

Darüber hinaus ersucht die Gemeinde Grieben eine Möglichkeit Biomasse, insbesondere Holzhackschnitzel, als Brennstoff einzusetzen. Diese könnten dank großen eigenen Waldflächen kostengünstig aus Holzresten hergestellt werden. Somit steigt die regionale Wertschöpfung bei gleichzeitiger CO₂-neutraler Wärmeversorgung einiger Wohnungen in Grieben.

5.3 Energiekonzeptvarianten

Ausgangsvariante für alle Energiekonzepte ist das Referenzgebäude der Energieeinsparverordnung 2009 (EnEV 2009). Laut EnEV muss ein Referenzgebäude einen Gas-Brennwertkessel zur Bereitstellung der Raumwärme sowie eine Solarthermieanlage zur Unterstützung der Warmwasserbereitung besitzen. Für diese geforderte Kombination werden drei Varianten mit unterschiedlichen Anlagenkomponenten vorgestellt. Dabei wird unter anderem der solare Ertrag durch eine Installation der Kollektoren auf einem Flach- oder Satteldach ermittelt. Um den Anteil an Primärenergie noch weiter zu senken, werden drei Varianten mit einem Holzhackschnitzelkessel statt einem Erdgasbrennwertkessel erarbeitet. Dabei werden die restlichen Anlagenteile nicht verändert. Somit ist ein direkter Vergleich der Erdgas- und Holzhackschnitzelvarianten möglich. Als letzte und siebente Variante wird eine Möglichkeit mit einem sehr großen Solarspeicher zwischen beiden Gebäuden untersucht.

5.4 Solarthermie

Das „Fusionskraftwerk“ Sonne liefert die regenerative Energie mit dem höchsten Potential aller regenerativen Energiequellen. Der mittlere Abstand zwischen Sonne und Erde beträgt ca. 150 Millionen Kilometer. In diesem Abstand besitzt die Sonnenstrahlung bei einem senkrechten Einfallswinkel 1367 Watt pro Quadratmeter. Dieser Wert wird als Solarkonstante E_0 bezeichnet. Die Sonnenstrahlung tritt in die Atmosphäre ein und wird dabei zum Teil in den Weltraum reflektiert. Der größere Anteil, ungefähr 1000 W/m^2 , wird teilweise durch Wolken und andere Bestandteile in der Atmosphäre absorbiert. Die Strahlung der Sonne erreicht die Erdoberfläche im weltweiten Durchschnitt mit einer Energie von ca. 165 Watt pro Quadratmeter. Damit ist die Energiemenge, die auf die Erde auftrifft, mehr als zehntausendmal größer als der weltweite Gesamtenergiebedarf.

In Deutschland liegt jedoch die solare Strahlungsleistung unter dem weltweiten Durchschnitt. Denn dieser Wert schwankt je nach Position erheblich. Er ist abhängig vom Breitengrad, der Höhenlage und der Witterung. Allein der Weg zwischen Erdoberfläche und dem Vakuum des Weltraums beträgt das 1,5fache (AM 1.5) als ein Standort in Äquatornähe. Dieser Faktor wird Airmassfaktor (Luftmassenfaktor) genannt.

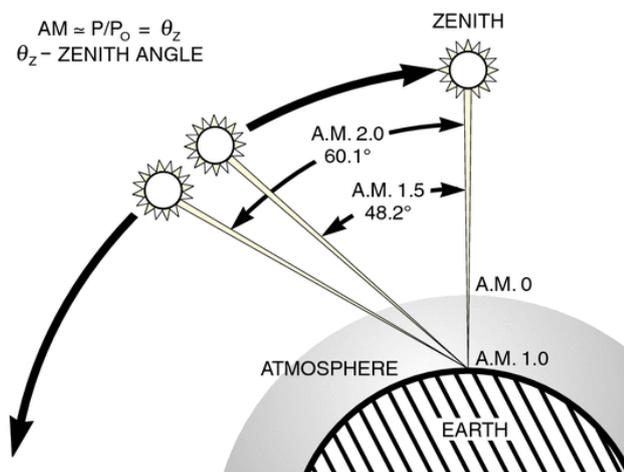


Abbildung 6: Airmass-Grafik

Im Sommer beträgt die solare Strahlungsenergie in Deutschland ca. 200 W/m^2 , im Winter sind es gerade einmal 20 W/m^2 . Laut Deutschem Wetterdienst beträgt die nutzbare Energiemenge 1071 kWh/m^2 pro Jahr. Das entspricht einer Leistung von $122,26 \text{ W/m}^2$. Somit ist weniger als ein Zehntel der solaren Strahlung nutzbar, welche die Erde erreicht. Jedoch bei diversen Energieeinsparmaßnahmen durchaus ausreichend, um einen Teil der nötigen Energie für Raumwärme und zur Warmwasserbereitung zu decken. Entscheidend sind dabei Einsatzzweck und verwendete Technik. Im Wohnungsbau sind sechs Technikfaktoren entscheidend. Diese sind Warmwasserunterstützung mit oder ohne Heizungsunterstützung, Kollektorart, Ausrichtung, Verschattung, Größe des Solarspeichers sowie Vor- und Rücklauftemperatur der Heizung. Welche Einflüsse eine Änderung dieser Faktoren haben und welche Folgen gegebenenfalls daraus entstehen, ist in dieser Arbeit herauszufinden.

5.4.1 Arten von Solarkollektoren

Ein Solarkollektor (lat. Sol für Sonne, colligere für „sammeln“) oder auch Sonnenkollektor ist ein Gerät um das Sonnenlicht und die darin enthaltenden Energie zu sammeln. Diese Energie kann anschließend zum Heizen, zur Warmwasserbereitung, oder auch zum Kühlen genutzt werden. Im Gegensatz zu Photovoltaikmodulen erreichen Solarkollektoren einen relativ hohen Wirkungsgrad. Grund hierfür ist, dass fast das gesamte Spektrum des Lichts eingefangen wird. Dadurch wird die gesamte Energie in Form von Wärme an das Medium im Kollektor übertragen. Ein Photovoltaikmodul besteht aus Halbleitermaterial und kann nur ein begrenztes Spektrum des Lichts einfangen und elektrische Energie umwandeln.

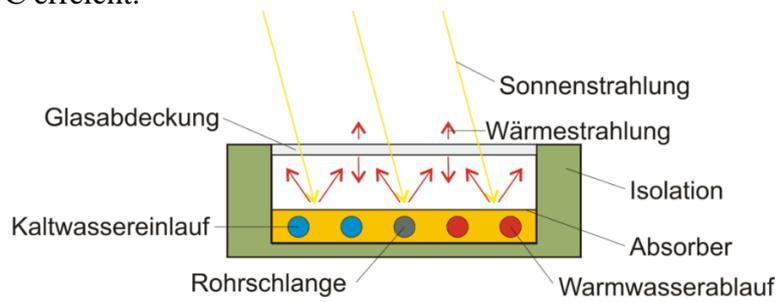
Es gibt die verschiedensten Möglichkeiten die Sonnenstrahlung in Form von Wärme einzufangen. An dieser Stelle ein kleiner Auszug an Methoden geordnet nach technischem Aufwand.

- **Solarteich**
Die Sonne heizt eine wässrige Salzlösung auf, wobei eine Süßwasserschicht als Isolator dient
- **Absorber**
Ein schwarzes Rohr oder anderes Gefäß gefüllt mit Wasser. Ein Absorber ist der zentrale Bestandteil eines jeden modernen Kollektors.
- **Parabolspiegel**
Längliche Parabolspiegel (Rinnen) bündeln das Sonnenlicht. Im Brennpunkt ist ein Rohr (Absorber) mit einem Medium zur Wärmefangung montiert.
- **Solarturmkraftwerk**
Kreisförmig angeordnete und nachgeführte Spiegel bündeln das Sonnenlicht auf einen Punkt (Absorber) oberhalb eines Turms

Für eine Dachmontage auf Gebäuden eignen sich aus diesem Repertoire im Grunde nur wärmeisolierte Absorber, sogenannte Solarkollektoren. Heute haben sich moderne Flachkollektoren und Vakuumröhrenkollektoren durchgesetzt.

Flachkollektor

Bei der folgenden Abbildung ist der prinzipielle Aufbau eines Flachkollektors abgebildet. Die Sonnenstrahlen durchdringen die Glasabdeckung und treffen auf den Absorber und es wird nahezu der gesamte Spektralbereich des Sonnenlichts absorbiert. Um die entstehende Wärme am Absorber zu halten, ist dieser allseitig wärmegeklämt. Die Wärmestrahlung zurück Richtung Glasabdeckung wird mittels mehrschichtigem Wärmeschutzverglasung minimiert. Die Folge ist ein extremer Treibhauseffekt im Inneren des Kollektors und es werden sehr hohe Temperaturen bis zu 150°C erreicht.



Der Absorber besteht aus einem geschwärtzten dünnen Metallblech, i.d.R. Kupferblech, an dem an der Unterseite dünne Kupferrohre befestigt sind. Das Metallblech sammelt die Wärme und gibt sie an die Rohre und dem darin befindlichen Wasser-Glykol-Gemisch weiter. Reines Wasser kann nicht als Medium eingesetzt werden. Denn der Kreislauf ist das ganze Jahr über befüllt und bei Außentemperaturen unter dem Gefrierpunkt droht durch das gefrierende Medium die Zerstörung des Kollektors.



Die zwei großen Vorteile bei Flachkollektoren sind die geringen Herstellungskosten und die Möglichkeit neben einer Aufdachmontage auch eine Indachmontage zu realisieren



Vakuumröhrenkollektor

Die Röhren eines Vakuumröhrenkollektors bestehen aus einem Absorber, der von einer Glasröhre umschlossen ist. Im Inneren befindet sich Vakuum, welches als lichtdurchlässige Isolationschicht dient. Der Absorber ähnelt sehr dem des Flachkollektors. Jedoch mit viel geringeren Maßen und je einer Vor- und Rücklaufleitung. Dies ist auf den Platzmangel innerhalb der Glasröhre zurückzuführen.

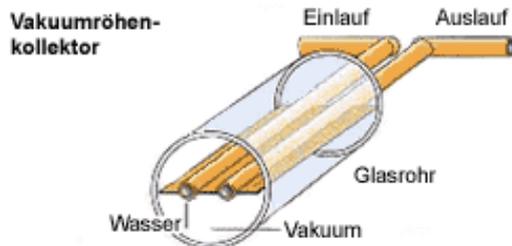


Abbildung 11: Modell einer Vakuumröhre



Abbildung 12: Vakuumröhre mit Absorber

Bei einem Kollektor aus Vakuumröhren werden mehrere Röhren parallel betrieben. Dabei gibt es mehrere patentierte Methoden die Verbindung zwischen dem Sammler und der Röhre mit Absorber herzustellen.

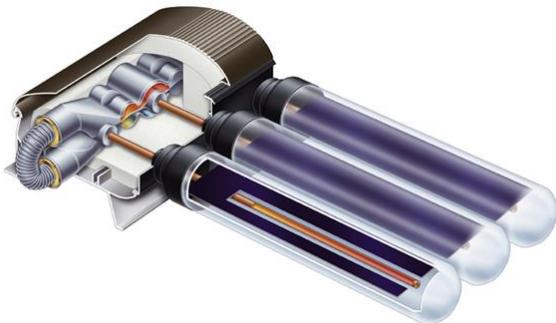


Abbildung 14: Modell der Verbindungen der Röhren



Abbildung 13: Vakuumröhrenkollektor fertig montiert

Um mehr Sonnenstrahlung einzufangen und diese auf den Absorber zu richten ist nicht selten hinter dem Glasrohr ein CPC-Spiegel montiert. Ein Solcher Vakuumröhrenkollektor wird CPC-Vakuumröhrenkollektor genannt. Dieser fängt die gestreute Sonnenstrahlung ein und bündelt sie auf dem Absorber. Hierfür muss jedoch der Absorber rohrförmig innerhalb des Glasrohres angeordnet sein.

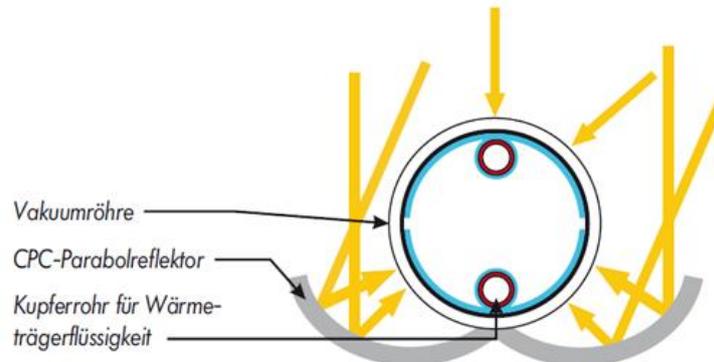


Abbildung 15: Funktionsweise eines CPC-Vakuumröhrenkollektor

Vorteil von Vakuumröhrenkollektoren ist die höhere Temperatur am Absorber. Diese kann über 200°C betragen. Dadurch sind höhere Erträge pro Quadratmeter Kollektorfläche möglich. Somit sind sie besser geeignet, wenn nicht viel Aufstellungsfläche zur Verfügung steht. Nachteile sind der höhere Preis als Flachkollektoren und der höhere Wartungsaufwand. Denn das Vakuum muss in regelmäßigen Abständen erneuert werden. Dieses geht durch die Verbindung zwischen Glaskolben und Leitung mit der Zeit verloren.

5.4.2 Ausrichtung und Verschattung

Die Ausrichtung eines Solarkollektors muss gut überlegt sein. Je nach Nutzung und täglichem Energiebedarf muss man den Kollektor unterschiedlich zur Sonne ausrichten. Dabei ist die Kollektorart irrelevant. Denn jeder Kollektor an sich ist eine horizontale Ebene und unterliegt den gleichen Gesetzmäßigkeiten.

Der Sonnenstand ist die entscheidende Variable bei der Ausrichtung. Aufgrund der Erdumlaufbahn, die Neigung der Erdachse und die Erdrotation ergeben sich je nach geographischem Breitengrad eines Standortes wechselnde Jahres- und Tagesgänge der Sonne.

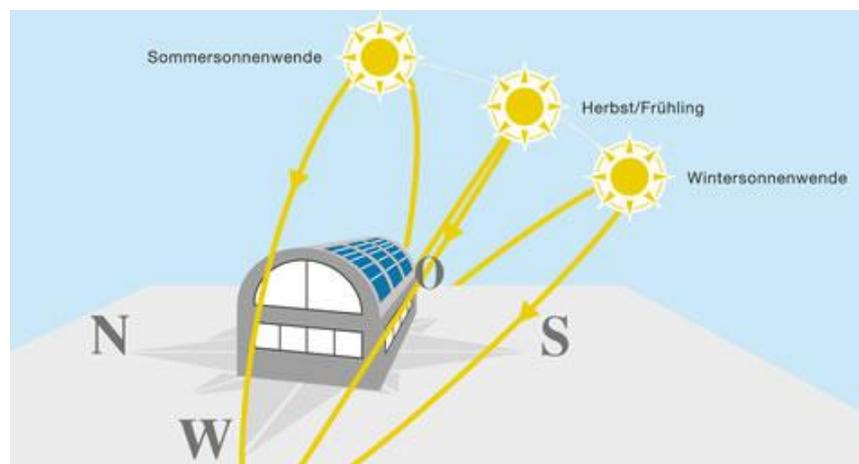


Abbildung 16: Sonnenstand zu unterschiedlichen Jahreszeiten

Der Sonnenstand wird über den Elevations- und Azimutwinkel bestimmt. Es ist rechnerisch problemlos möglich den Sonnenstand abhängig vom Datum, vom Breitengrad und des Tageszeit zu ermitteln. Interessant für eine Nutzung der Solarenergie ist dabei der Höchst- und Tiefstand.

Die Sonne steht in der nördlichen Hemisphäre zur Sommersonnenwende am 21. Juni am höchsten und zur Wintersonnenwende am 21. Dezember eines jeden Jahres am tiefsten. Der Tagesgang und somit der Verlauf der Sonne am Horizont wird durch die Erdrotation verursacht. Aus diesem Grund geht die Sonne im Osten auf, erreicht ihren Höchststand im Süden und geht im Westen unter.

Mit dieser Voraussetzung kann ein Sonnenbahndiagramm für einen Standort erstellt werden. Auf ein solches Diagramm ist der Verlauf der Sonne an verschiedenen Tagen des Jahres abgebildet. Hier als Beispiel das Sonnenbahndiagramm für Berlin.

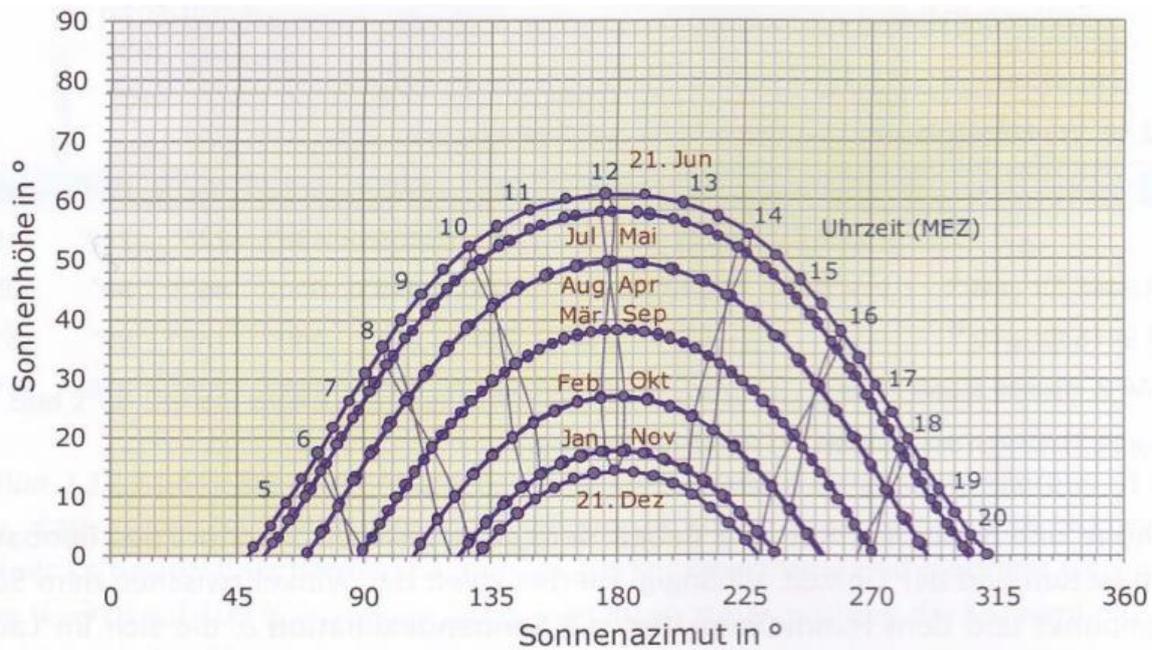


Abbildung 17: Sonnenbahndiagramm für Berlin

Gut zu erkennen ist die kurze und tiefe Sonnenlaufbahn am 21. Dezember und die lange und hohe am 21. Juni. Alle Bahnen erreichen ihren Höchststand um ca. 12 Uhr mittags in Richtung Süden. Prinzipiell gleich, jedoch mit leichten Unterschieden, sieht das Diagramm für den Standort Kairo in Ägypten aus.

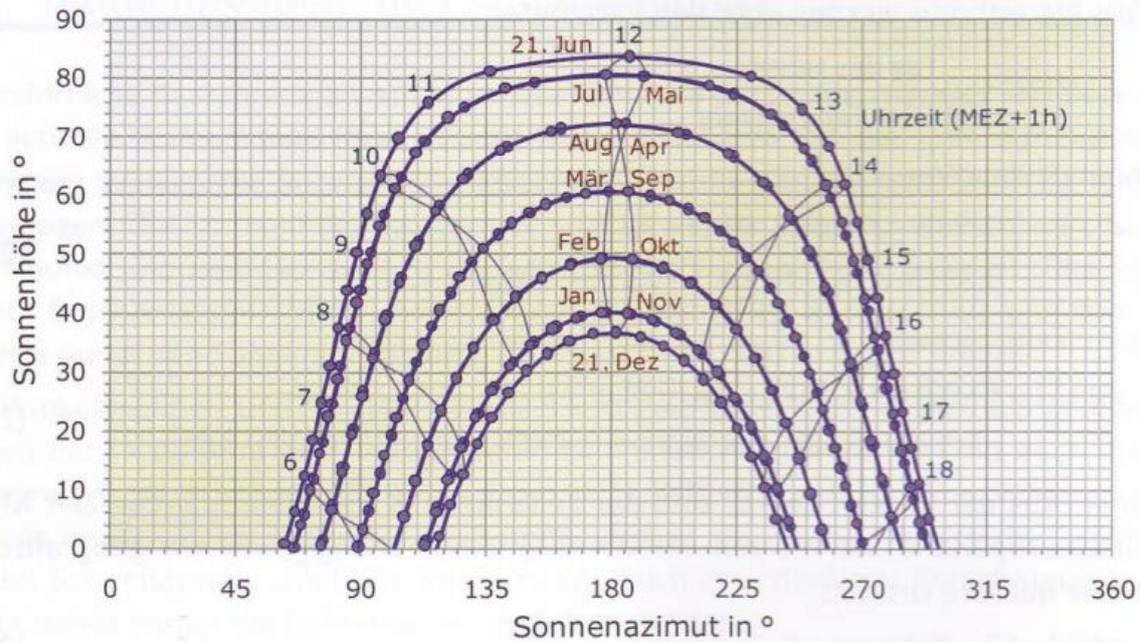


Abbildung 18: Sonnenbahndiagramm für Kairo

2

Auch hier ist die kürzeste und tiefste Bahn am 21. Dezember und die längste und höchste am 21. Juni. Auch der Höchststand ist bei ca. 12 Uhr mittags in Richtung Süden. Jedoch aufgrund der Nähe zum Äquator etwas gestaucht. Die Sonne steht viel höher und erreicht bereits 10:30 einen sehr hohen Stand. Außerdem hält sie diesen Stand mehrere Stunden. Aus diesem Grund ist ein Standort in Äquatornähe zur Solarnutzung viel besser als ein äquatorferner.

Ziel bei der Ausrichtung ist die direkte Strahlung der Sonne einzufangen. Denn nur dieser Anteil besitzt genug Energie um die nötigen Temperaturen auf dem Absorber des Kollektors zu erzeugen. Für unsere Breitengrade ist ein Anstellwinkel (Neigung) des Kollektors von 45° bis 60° dafür optimal. Eine Regel lautet: Je höher der Sonnenstand, desto flacher die Neigung des Kollektors. Denn in Summe müssen beide Winkel 90° ergeben damit die direkte Sonnenstrahlung im rechten Winkel auf den Kollektor trifft. Direkt am Äquator muss man also die Kollektoren (oder PV-Module) flach auf den Boden legen um die Sonne im Zenit optimal zu nutzen.

² V. Quaschnig „Regenerative Energiesysteme – Technologie Berechnung Simulation“ Hanser Verlag

Wählt man in den Breitengraden der nördlichen Hemisphäre einen flachen und somit kleinen Anstellwinkel des Kollektors, so begünstigt man die Nutzung der Solarenergie im Sommer. Erhöht man den Winkel, so wird der Winter begünstigt. Der empfohlene Anstellwinkel von 45° (+ 25°) ist für die Sonnenlaufbahn auf dem 52. Breitengrad (Deutschland) im Frühling und Herbst optimal um die Heizungsanlage zu unterstützen. Denn nur in diesem Zeitraum besitzt die Sonnenstrahlung genug Energie um den geringen Bedarf an Heizwärme (teilweise) zu decken.



Abbildung 19: Aufstellungschema für 45°

Herrscht eine Abweichung der Ausrichtung nach Osten oder Westen, so muss der Anstellwinkel aufgrund der tiefer stehenden Sonne erhöht werden. Wie hoch die Sonneneinstrahlung bei einer Ost-West-Abweichung ist, kann man sehr gut gängigen Sonneneinstrahlungsdiagrammen für Photovoltaikanlagen entnehmen.

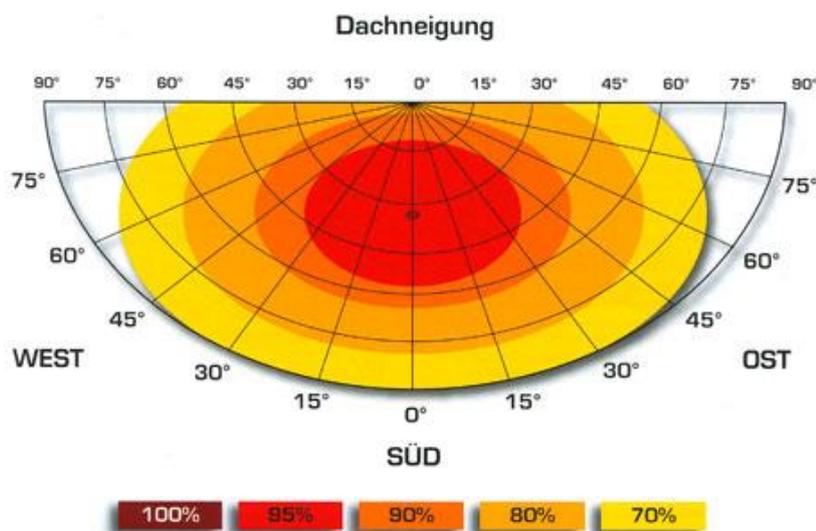


Abbildung 20: Einfluss von Neigung und Ausrichtung auf die Sonneneinstrahlung

Selbst bei einer Abweichung von 45° nach Osten oder Westen können immer noch 90% der maximalen Sonneneinstrahlung genutzt werden.

Neben der richtigen Ausrichtung mit passendem Neigungswinkel ist auch das Thema Verschattung ein wichtiger Punkt. Eine perfekte Ausrichtung der Kollektoren bringt nichts, wenn in wenige Metern vor ihnen ein großer Baum steht. Dieser wird höchstwahrscheinlich seinen Schatten auf die Kollektoren werfen. Auch andere Gebäude können bei bestimmten Sonnenständen die Kollektoren verschatten. Dies ist oft der Fall, wenn sich höhere Gebäude in unmittelbarer Nähe befinden. Dazu gehören auch direkt am Giebel stehende Gebäude, zum Beispiel bei Reihenhaussiedlungen. Neben der rechnerischen Methode über Winkelbeziehungen kann auf einfache Weise die Verschattung mittel einen Sonnenstandindikator ermittelt werden.



Abbildung 21: Sonnenbahnindikator

5.4.3 Solarspeicher

Unter den Begriff Solarspeicher werden Brauchwasserspeicher von Anlagen zur Trinkwassererwärmung, als auch thermische Pufferspeicher bezeichnet. Dabei kann der Pufferspeicher auch ein sogenannter Kombispeicher sein. Dieser kombiniert Pufferspeicher und Brauchwasserspeicher. Aber auch Akkus für Solarstrom fallen unter Umständen unter diesen Begriff. Die Kapazität von thermischen Pufferspeichern ist meist auf den Bedarf von wenigen Tagen beschränkt. Langzeitwärmespeicher, auch Saisonspeicher genannt, werden in der Regel nur in Großanlagen wie Solarsiedlungen eingesetzt. Fast alle Pufferspeicher nutzen Wasser als Speichermedium. Dieses besitzt eine gute Wärmekapazität und verursacht nahezu keine Kosten.



Abbildung 22: herkömmlicher Speicher für Gebäude

Speziell als Solarspeicher werden fast ausschließlich Schichtenspeicher eingesetzt. Diese Art von Wärmespeichern macht sich die Schichtenbildung von Wasser zu nutze. Denn die Dichte von Wasser schwankt selbst bei geringem Temperaturunterschied deutlich. Wird der Inhalt eines Speichers nun nicht durch schnelle Fließgeschwindigkeiten durchmischt, so bilden sich Schichten mit unterschiedlichen Wassertemperaturen aus. Dabei steigt das warme Wasser aufgrund geringerer Dichte nach oben und kaltes Wasser sinkt aufgrund höherer Dichte nach unten. Wird dem Speicher nun langsam Energie in Form von Wärme zugeführt, entsteht der abgebildete Ladezyklus. Außerdem ist die schrittweise Ladung von zwei in Reihenschaltung installierten Speicher gut zu erkennen.

Thermografische Echtzeitaufnahme der Speicherbeladung

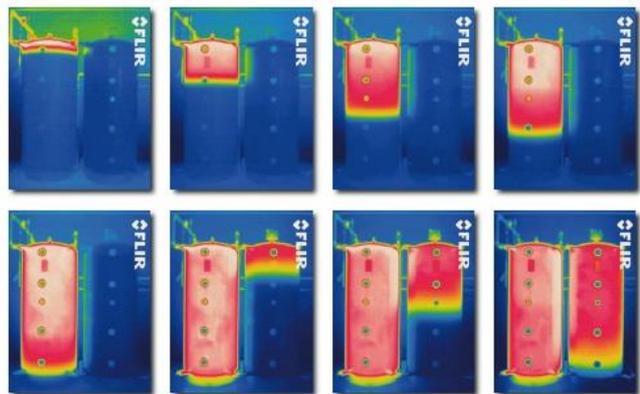


Abbildung 23: schrittweiser Ladezyklus von zwei Schichtenspeichern

Die warme Wasserschicht bildet sich immer mehr aus und dehnt sich aufgrund des begrenzten Platzangebot nach unten aus. Dabei entstehen auch innerhalb des warmen Bereichs einzelne Schichten. Demzufolge ist die Wassertemperatur am oberen Ende des Speichers am höchsten. Aus diesem Grund sollte ein Pufferspeicher so hoch wie nur möglich sein um den Effekt der Schichtenbildung optimal zu nutzen. Denn das Ziel ist immer eine hohe Wassertemperatur für den Einsatz zur Trinkwassererwärmung oder zur Raumheizung.

Um eine Schichtenbildung beim Ladevorgang zu erzeugen haben die Hersteller von Schichtenspeicher unterschiedliche Methoden entwickelt.

Wärmetauchermethode

Die verbreitetste Methode ist der Einsatz von zwei Wärmetauschern innerhalb des Speichers. Der untere erwärmt das kalte Wasser mithilfe des Kollektorkreislaufs auf. Dieser Wärmetauscher wird Solarwärmetauscher genannt. Demzufolge steigt das erwärmte Wasser nach oben auf und bildet eine Warmwasserschicht am oberen Teil des Speichers. Im oberen Teil des Speichers ist ein weiterer Wärmetauscher montiert. Dieser befindet sich im Kreislauf eines zusätzlichen Wärmeerzeugers und erhitzt das Wasser wenn nötig auf die geforderte Temperatur. Dieser Wärmetauscher wird Nachheizwärmetauscher oder Heizpatrone (Elektroheizstab) genannt.

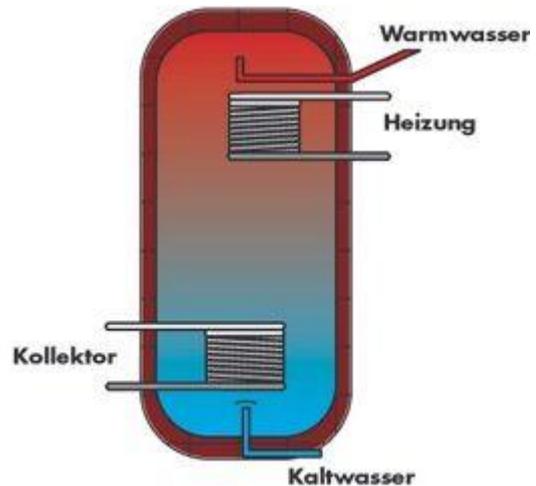


Abbildung 24: Schema eines Speichers mit Wärmetauscher

Kombispeicher

Bei einem Kombispeicher befindet sich innerhalb des Pufferspeichers ein Trinkwasserspeicher, welcher vom Heizungswasser umschlossen ist. Das Trinkwasser wird durch den Solarwärmetauscher erwärmt. Ist das Trinkwasser warm genug, wird die überschüssige Wärme an das Heizungswasser abgegeben. Vorteil des Speicher-im-Speicher-Systems ist der geringe Platzbedarf.

Doch Kombispeicher haben einen großen Nachteil. Wird das Brauchwasser der inneren Kammer erwärmt, wird gleichzeitig das Heizungswasser erwärmt. Durch die große Oberfläche des Speichers vergrößert sich die Verlustleistung. Somit kühlt das Brauchwarmwasser schneller aus als bei einem separaten kleinen Trinkwasserspeicher. Besonders negativ ist dies in den Herbst- und Frühlingsmonaten. Denn in dieser Zeit wird das Heizungswasser unter Einsatz von fossilen Energieträgern unnötig auf hoher Temperatur gehalten.



Abbildung 25: Beispiel für einen Kombispeicher

Aktuelle Entwicklung und Ausblick

Die Neuentwicklungen zeigen zwei Trends. Zum einen wird versucht die Schichtenbildung durch diverse Apparaturen im Inneren des Speichers zu optimieren. Die Firma Energie für Gebäude KG bietet eine Lösung an, die es erlaubt den Speicher von oben mit warmen Wasser zu „laden“ und auch wieder zu „entladen“. Die Lösung der Firma Solvis ist ein System aus Rohren und Klappen, welche das warme Wasser gleich in die richtige Schicht im Speicher leitet und dadurch Verwirbelungen mindert

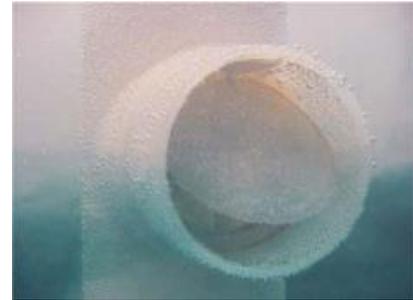


Abbildung 26: Klappe im Speicher

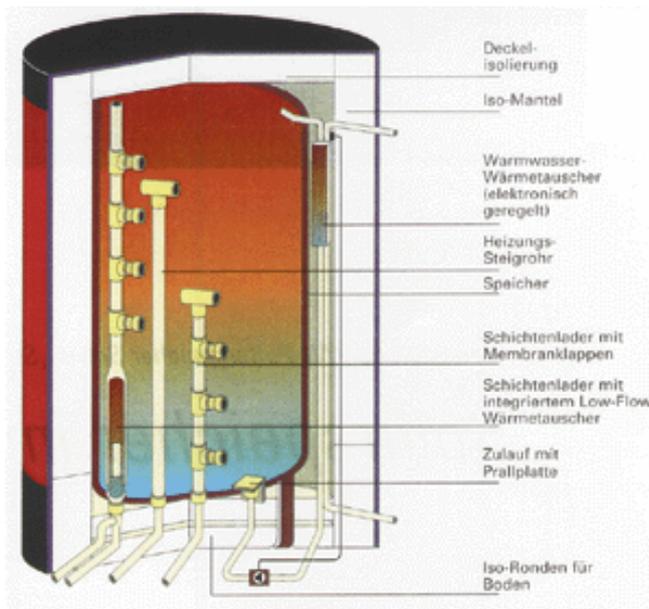


Abbildung 27: Speicher der Firma Solvis

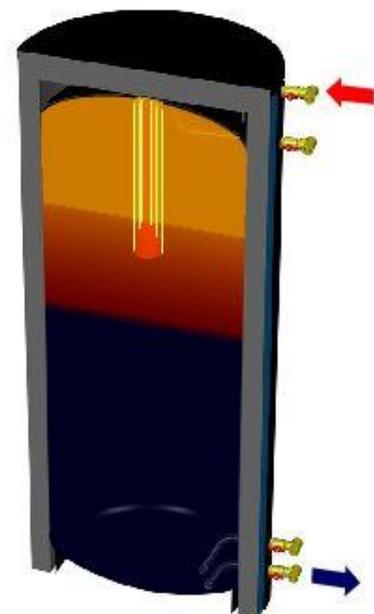


Abbildung 28: Ladesystem der Firma Energie für Gebäude KG

5.4.4 Referenzgebäude

Folgende Anforderungen hat die EnEV2009 an das Referenzgebäude.

Zeile	Bauteil / System	Referenzausführung / Wert (Maßeinheit)	
		Eigenschaften (zu Zeilen 1.1 bis 3)	
1.1	Außenwand, Geschossdecke gegen Außenluft	Wärmedurchgangskoeffizient	$U = 0,28 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$
1.2	Außenwand gegen Erdreich, Bodenplatte, Wände und Decken zu unbeheizten Räumen (außer solche nach Zeile 1.1)	Wärmedurchgangskoeffizient	$U = 0,35 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$
1.3	Dach, oberste Geschossdecke, Wände zu Abseiten	Wärmedurchgangskoeffizient	$U = 0,20 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$
1.4	Fenster, Fenstertüren	Wärmedurchgangskoeffizient	$U_w = 0,20 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$
		Gesamtenergiedurchgangsgrad der Verglasung	$g = 0,60$
2	Bauteile nach den Zeilen 1.1 bis 1.4	Wärmebrückenzuschlag	$U_{WB} = 0,05 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$
4	Sonnenschutzvorrichtung	keine Sonnenschutzvorrichtung	
5	Heizungsanlage	<ul style="list-style-type: none"> • Wärmeerzeugung durch Brennwertkessel (verbessert), Heizöl EL, Aufstellung: <ul style="list-style-type: none"> - Für Gebäude bis zu 2 Wohneinheiten innerhalb der thermischen Hülle - Für Gebäude mit mehr als 2 Wohneinheiten außerhalb der thermischen Hülle • Auslegungstemperatur 55/45°C, zentrales Verteilsystem innerhalb der wärmeübertragenden Umfassungsfläche, innen liegende Stränge und Anbindeleitungen, Pumpe auf Bedarf ausgelegt (geregelt, Δp konstant), Rohrnetz hydraulisch abgeglichen, Wärmedämmung der Rohrleitungen nach Anlage 5 • Wärmeübergabe mit freien statischen Heizflächen, Anordnung an normaler Außenwand, Thermostatventil mit Proportionalbereich 1K 	
6	Anlage zur Warmwasserbereitung	<ul style="list-style-type: none"> • Zentrale Warmwasserbereitung • Gemeinsame Wärmebereitung mit Heizungsanlage nach Zeile 5 • Solaranlage (Kombisystem mit Flachkollektor) entsprechend den Vorgaben nach DIN V 4701-10 : 2003-08 oder DIN V 18599-5 : 2007-02 • Speicher, indirekt beheizt (stehend), gleiche Aufstellung wie Wärmeerzeuger, Auslegung nach DIN V 4701-10 : 2003-08 oder DIN V 18599-5 : 2007-02 als <ul style="list-style-type: none"> - Kleine Solaranlage bei A_N kleiner 500m² (bivalenter Solarspeicher) - Große Solaranlage bei A_N größer gleich 500m² • Verteilsystem innerhalb der wärmeübertragenden Umfassungsfläche, innen liegende Stränge, gemeinsame Installationswand, Wärmedämmung der Rohrleitungen nach Anlage 5, mit Zirkulation, Pumpe auf Bedarf ausgelegt (geregelt, Δp konstant) 	
7	Kühlung	keine Kühlung	
8	Lüftung	zentrale Abluftanlage, bedarfsgeführte mit geregelter DC-Ventilator	

Nebenanforderung: maximal spezifischer Transmissionswärmeverlust für Wohngebäude mit einer Nutzfläche von mehr als 350 m² HT' von 0,50 W/m²•K

5.4.5 Analyse der thermischen Gebäudehülle

Untypischer Weise ist der Altbau bereits mit diversen Wärmedämmmaßnahmen ausgestattet. Ziel ist es deshalb während den Rückbaumaßnahmen die thermische Hülle so unberührt wie möglich zu lassen. Lediglich die entstehenden Giebelseiten durch die Entfernung des mittleren Aufgangs und dessen Wohnungen sollen neu gedämmt werden. Aus diesem Grund muss zunächst eine Analyse der Gebäudehülle zur Feststellung der aktuellen Kennwerte erfolgen.

5.4.5.1 Methode

Die Analyse der Gebäudehülle erfolgt durch die Berechnung der Wärmedurchgangskoeffizienten, auch U-Wert genannt, von der Außenwand, der Kellerdecke, der obersten Geschossdecke sowie den Fenstern. Der Wärmedurchgangskoeffizient ist ein spezifischer Kennwert eines Bauteils und wird durch die Wärmeleitfähigkeit und Dicke der verwendeten Materialien, sowie durch die Wärmestrahlung und Konvektion an den Oberflächen bestimmt. In der Bautechnik kann aufgrund niedriger Temperaturunterschiede auf eine komplexe Berechnung der einzelnen Parameter und Koeffizienten verzichtet werden und es bietet sich die übliche lineare Berechnung an.

Der Wärmedurchgangskoeffizient ist der Kehrwert der Summe aus Wärmedurchlasswiderstand R [(K·m²)/W], sowie den inneren und äußeren Wärmeübergangswiderstand R_{si} und R_{se} . Die Summe aus R_{se} , R und R_{si} wird als Durchgangswiderstand R_T bezeichnet

$$U = \frac{1}{R_T} = \frac{1}{R_{si} + R + R_{se}}$$

Der Wärmedurchlasswiderstand R gibt den Widerstand des Bauteils gegen das Durchdringen von Wärme an. Er ist abhängig von der Dicke d [m] und der Wärmeleitfähigkeit λ [W/(K·m)] des Bauteils.

$$R = \frac{d}{\lambda}$$

Besteht ein Bauteil aus mehreren Schichten, so werden die einzelnen Wärmedurchlasswiderstände addiert. Dabei besitzt das zusammenhängende Bauteil jedoch nur einen inneren und äußeren Wärmeübergangswiderstand.

$$U = \frac{1}{R_T} = \frac{1}{R_{si} + \frac{d_1}{\lambda_1} + \frac{d_2}{\lambda_2} + \dots + R_{se}}$$

Der Wärmeübergangswiderstand ist nach DIN EN ISO 6946 ein fester Wert und lautet wie folgt.

Tabelle 1: Wärmeübergangswiderstände nach DIN EN ISO 6946

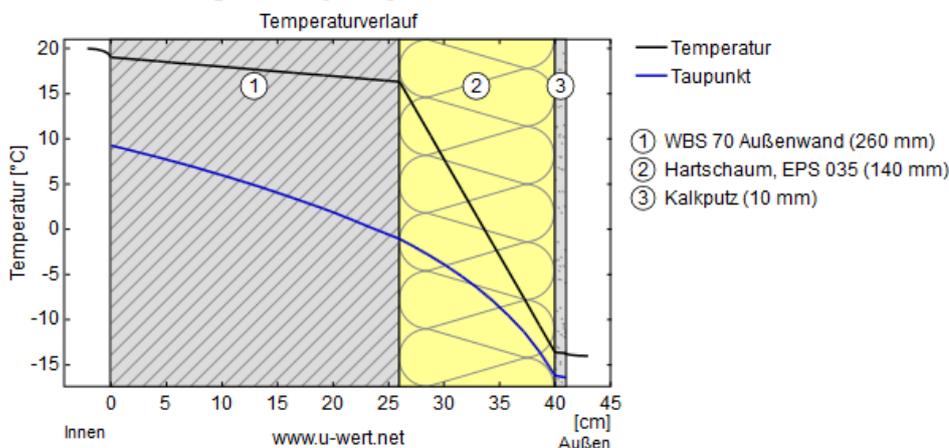
	Richtung des Wärmestroms		
	aufwärts	horizontal	abwärts
R_{si}	0,10	0,13	0,17
R_{se}	0,04	0,04	0,04

Prinzipiell gilt: Je höher der Wärmedurchgangskoeffizient, desto schlechter ist die Wärmedämmeigenschaft eines Stoffes.

Zur Berechnung wird das Onlinetool der im Bauwesen bekannten Internetseite U-Wert.net genutzt. Dieses Tool bietet neben der Berücksichtigung der inneren und äußeren Wärmeübergangswiderstände nach DIN EN ISO 6946 eine breite Auswahl gängiger Baustoffe sowie eine Visualisierung des zusammengesetzten Bauteils.

5.4.5.2 Außenwand

Im originalen Zustand besteht die Außenwand eines Plattenbaus des Typs IW57 / 58 aus einem 260 mm starken Stahlbetonblock. Im Gegensatz zu den Außenwänden in Sandwichbauweise der WBS 70 Plattenbauten haben diese Betonblöcke keine Wärmedämmschicht. Wie bereits bekannt wurde nachträglich auf der Außenseite eine 140 mm starke Wärmedämmung bestehend aus expandiertem Polystyrol (EPS) angebracht. Zum Schutz vor Witterungseinflüssen wurde ein ca. 10mm starker Kalkputz aufgetragen.



[Erläuterung einblenden](#) | [Abbildung herunterladen](#)

Schichten (von innen nach außen)

Folgende Tabelle enthält die wichtigsten Daten aller Schichten des Bauteils:

#	Material	λ [W/mK]	R [m ² K/W]	Temp. [°C]		Gewicht kg/m ²	Tauwasser %
				min	max		
	Wärmeübergangswiderstand		0,130	19,0	20,0		
1	26 cm WBS 70 Außenwand (Sandwich)	0,720	0,361	16,3	19,0	442,0	0,0
2	14 cm Hartschaum, EPS 035	0,035	4,000	-13,6	16,3	4,2	0,0
3	1 cm Kalkputz	0,870	0,011	-13,7	-13,6	14,0	0,0
	Wärmeübergangswiderstand		0,040	-14,0	-13,7		
	41 cm Gesamtes Bauteil		4,543			460,2	

Oberflächentemperatur der Innenseite: 19,0 °C

Oberflächentemperatur der Außenseite: -13,7 °C

Abbildung 30: Aufbauschema der Außenwand



Abbildung 31: U-Wert, Feuchteschutz und Hitzeschutz der Außenwand

Somit ergibt sich ein Wärmedurchgangskoeffizient für die Außenwand von 0,22 W/m²•K. Dieser Wert liegt deutlich unter den geforderten 0,28 W/m²•K der EnEV 2009. Somit muss die Außenfassade nicht baulich verändert werden.

5.4.5.3 Kellerdecke

Die Kellerdecke besteht wie jede Geschossdecke des IW57 / 58 aus einer 200 mm starken Stahlbetonplatte. Zusätzlich wurde diese bereits mit 60 mm starken EPS-Platten ausgerüstet.



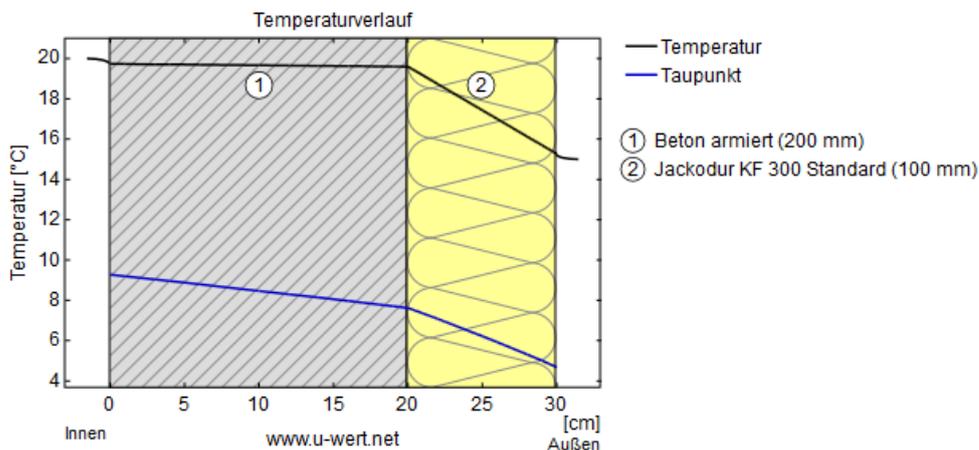
Abbildung 32: aktueller Zustand der Kellerdecke

Somit ergibt sich für die Kellerdecke ein Wärmedurchgangskoeffizient von $0,47 \text{ W/m}^2\cdot\text{K}$. Dieser Wert liegt über den geforderten $0,35 \text{ W/m}^2\cdot\text{K}$, weshalb die Dämmung des Kellers erneuert werden müsste. Auch damit wurde bereits gerechnet, denn die unverputzten EPS-Platten weisen nach 17 Jahren teils massive Beschädigungen auf.

Um die von der EnEV 2009 geforderten $0,35 \text{ W/m}^2\cdot\text{K}$ zu erreichen müsste die Kellerdecke mit Dämmplatten von 90mm Dicke bei einer Wärmeleitfähigkeit λ von $0,036 \text{ W/mK}$ ausgestattet werden. Typische Dicken sind für Dämmplatten 80mm oder 100 mm. Aus diesem Grund empfehlen sich Dämmplatten von der Firma Jackodur mit der Bezeichnung KF 300. Diese besitzen bei einer Dicke von 100 mm einer passender Wärmeleitfähigkeit λ von $0,036 \text{ W/mK}$.



Abbildung 33: aktuelle Dämmdicke der Kellerdecke



[Erläuterung einblenden](#) | [Abbildung herunterladen](#)

Schichten (von innen nach außen)

Folgende Tabelle enthält die wichtigsten Daten aller Schichten des Bauteils:

#	Material	λ [W/mK]	R [m ² K/W]	Temp. [°C]		Gewicht kg/m ²	Tauwasser %
				min	max		
	Wärmeübergangswiderstand		0,170	19,7	20,0		
1	20 cm Beton armiert (1%)	2,300	0,087	19,6	19,7	460,0	0,0
2	10 cm Jackodur KF 300 Standard (80-180mm)	0,036	2,778	15,3	19,6	3,0	0,0
	Wärmeübergangswiderstand		0,170	15,0	15,3		
	30 cm Gesamtes Bauteil		3,205			463,0	

Oberflächentemperatur der Innenseite: 19,7 °C

Oberflächentemperatur der Außenseite: 15,3 °C

Abbildung 34: Aufbauschema der Kellerdecke

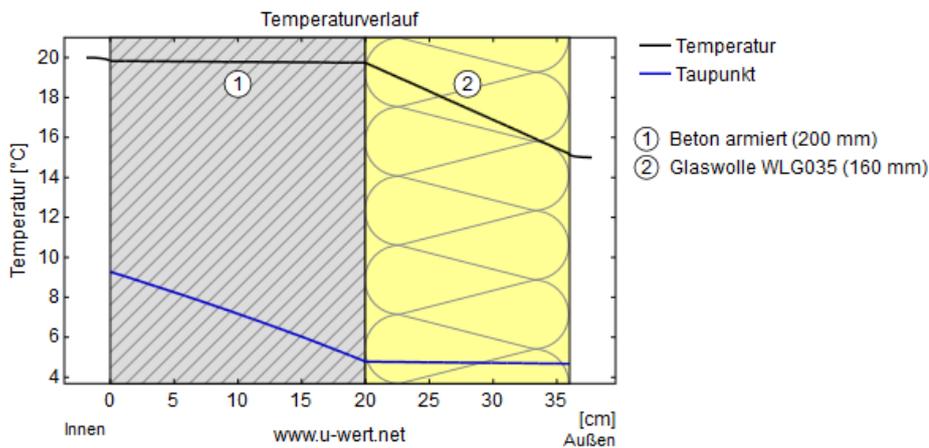


Abbildung 35: U-Wert, Feuchteschutz und Hitzeschutz der Kellerdecke

Somit ergibt sich ein Wärmedurchgangskoeffizient für die Kellerdecke von $0,31 \text{ W/m}^2\cdot\text{K}$. Dieser Wert liegt unter den geforderten $0,35 \text{ W/m}^2\cdot\text{K}$ der EnEV 2009. Warum der Wert von $0,31 \text{ W/m}^2\cdot\text{K}$ trotz Markierung als Fußboden rot gefärbt ist, ist nicht zu erklären. Der Grenzwert müsste dementsprechend $0,35 \text{ W/m}^2\cdot\text{K}$ und nicht wie angegeben $0,3 \text{ W/m}^2\cdot\text{K}$ sein.

5.4.5.4 Oberste Geschossdecke

Auch die oberste Geschossdecke besteht aus einer 200 mm starken Stahlbetonplatte. Weil der Dachboden, bzw. das Dachgeschoss, nicht begehbar sein soll genügt eine Dämmung mittels Mineralwolle. Diese wird lose auf die Betonplatte gelegt. Diese Art der Dämmung der obersten Geschossdecke ist einfach und sehr kostengünstig.



[Erläuterung einblenden](#) | [Abbildung herunterladen](#)

Schichten (von innen nach außen)

Folgende Tabelle enthält die wichtigsten Daten aller Schichten des Bauteils:

#	Material	λ [W/mK]	R [m ² K/W]	Temp. [°C]		Gewicht kg/m ²	Tauwasser %
				min	max		
	Wärmeübergangswiderstand		0,170	19,8	20,0		
1	20 cm Beton armiert (1%)	2,300	0,087	19,7	19,8	460,0	0,0
2	16 cm Glaswolle WLG035	0,035	4,571	15,2	19,7	3,2	0,0
	Wärmeübergangswiderstand		0,170	15,0	15,2		
	36 cm Gesamtes Bauteil		4,998			463,2	

Oberflächentemperatur der Innenseite: 19,8 °C

Oberflächentemperatur der Außenseite: 15,2 °C

Abbildung 36: Aufbauschema der obersten Geschossdecke



Abbildung 37: U-Wert, Feuchteschutz und Hitzeschutz der obersten Geschossdecke

Um die geforderten $0,20 \text{ W/m}^2\cdot\text{K}$ zu erreichen genügt eine 160 mm starke Schicht Glas- oder Mineralwolle des Typs WLG035.

5.4.5.5 Fenster

Für die Fenster sind keine genauen Werte bekannt. Jedoch kann ein geschätzter Wärmedurchgangskoeffizient für Fenster des Baujahres 1995 – 1998 von $3,0 \text{ W/m}^2\cdot\text{K}$ angenommen werden. Somit müssen alle Fenster ausgetauscht werden. Mit dieser Maßnahme wurde aber schon im Vorfeld gerechnet, weil zusätzliche Fenster an den Giebelseiten geplant sind. Somit würden Fenster mit unterschiedlichen Baujahren und Hersteller nicht in das neue Wohnungskonzept passen.

5.4.5.6 Ergebnis und Übersicht

Hiermit ist die Analyse der thermischen Hülle des Gebäudes abgeschlossen. Zur besseren Übersicht werden alle ermittelten tatsächlichen U-Werte der einzelnen Elemente in der folgenden Tabelle dargestellt. Dabei sind die tatsächlichen U-Werte die Werte des Referenzgebäudes und für alle Energiekonzeptvarianten gültig.

Tabelle 2: Ergebnisse der Gebäudehüllenanalyse

	U-Wert nach EnEV 2009 in $\text{W} / \text{m}^2\cdot\text{K}$	tatsächlicher U-Wert in $\text{W} / \text{m}^2\cdot\text{K}$
Außenwand	0,28	0,22
Kellerdecke	0,35	0,31
Oberste Geschossdecke	0,20	0,20
Fenster	1,30	1,30

Fast alle geforderten U-Werte können ohne großen Aufwand erreicht werden. Erfreulich ist die Unterschreitung für die Außenwand ohne zusätzlichen Aufwand. Als problematisch kann sich die Installation der nötigen 100 mm starken XPS-Dämmung an der Kellerdecke herausstellen. Die Kellerhöhe beträgt ohne Dämmung 2.22 m. Mit der notwendigen Dämmung reduziert sich diese auf 2,16 m. Aktuell befinden sich in einer Höhe von 1,93 m diverse Versorgungsrohre und Kabeltrassen. Die Durchgänge sind 1,80 m hoch. Ob diese Höhe ausreichend ist, muss vom zukünftigen Architekten beurteilt werden. An dieser Stelle wird eine Höhe der Kellerdecke von 2,16 m nicht als Problem angesehen und ermöglicht den Einsatz einer 100 mm Dämmung.

5.4.6 Erstellung und Planung des Referenzgebäudes

Nach der Analyse der thermischen Gebäudehülle erfolgt die Erstellung und Planung des Referenzgebäudes. Hierzu wird die Gebäudehülle der zukünftigen Gebäude wenn nötig nach der Mindestanforderung der EnEV2009 hergerichtet. Dies ist zum Beispiel bei den Fenstern der Fall. Außerdem erfolgt eine Berechnung der Heizlast. Anschließend wird die jährliche Primärenergie mit einer EnEV2009-gerechten Heizungsanlage ermittelt.

5.4.6.1 Normnutzfläche

Laut EnEV 2009 muss die Normnutzfläche A_N für jedes Gebäude ermittelt werden. Hierzu wird die Umfassungsfläche A und das Bruttovolumen V_e benötigt. Die Ermittlung der Umfassungsfläche erfolgt nach Anhang B der DIN EN ISO 13789 : 1999-00 Fall „Außenabmessung“. Die zu berücksichtigten Flächen sind die äußere Begrenzung einer abgeschlossenen beheizten Zone. Weil nach EnEV ein Wohngebäude als ein Einzonenmodell gehandelt werden kann, vereinfacht sich die Ermittlung. Hierzu werden die zukünftigen Außenmaße inkl. neuer Dämmschicht an den Giebelseiten, dem Dach und der Kellerdecke genutzt. Ein quaderähnlicher Aufbau des Gebäudes erleichtert die Ermittlung der Außenmaße zusätzlich.

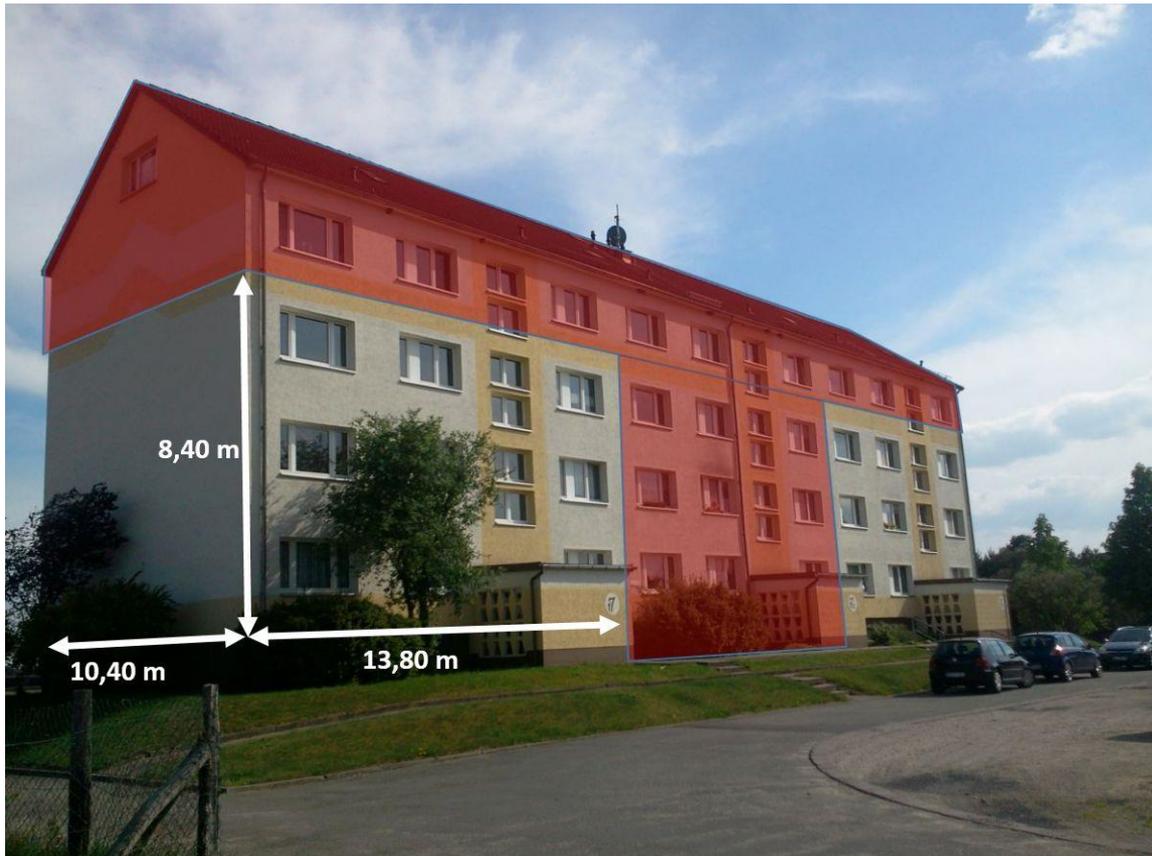


Abbildung 38: Maße des zukünftigen Gebäudes nach dem Rückbau

Das Gebäude wird 13,80 m lang und 10,40 m breit sein. Die Höhe ergibt sich aus der Geschosshöhe von 2,80 m. Das zukünftige Gebäude wird drei Geschosse hoch sein. Somit ergibt sich eine Höhe der Wohnzone von 8,40 m. Die Kellerdecke befindet sich ca. 1,20 m über dem Boden. Die gesamte Gebäudehöhe beträgt demzufolge 9,60 m. Diese Höhe ist jedoch für die Ermittlung der Normnutzfläche nicht nötig.

$$A = \text{Länge} * \text{Breite} = 13,80 \text{ m} * 10,40 \text{ m}$$

$$A = 143,52 \text{ m}^2$$

$$V_e = A * \text{Höhe} = 143,52 \text{ m}^2 * 8,40 \text{ m}$$

$$V_e = 1205,6 \text{ m}^3$$

Die Normnutzfläche A_N wird nach EnEV 2009 für Gebäude mit einer Geschosshöhe von 2,5 m bis 3 m wie folgt ermittelt:

$$A_N = 0,32 \text{ m}^{-1} * V_e$$

$$A_N = 0,32 \text{ m}^{-1} * 1205,6 \text{ m}^3$$

$$A_N = 385,79 \text{ m}^2$$

Somit ergibt sich für das Referenzgebäude eine Normnutzfläche von 385,79 m².

5.4.6.2 Spezifischer Transmissionswärmeverlust H'_T

Eine Nebenanforderung der EnEV ist der spezifische Transmissionswärmeverlust H'_T . Dieser gibt den Wärmestrom in W je Quadratmeter Hüllfläche und je Kelvin Temperaturdifferenz von innen nach außen an und entspricht somit dem durchschnittlichen U-Wert der Gebäudehüllfläche. Abgeleitet ist dieser Gebäudekennwert von dem Transmissionswärmeverlust H_T bezogen auf die wärmeübertragende Hüllfläche des Gebäudes.

$$H'_T = \frac{H_T}{A_{\text{Hülle}}}$$

Somit benötigt man zunächst den Transmissionswärmeverlust H_T . Dieser beschreibt die Wärmeenergieverluste, die durch die Gebäudehülle abgegeben werden. Zur Ermittlung der Transmissionswärmeverluste werden die energetischen Verluste durch die einzelnen flächigen Bauteile des Gebäudes addiert. Ebenso werden die Energieverluste durch Wärmebrücken berücksichtigt.

$$H_T = \sum_i (U_i * A_i * F_{xi}) + \Delta WB$$

Mit:	H_T	Transmissionswärmeverlust [W/K]
	U	U-Wert des Bauteils [W/(m ² ·K)]
	A	Fläche des Bauteils [m ²]
	F_x	Reduktionsfaktor
	ΔWB	pauschaler Wärmebrückenaufschlag [W/K]

Diese Formel wird wie das Summenzeichen angibt für jedes Bauteil der Gebäudehülle angewandt und anschließend addiert. Als Beispielrechnung dient hier die nördliche Außenwand abzüglich der Fenster mit einer Fläche A von 78,15 m², einem U-Wert U von 0,22 W/m²·K und einem Reduktionsfaktor F_x von „1“. Dies entspricht einen direkten Übergang zur Außenluft und bedarf somit keiner Reduktion.

$$H_{T_Süd\text{wand}} = U_i * A_i * F_{xi}$$

$$H_{T_Süd\text{wand}} = 0,22 \text{ W/m}^2\text{K} * 78,15\text{m}^2 * 1$$

$$H_{T_Süd\text{wand}} = 17,2 \text{ W/K}$$

Es folgt eine Übersicht aller Teilergebnisse und dem Gesamttransmissionswärmeverlust H_T .

Tabelle 3: Teilergebnisse und Gesamttransmissionswärmeverlust

Bauteil	A_i [m ²]	U_i [W / m ² ·K]	F_{xi}	$A_i \cdot U_i \cdot F_{xi}$ [W / K]
Außenwand Süd	78,15	0,22	1	17,2
Außenwand Ost	82,26	0,22	1	18,1
Außenwand Nord	78,15	0,22	1	17,2
Außenwand West	82,26	0,22	1	18,1
Fenster Süd	37,85	1,30	1	49,2
Fenster Ost	5,1	1,30	1	6,63
Fenster Nord	37,85	1,30	1	49,2
Fenster West	5,1	1,30	1	6,63
Dach	143,52	0,20	0,5	14,35
Kellerdecke	143,52	0,35	0,5	25,12
WB-Zuschlag	1205,56	0,05		60,28
				<u>282,01</u>

Die Berechnung inkl. Wärmebrückenaufschlag für die gesamte Hüllfläche hat einen Gesamttransmissionswärmeverlust von **282,01 W/K** ergeben.

Nun kann der spezifische Transmissionswärmeverlust ermittelt werden.

$$H'_T = \frac{H_T}{A_{\text{Hülle}}}$$

$$H'_T = \frac{282,01 \text{ W/K}}{1205,56 \text{ m}^2}$$

$$H'_T = 0,234 \text{ W/m}^2\text{K}$$

Die EnEV 2009 unterscheidet mehrere Höchstwerte für den spezifischen Transmissionswärmeverlust.

Zeile	Gebäudetyp	Höchstwert des spezifischen Transmissionswärmeverlusts	
1	Freistehendes Wohngebäude	mit $A_N \leq 350\text{m}^2$	$H'_T = 0,40 \text{ W}/(\text{m}^2\cdot\text{K})$
		mit $A_N > 350\text{m}^2$	$H'_T = 0,50 \text{ W}/(\text{m}^2\cdot\text{K})$
2	Einseitig angebautes Wohngebäude	$H'_T = 0,45 \text{ W}/(\text{m}^2\cdot\text{K})$	
3	alle anderen Wohngebäude	$H'_T = 0,65 \text{ W}/(\text{m}^2\cdot\text{K})$	
4	Erweiterungen und Ausbauten von Wohngebäuden gemäß § 9 Abs. 5	$H'_T = 0,65 \text{ W}/(\text{m}^2\cdot\text{K})$	

Abbildung 39: Maximalwerte der Transmissionswärmeverluste der EnEV 2009

In diesem Fall handelt es sich um ein freistehendes Wohngebäude mit einer Normnutzfläche von 385,78 m². Das entspricht der Kategorie 1 mit einer Normnutzfläche größer 350m² und dementsprechend einem zulässigen Höchstwert von 0,50 W/m²•K. Die ermittelten 0,32W/m²•K unterschreiten den Höchstwert um 36% und kann als „sehr gut“ bewertet werden. Somit ist die Nebenanforderung der EnEV 2009 mehr als erfüllt.

5.4.6.3 Ermittlung der wärmeübertragenden Flächen

Zur Bestimmung der Heizlast und des jährlichen Primärenergiebedarfs ist es notwendig die wärmeübertragenden Flächen zu beziffern. Dies erfolgt mit Hilfe des Grundrisses. Wie zuvor erwähnt entstehen beide Gebäude durch eine Rückbaumaßnahme. Hinzu kommt, dass nach der durchgeführten Wärmedämmmaßnahmen, kein neuer Grundriss des Gebäudes erstellt wurde. Aus diesem Grund musste ein neuer Grundriss erstellt werden. Hierzu wurde ein Aufmaß beider Wohnungen im Erdgeschoss durchgeführt.

Aufgrund eines identischen Grundrisses aller drei Etagen wurde als Beispiel das Erdgeschoss gewählt. Eine Übersicht mit allen wärmeübertragenden Flächen folgt nach diesem Beispiel.

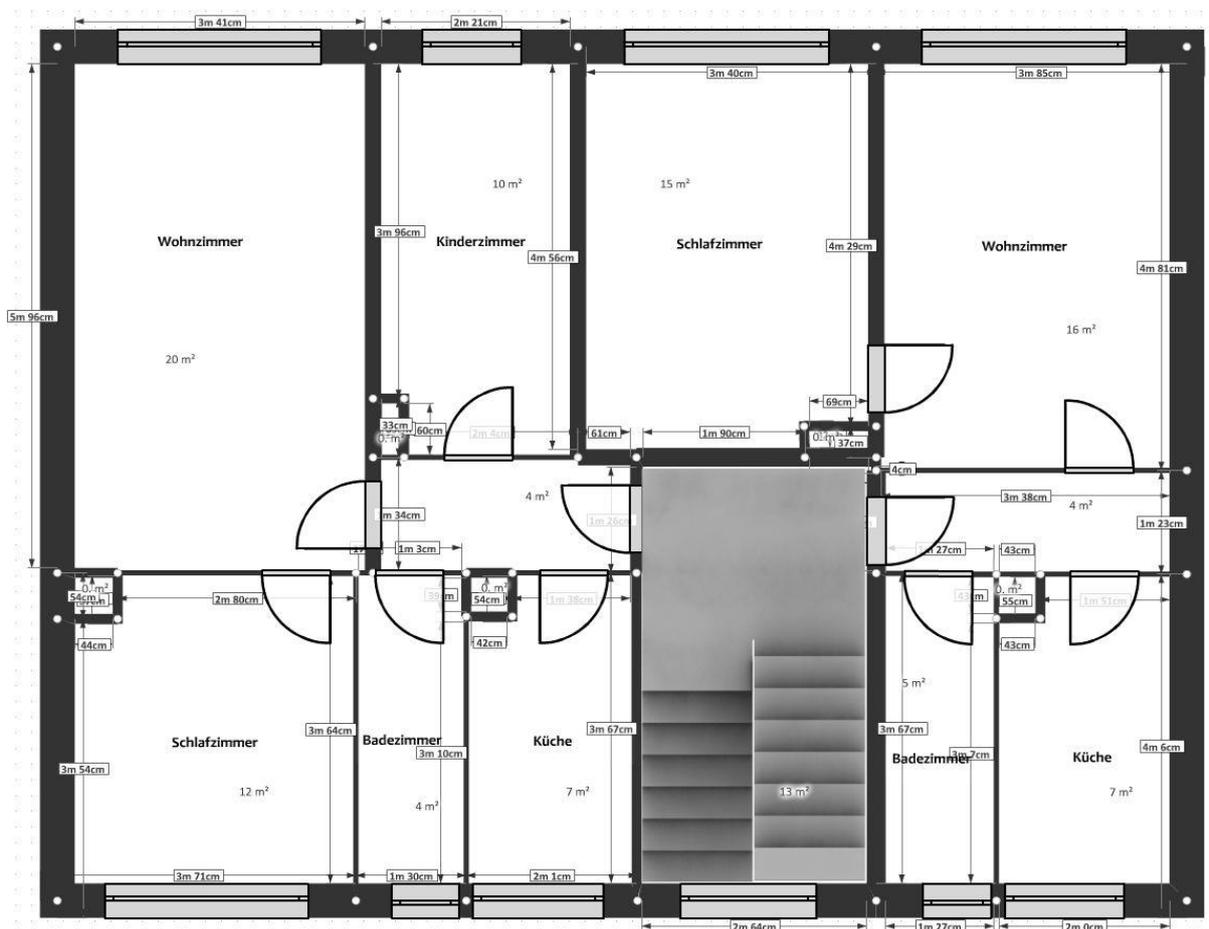


Abbildung 40: Grundriss für alle Etagen

Für eine genaue Ermittlung der wärmeübertragenden Flächen dürfen weder die Innenmaße noch die Außenmaße benutzt werden. Die richtige Vorgehensweise erfolgt über die Innenmaße und die Addition der halben Stärke der umliegenden Wände. Dieser Aufschlag muss in alle Richtungen erfolgen. Als Beispiel dient die südliche Wand der linken Wohnung im Erdgeschoss. Diese besteht aus den Innenlängen des Wohn- und Kinderzimmers mit 3,41 und 2,21 Meter. Hinzu kommt die Zwischenwand mit 15 cm. Nun wird die halbe Wandstärke der angrenzenden Außenwand mit 20,5 cm und der angrenzenden Wand zur rechten Wohnung mit 7,5 cm addiert. Somit ergibt dies eine Länge von insgesamt 6,10 Meter.

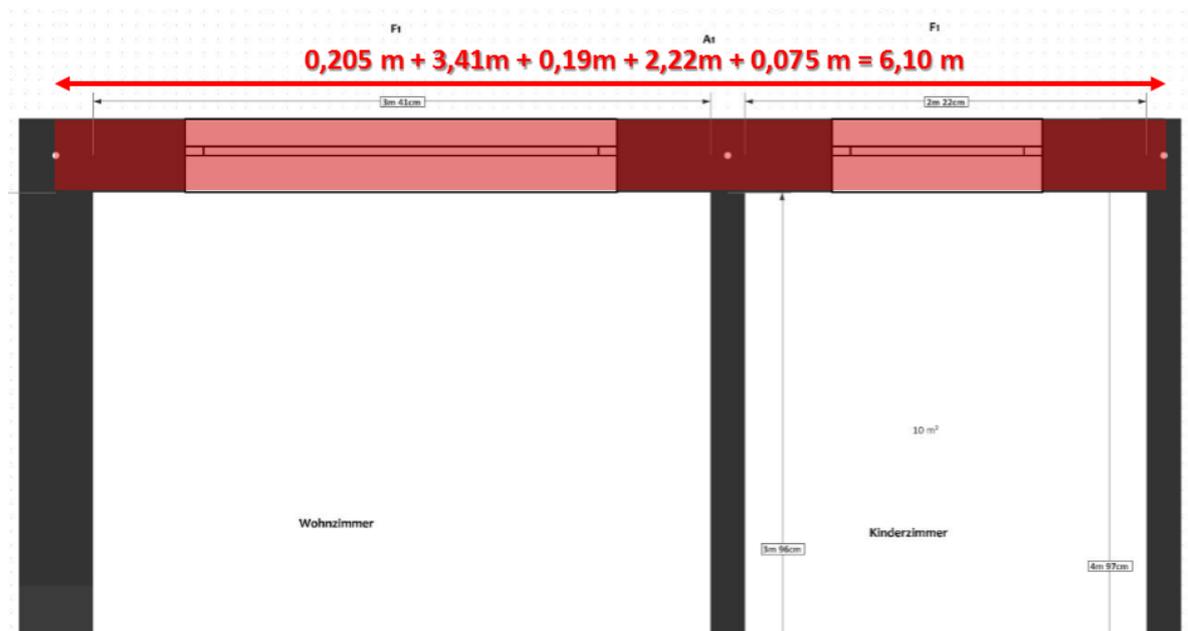


Abbildung 41: Methode zur Ermittlung der wärmeübertragenden Flächen

Diese Vorgehensweise muss ebenso für die Höhe angewandt werden. Die Raumhöhe beträgt 2,60 Meter, die Geschossdecken weisen eine Dicke von je 20 cm auf. Somit beträgt die Höhe insgesamt 2,80 Meter. Auf diese Weise werden alle wärmeübertragenden Flächen ermittelt. Eine Fläche überträgt dann Wärme, wenn ein Temperaturunterschied auf beiden Seiten der Wand herrscht.

Zur besseren Übersicht und für eine Erleichterung einer späteren Ermittlung der Heizflächen werden beide Wohnungen im Erdgeschoss separat betrachtet.

Wohnung Erdgeschoss links

Die folgende Tabelle enthält eine Auflistung aller wärmeübertragenden Flächen der linken Wohnung im Erdgeschoss. Die Nettoflächen der Wände sind exklusive Fenster bzw. Türen. Die Schornsteine haben einen sehr geringen Einfluss auf das Ergebnis und werden aus diesem Grund nicht berücksichtigt.

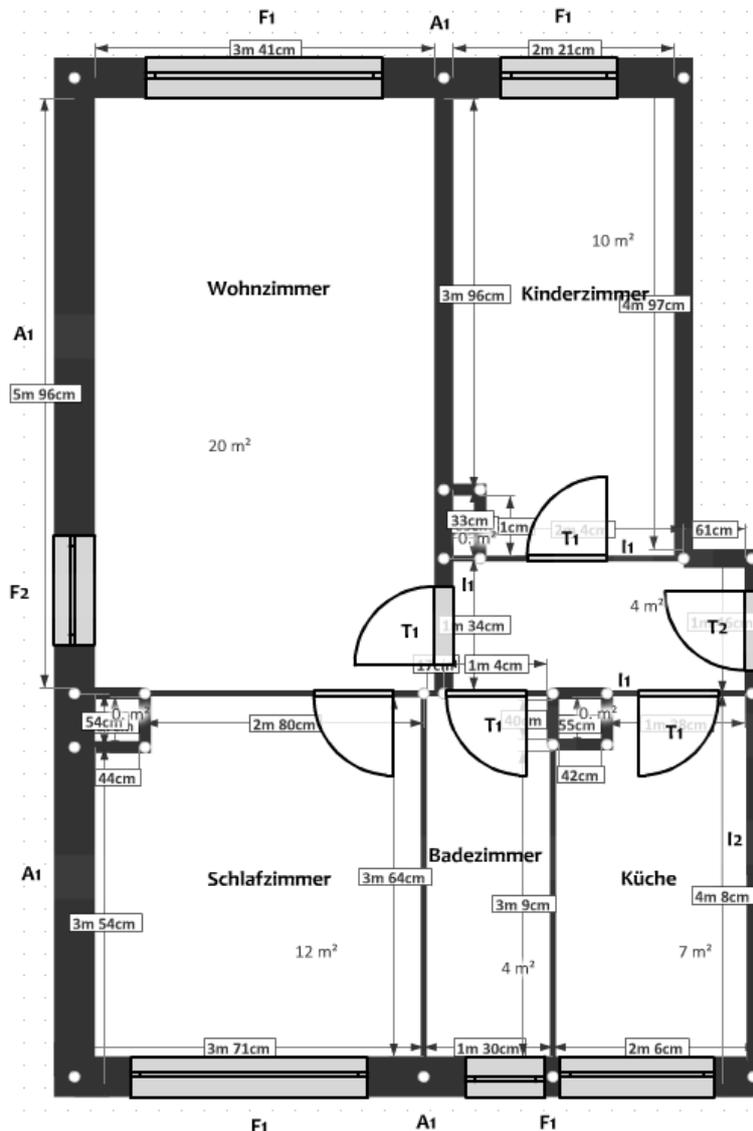


Abbildung 42: Grundriss der linken Wohnungen jeder Etage

Tabelle 4: Maße, Anzahl und Flächen aller Bauteile der linken Wohnungen

Nr.	Bauteil	Übergang zu	Anzahl	Breite [m]	Höhe [m]	Nettofläche [m]
A1	Außenwand	Außenluft	1	23,39	2,80	55,27
F1	Fenster	Außenluft	3	2,35	1,45	10,22
F2	Fenster	Außenluft	2	1,16	1,45	3,36
I1	Innenwand	Flur	1	8,39	2,80	16,90
I2	Innenwand	Treppenhaus	1	5,10	2,80	12,63
T1	Tür	Flur	4	0,80	2,06	6,59
T2	Tür	Treppenhaus	1	0,80	2,06	1,65

Fußboden:

Für die wärmeübertragende Fläche des Fußbodens werden die Innenmaße der Räume und die Maße der Außenwände, sowie die Innenwände zum Treppenhaus. Für den Fußboden ergibt sich eine Fläche von 62,10 m².

Wohnung Erdgeschoss rechts

Die folgende Tabelle enthält eine Auflistung aller wärmeübertragenden Flächen der rechten Wohnung im Erdgeschoss. Auch hier sind die Nettoflächen der Wände exklusive Fenster bzw. Türen.

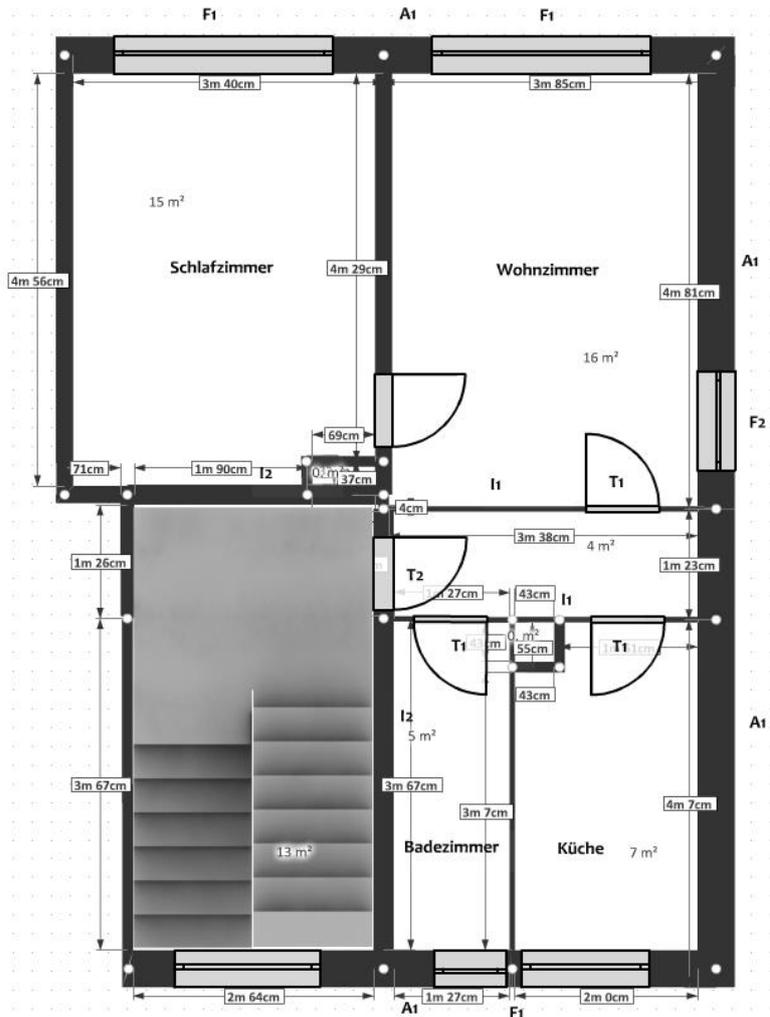


Abbildung 43: Grundriss der rechten Wohnungen jeder Etage

Tabelle 5: Maße, Anzahl und Flächen aller Bauteile der rechten Wohnungen

Nr.	Bauteil	Übergang zu	Anzahl	Länge [m]	Höhe [m]	Nettofläche [m]
A1	Außenwand	Außenluft	1	21,63	2,80	48,66
F1	Fenster	Außenluft	3	2,35	1,45	10,22
F2	Fenster	Außenluft	1	1,16	1,45	1,68
I1	Innenwand	Flur	2	3,68	2,80	5,36
I2	Innenwand	Treppenhaus	1	5,23	2,80	12,99
T1	Tür	Flur	3	0,80	2,06	4,94
T2	Tür	Treppenhaus	1	0,80	2,06	1,65

Fußboden:

Für die wärmeübertragende Fläche des Fußbodens werden die Innenmaße der Räume und die Maße der Außenwände, sowie die Innenwände zum Treppenhaus. Für den Fußboden ergibt sich eine Fläche von 51,27 m².

Flächen des Erdgeschosses

Aufgrund der Gleichheit aller drei Etagen können fast alle Flächen mit drei multipliziert werden und es ergeben sich die folgenden Nettoflächen. Davon ausgenommen ist der Fußboden. Denn die Decke zwischen Erdgeschoss und 1. Obergeschoss ist aufgrund gleicher Raumaufteilung und Temperaturen keine wärmeübertragende Fläche. Lediglich die oberste Geschossdecke, genauer die Decke des 2. Obergeschosses ist zu berücksichtigen.

Tabelle 6: Übersicht der addierten Flächen der wärmeübertragenden Flächen

Bauteil	Übergang zu	Nettofläche [m ²]
Außenwand	Außenluft	311,79
Fenster	Außenluft	76,44
Innenwand	Flur	66,78
Innenwand	Treppenhaus	76,86
Tür	Flur	34,59
Tür	Treppenhaus	9,90
Fußboden	Keller	113,37
Decke	Dach	113,37

5.4.6.4 Bestimmung der Heizlast

Die Heizlast \dot{Q}_H beschreibt die Leistung, die am kältesten Tag des Jahres bei einer Außentemperatur von -14°C aufgebracht werden muss, um eine bestimmte Temperatur in den Räumen ohne zusätzliche Gewinne zu halten. Die Berechnung erfolgt nach DIN EN 12831. Das bedeutet, dass für Wohnräume 20°C , für unbeheizte Räume wie Flure und Treppenhäuser 15°C und für nichtbeheizte Räume wie Keller 10°C Norminnentemperatur angenommen wird. Die Badezimmer, welche laut DIN EN 12831 eine Norminnentemperatur von 24°C besitzen, werden ebenfalls mit 20°C angenommen. Grund hierfür die geringe Raumgröße von ca. 5m^2 . Um eine Versorgungssicherheit auch bei Leerstand zu gewährleisten, müssen Nachbarwohnungen mit 15°C angenommen werden. Dadurch wird sich die Heizlast massiv zum Vergleich ohne Leerstand erhöhen. Aus diesem Grund wird die ermittelte Heizlast mit und ohne Leerstand gemittelt. Auf diese Weise kann eine Versorgungssicherheit auch bei etwa halben Leerstand des Gebäudes gewährleistet werden. Die Gesamtheizlast ergibt sich aus der Summe der Transmissions- und der Lüftungsheizlast.

Bestimmung der Transmissionsheizlast

Die Transmissionsheizlast \dot{Q}_{HT} ist die Leistung, die benötigt wird, um Transmissionsverluste durch die Wände, das Dach und den Boden auszugleichen. Sie wird mit der folgenden Formel berechnet:

$$\dot{Q}_{HT} = \Sigma A \cdot U \cdot (T_{\text{innen}} - T_{\text{außen}})$$

Mit:	\dot{Q}_{HT}	-	Transmissionsheizlast [W]
	A	-	Fläche des Bauteils [m ²]
	U	-	U-Wert des Bauteils [W/(m ² •K)]
	T _{innen}	-	Temperatur im Raum [°C]
	T _{außen}	-	Temperatur der Außenluft oder des angrenzenden Raums [°C]

Die Berechnung der Heizlast erfolgt raumweise und es werden die Flächen aller gleichen Bauteile zusammen gerechnet. Die U-Werte der unterschiedlichen Flächen sind bekannt und wurden aus Kapitel 5.4.4 übernommen. Die Innentemperatur der Wohnungen soll im Winter 20°C betragen. Die Außenluft hat am kältesten Tag eine Temperatur von -14°C. Für das Treppenhaus, den Keller, und die Flure, welche unter der Rubrik „unbeheizte Räume“ geführt werden, wird eine Temperatur von 15°C angenommen.

Als Beispielrechnung dient die Berechnung der Transmissionsheizlast des Wohnzimmers der 2-Raum-Wohnung im Erdgeschoss rechts. Die Ermittlung der Flächen für die Heizlastberechnung erfolgt nach Punkt 5.4.5.3. Dabei werden die Nettoflächen, also Wände ohne Fenster und Türen, genutzt. Das Wohnzimmer besitzt eine 5,08 Meter lange südliche und eine 3,81 Meter lange westliche Außenwand. Beide sind 2,80 Meter hoch. Die Fläche beider Fenster beträgt 5,09 m².

$$A_{\text{Außenwand}} = A_{\text{Außenwand_Süd}} + A_{\text{Außenwand_West}} - A_{\text{Fenster}}$$

$$A_{\text{Außenwand}} = (5,05\text{m} \cdot 2,80\text{m}) + (3,81\text{m} \cdot 2,80\text{m}) - 5,09\text{m}^2$$

$$A_{\text{Außenwand}} = 19,72\text{ m}^2$$

$$\dot{Q}_{\text{HTAußenwand}} = 19,72\text{m}^2 \cdot 0,22 \frac{\text{W}}{\text{m}^2\text{K}} \cdot (20^\circ\text{C} - (-14^\circ\text{C}))$$

$$\dot{Q}_{\text{HTAußenwand}} = 147,5\text{ W}$$

$$\dot{Q}_{\text{HTFenster}} = 5,09\text{m}^2 \cdot 1,3 \frac{\text{W}}{\text{m}^2\text{K}} \cdot (20^\circ\text{C} - (-14^\circ\text{C}))$$

$$\dot{Q}_{\text{HTFenster}} = 224,98\text{ W}$$

$$\dot{Q}_{\text{HTAußenwand} + \text{Fenster}} = 147,5\text{ W} + 224,98\text{ W}$$

$$\dot{Q}_{\text{HTAußenwand} + \text{Fenster}} = 372,48\text{ W}$$

Somit ergibt die Summe der Transmissionsheizlast aus Außenwände und Fenster für das Wohnzimmer der 2-Raum-Wohnung im Erdgeschoss rechts 372,48 Watt. Neben der Außenwand mit Fenstern muss noch die Transmissionsheizlast für die Innenwände und den Fußboden ermittelt werden.

Die Wärmedurchgangskoeffizienten der Innenwände variieren aufgrund unterschiedlicher Windstärken. Bei einer 6 cm dicken Innenwand beträgt der U-Wert 2,92 W/m²•K, bei einer 15 cm dicken Wand 2,89 W/m²•K. Der Wärmedurchgangskoeffizient für alle Innentüren wird auf 1,75 W/m²•K geschätzt. Dies entspricht eine 3 cm dicken OSB-Platte nach DIN EN ISO 10456.

Es folgt eine Übersicht der Heizlastberechnung für das Wohnzimmer im Erdgeschoss rechts.

Tabelle 7: Übersicht der Heizlastberechnung des Wohnzimmers im Erdgeschoss rechts

Element	Länge [m]	Höhe / Breite [m]	Fläche [m ²]	Nettofläche [m ²]	U-Wert [W/m ² ·K]	Δθ [K]	Heizlast [W]
IW-Flur	3,38	2,80	9,46	7,82	2,92	5	114,11
Tür	0,8	2,06	1,648	1,648	1,75	5	14,42
AW-West	5,05	2,80	14,13	12,45	0,22	34	93,10
AW-Süd	3,81	2,80	10,67	7,27	0,22	34	54,36
Fenster	3,51	1,45	5,09	5,09	1,30	34	224,96
FB	3,81	5,05	19,24	19,24	0,31	10	59,65
Decke	3,81	5,05	19,24	19,24	2,87	5	276,10
Gesamt [W]:							<u>836,70</u>

Die Heizlasten aller Räume einer Wohnung werden nach der Ermittlung addiert. Es folgen nun Übersichten der einzelnen Wohnungen.

Erdgeschoss links

Tabelle 8: Heizlast der Räume für die linke Wohnung im Erdgeschoss

Raum	Kinderzimmer	Wohnzimmer	Schlafzimmer	Badezimmer	Küche
Heizlast [W]	587	833	544	137	490
Gesamt [W]:					<u>2627</u>

Erdgeschoss rechts

Tabelle 9: Heizlast der Räume für die rechte Wohnung im Erdgeschoss

Raum	Schlafzimmer	Wohnzimmer	Küche	Badezimmer
Heizlast [W]	817	837	396	546
Gesamt [W]:				<u>2596</u>

1. Obergeschoss links

Tabelle 10: Heizlast der Räume für die linke Wohnung im 1. Obergeschoss

Raum	Kinderzimmer	Wohnzimmer	Schlafzimmer	Badezimmer	Küche
Heizlast [W]	715	1091	710	215	596
Gesamt [W]:					<u>3327</u>

1. Obergeschoss rechts

Tabelle 11: Heizlast der Räume für die rechte Wohnung im 1. Obergeschoss

Raum	Schlafzimmer	Wohnzimmer	Küche	Badezimmer
Heizlast [W]	1009	1053	396	546
Gesamt [W]:				<u>3005</u>

2. Obergeschoss links

Tabelle 12: Heizlast der Räume für die linke Wohnung im 2. Obergeschoss

Raum	Kinderzimmer	Wohnzimmer	Schlafzimmer	Badezimmer	Küche
Heizlast [W]	575	808	528	169	485
Gesamt [W]:					<u>2565</u>

2. Obergeschoss rechts

Tabelle 13: Heizlast der Räume für die rechte Wohnung im 2. Obergeschoss

Raum	Schlafzimmer	Wohnzimmer	Küche	Badezimmer
Heizlast [W]	799	816	366	402
Gesamt [W]:				<u>2382</u>

Sehr gut zu erkennen ist die etwas niedrige Heizlast beider Wohnungen im 1. Obergeschoss. Dies ist mit der Lage im Gebäude zu erklären. Bei dieser Etage sind Fußboden und Decke aufgrund der unteren und oberen beheizten Etage keine wärmeübertragenden Flächen. Somit geht vertikal ein beiden Richtungen keine Wärmeenergie verloren.

Auffällig ist außerdem die geringe Abweichung beider Wohnungen auf derselben Etage. Im Erdgeschoss zum Beispiel beträgt der Unterschied nur 31 Watt bei ca. 10 m² größerer Wohnfläche. Zu erklären ist dies mit dem etwas besseren Verhältnis der Außenwände zur Grundfläche.

Bestimmung der Lüftungsheizlast

Die Lüftungsheizlast \dot{Q}_{HV} beschreibt die Leistung, die zur Aufheizung eindringender Außenluft benötigt wird. Weil für das Gebäude keine Klima- oder Lüftungsanlage geplant wird beträgt die Lüftungsheizlast \dot{Q}_{HV} dementsprechend 0 Watt.

Bestimmung der Gesamtheizlast

Die Gesamtheizlast \dot{Q}_H ist die Summe aus der Lüftungsheizlast und der Transmissionsheizlast der Wohnungen. Wie zuvor erwähnt wurde die Heizlast der einzelnen Räume mit der Annahme von Leerstand der angrenzenden Wohnungen berechnet. Nun können nicht einfach alle Werte zu einer Gesamtheizlast addiert werden. Grund hierfür ist Tatsache, dass bei Leerstand aller umliegenden Wohnungen nicht aller Wohnungen für eine Gesamtheizlast addiert werden können. Aus diesem Grund wird eine Heizlast mit der Annahme von null Prozent Leerstand ermittelt. Dabei werden alle umliegenden Räume eines Raumes mit ihren Norminnentemperaturen angenommen. Anschließend werden beide ermittelten Heizlastwerte gemittelt. Auf diese Weise kann man meine Versorgungssicherheit auch bei ca. 50% Leerstand gewährleisten.

$$\dot{Q}_{HT_Leerstand} = 2627W + 2596W + 3327W + 3005W + 2565W + 2382W$$

$$\dot{Q}_{HT_Leerstand} = 16,5 \text{ kW}$$

$$\dot{Q}_{HT_min} = 8,56 \text{ kW}$$

$$\dot{Q}_{HT_Mittel} = \frac{\dot{Q}_{H_Leerstand} + \dot{Q}_{H_min}}{2}$$

$$\dot{Q}_{HT_Mittel} = \frac{16,5 \text{ kW} + 8,56 \text{ kW}}{2}$$

$$\dot{Q}_{HT_Mittel} = 12,53 \text{ kW}$$

$$\dot{Q}_H = \dot{Q}_{HT_Mittel} + \dot{Q}_{HV}$$

$$\dot{Q}_H = 12,53 \text{ kW} + 0 \text{ kW}$$

$$\dot{Q}_H = 12,53 \text{ kW}$$

Somit ergibt sich für das Referenzgebäude eine Gesamtheizlast bei 50% Leerstand von 12,53 kW.

5.4.6.5 Spezifische Heizlast

Die spezifische Heizlast ist die Nettoheizlast, die auf die beheizte Fläche in W/m² bezogen wird. Sie ist ein wichtiger Punkt der EnEV und ist ein Maß wie gut ein Gebäude gedämmt ist. Um die beheizte Fläche zu ermitteln sind die lichten Innenmaße der Räume einer jeden Wohnung nötig. Aufgrund der gleichen Raumaufteilung in den Etagen genügt die Ermittlung der beheizten Flächen im Erdgeschoss. Diese wird anschließend mit drei multipliziert.

Beheizten Flächen Erdgeschoss links

Tabelle 14: beheizte Flächen der linken Wohnungen

Raum	Länge [m]	Breite [m]	Fläche [m ²]
Kinderzimmer	4,56	2,21	10,08
Wohnzimmer	5,96	3,41	20,32
Schlafzimmer	3,64	3,41	12,41
Badezimmer	3,64	1,30	4,73
Küche	3,67	2,01	7,38
Gesamt:			<u>54,92</u>

Beheizten Flächen Erdgeschoss rechts

Tabelle 15: beheizte Flächen der rechten Wohnungen

Raum	Länge [m]	Breite [m]	Fläche [m ²]
Schlafzimmer	4,56	3,40	15,50
Wohnzimmer	4,81	3,40	16,35
Küche	3,67	2,00	7,34
Badezimmer	3,67	1,27	4,66
Gesamt:			<u>43,86</u>

Somit ergibt sich für das Erdgeschoss eine beheizte Gesamtfläche von 98,78 m². Für das gesamte Gebäude ergibt sich somit eine beheizte Gesamtfläche von 296,34 m².

Ohne Leerstand und einer dementsprechenden Gesamtheizlast von 8,56 kW ergibt sich eine spezifische Heizlast von 28,9 W/m². Bei 50% Leerstand erhöht sich die Heizlast auf 12,53 kW und die spezifische Heizlast steigt auf 84,6 W/m².

5.4.6.6 Warmwasserbedarf

Neben dem Energiebedarf für die Raumheizung ist der jährliche Energiebedarf für die Warmwasserbereitung mindestens genauso wichtig. Besonders bei Gebäuden mit niedriger Heizlast, wie bei Niedrigenergie- und Passivhäusern ist der Energiebedarf für die Warmwasserbereitung sehr wichtig. Denn im Gegensatz zum Energiebedarf für die Erwärmung der Wohnräume ändert sich der Bedarf für Warmwasser nach einer Verbesserung der Wärmedämmmaßnahmen nicht.

Der jährliche Energiebedarf für die Warmwasserbereitung basiert auf der Schätzung des durchschnittlichen Wasserverbrauchs einer Person.

Die Werte für den Warmwasserbedarf einer Person können sehr schwanken. Dabei erfolgt die Einteilung in niedrigen Bedarf (20 – 30 Liter pro Person und Tag) über mittleren Bedarf (30 – 50 Liter pro Person und Tag) bis zu hohem Bedarf (50 -60 Liter pro Person und Tag).³ Der Mittelwert liegt bei 40 Litern pro Person und Tag und dient als Grundlage für die Ermittlung des Energiebedarfs für eines der zukünftigen Gebäude. Das Kaltwasser mit durchschnittlich 10°C soll um Legionellen vorzubeugen auf 60°C erwärmt werden. Das bedeutet einen Temperaturunterschied von 50 Kelvin. Die spezifische Wärmekapazität von Wasser beträgt 4,187 kJ/kg*K. Wasser besitzt bei einer Temperatur von 10°C eine Masse von ca. 1 Kilogramm pro Liter. Mit diesen Werten kann man nach folgender Formel die benötigte Wärmemenge Q für die Erwärmung von 40 Litern Kaltwasser berechnen.

$$\Delta Q = m * c * \Delta T$$

$$\Delta T = 333,15 \text{ K} - 283,15 \text{ K}$$

$$\Delta T = 50 \text{ K}$$

$$\Delta Q = 40 \frac{\text{kg}}{\text{Tag} * \text{Person}} * 4,187 \frac{\text{kJ}}{\text{kg} * \text{K}} * 50 \text{ K}$$

$$\Delta Q = 8374 \frac{\text{kJ}}{\text{Tag} * \text{Person}}$$

Somit wird für die Erwärmung von 40 Litern Kaltwasser eine Wärmemenge von 8374 Kilojoule benötigt. Der Umrechnungsfaktor von Kilojoule (kJ) in Kilowattstunden (kWh) beträgt $2,778 * 10^{-4}$. Mit diesen Werten kann der Energiebedarf von Joule in Kilowattstunden umgerechnet werden.

$$\Delta Q = 8374 \frac{\text{kJ}}{\text{Tag} * \text{Person}} * 2,778 * 10^{-4}$$

³ <http://www.solaranlagen-portal.de/solarthermie/solaranlagen-warmwasser.html> [24.09.2013]

$$\Delta Q = 2,33 \frac{kWh}{Tag * Person}$$

Somit wird für die Erwärmung von 40 Litern Kaltwasser eine Wärmemenge von ca. 2,33 kWh benötigt. Um den jährlichen Energiebedarf zu ermitteln muss dieser Wert mit den 365 Tagen eines Jahres multipliziert werden.

$$Q_{\text{jährlich}} = 2,33 \frac{kWh}{Tag * Person} * 365 Tage$$

$$Q_{\text{jährlich}} = 850,45 \frac{kWh}{a * Person}$$

Somit ergibt sich ein geschätzter jährlicher Energiebedarf von 850,45 kWh pro Jahr und Person. Beide zukünftigen Gebäude besitzen sechs Wohneinheiten bestehend aus drei 3-Raum- und zwei 2-Raum-Wohnungen. In den 2-Raum-Wohnungen werden schätzungsweise von ein bis zwei Personen, die 3-Raum-Wohnungen mit zwei bis drei Personen (inkl. Kind) bezogen. Aus diesen Annahmen kann mit Hilfe einer Mittelwertberechnung ein Durchschnittsfaktor F_{Personen} ermittelt werden.

$$F_{\text{Personen}} = \frac{WE1 + WE2}{2}$$

$$WE1 = \frac{1 Person + 2 Personen}{2}$$

$$WE1 = 1,5 Personen$$

$$WE2 = \frac{2 Personen + 3 Personen}{2}$$

$$WE2 = 2,5 Personen$$

$$F_{\text{Personen}} = \frac{WE1 + WE2}{2}$$

$$F_{\text{Personen}} = \frac{1,5 Personen + 2,5 Personen}{2}$$

$$F_{\text{Personen}} = 2 Personen$$

Somit besitzt eine Wohneinheit beider zukünftigen Gebäude durchschnittlich schätzungsweise zwei Personen. Abschließend kann der jährliche Energiebedarf für die Warmwasserbereitung eines der beiden zukünftigen Gebäude berechnet werden.

$$Q_{\text{Warmwasser}} = Q_{\text{jährlich}} * F_{\text{Personen}} * \text{Wohneinheiten}$$

$$Q_{\text{Warmwasser}} = 850,45 \frac{\text{kWh}}{\text{a} * \text{Person}} * 2 \text{ Personen} * 6$$

$$Q_{\text{Warmwasser}} = 10205,4 \frac{\text{kWh}}{\text{a}} \approx 10200 \frac{\text{kWh}}{\text{a}}$$

Somit ergibt sich ein der jährlicher Energiebedarf für die Warmwasserbereitung eines der beiden zukünftigen Gebäude von ca. 10.200 kWh.

5.5 Energiekonzepte

Nachdem die Gesamtheizlast des Referenzgebäudes und der sonstige Wärmebedarf bekannt ist, können unterschiedliche Energiekonzepte und Varianten erstellt werden. Hierzu werden nicht nur verschiedene Energieträger zur Wärmeerzeugung untersucht, sondern auch die Möglichkeit diese zu kombinieren. Außerdem werden Varianten zur Verteilung, Übertragung und Speicherung der erzeugten Wärmeenergie untersucht und Optimierungen gesucht. Für alle Varianten wird der für die EnEV wichtige Wärme- und Primärenergie aufgeführt. Auch der nötige Platzbedarf und mögliche Standort verschiedener Wärmeerzeuger und Pufferspeicher ist interessant und wird ermittelt.

Einziges Gemeinsamkeit aller Varianten ist die Installation einer Solarthermieanlage. Details wie Art und Dimensionen der Komponenten sowie die Nutzung ist variantenabhängig.

5.5.1 Übersicht der Varianten

Variante 1

Bei der Variante 1 wird die Solarthermieanlage mit einem Erdgas-Brennwertkessel zur Erzeugung der Wärmeenergie kombiniert. Dabei unterstützt die Solarthermieanlage ausschließlich die Warmwassererzeugung. Außerdem erhält das Gebäude ein Flachdach. Die Übertragung der Wärme in den Räumen erfolgt wie aktuell über Radiatorheizkörper.

Variante 1A

Bei dieser Variante wird die Variante 1 erweitert. Die Solarthermieanlage unterstützt neben der Warmwasserbereitung zusätzlich die Heizungsanlage.

Variante 1B

Die Variante 1B enthält diverse Optimierungen gegenüber der Variante 1A. Darunter die Installation einer Flächenheizung zur Übertragung der Wärme in den Räumen und einen externen Solarwärmetauscher. Außerdem erhalten beide Gebäude ein Spitzdach nach dem Vorbild der Gebäude im Neustädter Ring in Tangerhütte. Dies hat für die Kollektoren einen festen Anstellwinkel von ca. 30° und eine maximale Anzahl von neun Stück zuzufolge.

Variante 1C

Bei dieser Variante werden die Flachkollektoren durch Vakuumröhrenkollektoren ersetzt um ein Ertrags- und Wirtschaftlichkeitsvergleich beider Kollektortechnologien zu ermöglichen.

Variante 2

Bei der Variante 2 wird die Solarthermieanlage mit einem Holzhackschnitzelkessel zur Erzeugung der Wärmeenergie kombiniert. Dabei unterstützt die Solarthermieanlage ausschließlich die Warmwassererzeugung. Außerdem erhält das Gebäude ein Flachdach. Die Übertragung der Wärme in den Räumen erfolgt wie aktuell über Radiatorheizkörper.

Variante 2A

Bei dieser Variante wird die Variante 2 erweitert. Die Solarthermieanlage unterstützt neben der Warmwasserbereitung zusätzlich die Heizungsanlage.

Variante 2B

Die Variante 1B enthält diverse Optimierungen gegenüber der Variante 1A. Darunter die Installation einer Flächenheizung zur Übertragung der Wärme in den Räumen und einen externen Solarwärmetauscher. Außerdem erhalten beide Gebäude ein Spitzdach nach dem Vorbild der Gebäude im Neustädter Ring in Tangerhütte. Dies hat für die Kollektoren einen festen Anstellwinkel von ca. 30° und eine maximale Anzahl von neun Stück zufolge.

Variante 2C

Bei dieser Variante werden die Flachkollektoren durch Vakuumröhrenkollektoren ersetzt um ein Ertrags- und Wirtschaftlichkeitsvergleich beider Kollektortechnologien zu ermöglichen.

Variante 3

Bei der letzten Variante wird die Möglichkeit eines sehr großen Solarwärmespeichers untersucht. Dabei wird der Speicher in der Mitte zwischen beiden Gebäuden in die entstandene Grube des Mittelteils des noch aktuellen Gebäudes eingelassen. Beide Solarthermieanlagen werden mittels einer Nahwärmeleitung mit dem Speicher verbunden. Außerdem werden auch auf der nach Südwesten gerichteten Dachseite des Spitzdaches Flachkollektoren installiert.

5.5.2 Ermittlung der jährlichen Heizarbeit für alle vorgestellten Varianten

Die Ermittlung der jährlichen Heizarbeit ist für eine Berechnung der jährlichen Kosten zwingend notwendig. Weiterführend erlaubt dieser Schritt eine Berechnung der möglichen Einsparung durch den Einsatz diverser Energiesparmaßnahmen oder den Einsatz alternativer Energieträger. Nach VDI 2076, Blatt 2 werden für ein Mehrfamilienhaus ca. 2.000 Vollbenutzungsstunden für den Wärmeerzeuger angesetzt. Die jährliche Heizarbeit, oder auch jährliche Wärmemenge, ist das Produkt aus Heizlast und Vollbenutzungsstunden.

$$\text{Heizarbeit} = \text{Heizlast} * \text{Vollbenutzungsstunden}$$

Die Erfahrungen der SWG Tangerhütte zeigen in den schon umgebauten Liegenschaften einen sehr geringen Leerstand auf. Um genau zu sein geht dieser gegen Null. Die Wohnungen sind sehr beliebt und es gibt lange Wartelisten. Aus diesem Grund wird für die Ermittlung der jährlichen Heizarbeit die minimale Heizlast bei vollständiger Belegung herangezogen.

$$Q_{\text{Ha}} = 8,56 \text{ kW} * 2000 \frac{\text{h}}{\text{a}}$$

$$Q_{\text{Ha}} = 17120 \frac{\text{kWh}}{\text{a}}$$

Mit einer Heizlast von 8,56 Kilowatt und 2000 Vollbenutzungsstunden ergibt sich eine jährliche Heizarbeit von 17.120 kWh. Nun muss der jährliche Energiebedarf für die Warmwasserbereitung addiert werden.

$$Q_{\text{gesamt}} = Q_{\text{Ha}} + Q_{\text{Warmwasser}}$$

$$Q_{\text{gesamt}} = 17120 \frac{\text{kWh}}{\text{a}} + 10205,4 \frac{\text{kWh}}{\text{a}}$$

$$Q_{\text{gesamt}} = 27325,4 \frac{\text{kWh}}{\text{a}} \approx 27300 \frac{\text{kWh}}{\text{a}}$$

Zusammen mit den ca. 10.200 kWh/a für die Warmwassererzeugung ergibt sich ein jährlicher Bedarf an thermischer Energie von ca. 27.300 kWh.

Interessant ist auch die Verteilung der Energiemenge für Wärme auf die einzelnen Monate eines Jahres. Hierzu wird auch hier auf die VDI 2076 zurückgegriffen. Als Grundlage dient die Verteilung der Jahresenergiemenge für ein Wohnhaus.

Tabelle 16: Verteilung der Jahresenergiemenge

Monat	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
Anteil	17%	15%	13%	8%	4%	1%	1%	1%	3%	8%	12%	16%

Das nachfolgende Diagramm zeigt die monatliche Heizarbeit entsprechend der prozentualen Verteilung der jährlichen Heizarbeit von insgesamt 27.300 kWh.

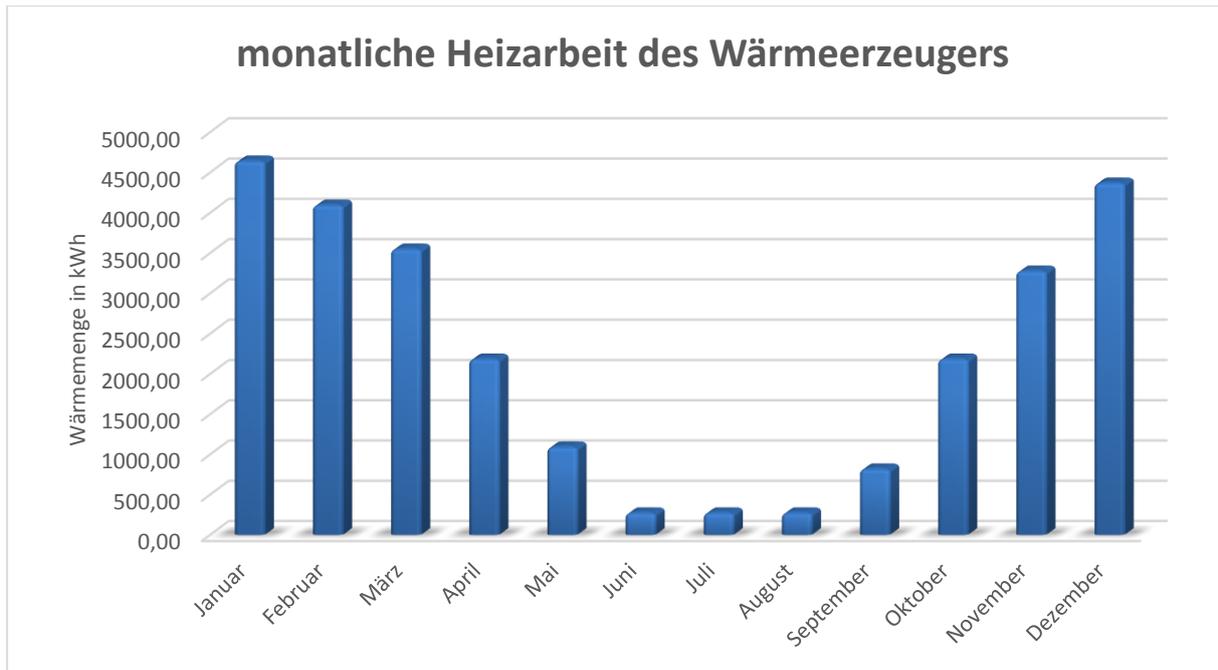


Abbildung 44: monatliche Heizarbeit des Wärmeeerzeugers

5.5.3 Wirkungs-, Normnutzungs- und Jahresnutzungsgrad

Wirkungsgrad

Die Jahresheizarbeit die schon erwähnt die nötige Wärmeenergie. Diese Wärmeenergie muss zuvor von einen Energieträger durch einen Wärmeeerzeuger umgewandelt werden. Ein Erdgaskessel wandelt beispielsweise den Energieträger Erdgas durch Verbrennung in thermische Energie um. Die Energie ist in chemischer Form im Erdgas gebunden. Technisch bedingt kann diese Umwandlung nicht ohne Verluste erfolgen. Somit kann die Energie, die sich in einem Energieträger befindet, nicht zu 100% in nutzbare Wärmeenergie umgewandelt werden. Dies wird durch den Wirkungsgrad beschrieben.

Normnutzungsgrad

Bei dem Normnutzungsgrad (NNG) wird der Kessel unter Prüfstandbedingungen nach der DIN 4702 Teil 8 in 5 Leistungsstufen betrieben. Denn ein Kessel hat unterschiedliche Feuerungswirkungsgrade bei unterschiedlicher Auslastung. Anschließend werden die 5 Feuerungswirkungsgrade gemittelt.

Brennleistung	13 %	30 %	39 %	48 %	63 %	Mittel
Vorlauf	27	37	42	46	55	
Rücklauf	25	32	36	39	45	
Differenz	2	5	6	7	10	
Wirkungsgrad (HU) %	96	95	94	93	92	94

Abbildung 45: Beispiel für die Wirkungsgrade eines Erdgasbrennwertkessels bei unterschiedlicher Leistung

Der Mittelwert wird von den Herstellern veröffentlicht. Dieser kann zwischen 92% und 107% (inkl. Brennwert) liegen. Gut zu erkennen ist auch, dass der Normnutzungsgrad mit steigender Wassertemperatur abnimmt.

Jedoch ist dieser mittlere Wirkungsgrad in der Praxis nicht zu erreichen. Grund hierfür ist die Versorgungssicherheit für jede Wohneinheit. Hierzu werden Heizungskessel bei 13% mit einer Temperaturspreizung von 10 bis 20°C anstelle von 2°C betrieben. Das Heizungswasser wird somit sehr selten auf eine Temperatur unter 40°C erwärmt.

Realistischer Wirkungsgrad

In der Praxis werden bei modernen Erdgasbrennwertkessel bei Vorlauftemperaturen zwischen 50°C und 70°C durchschnittliche Wirkungsgrade von 85% bis 90% erreicht. Bei dem Einsatz von Fußboden- bzw. Flächenheizungen und somit niedrigen Vor- und Rücklauftemperaturen werden 90% bis 95% erreicht. Aus diesem Grund wird der Brennstoffbedarf bei Varianten mit klassischen Heizkörpern mit einen Kesselwirkungsgrad von 85% und bei Varianten mit Flächenheizung mit 90% berechnet.

5.5.4 Warmwasser- und Heizungsverluste

Als Grundlage für die Berechnung der Zirkulationsverluste dienen folgende Annahmen der Komponenten.

Steigleitung Warmwasser:	VL + Zirkulation je 20m DN 20 (3/4“)
Steigleitung Heizung:	VL / RL je 20m DN 24 (1“)
Dämmung Warmwasser:	20mm, $\lambda = 0,035 \text{ W}/(\text{m} \cdot \text{K})$ (EnEV 2009)
Dämmung Heizung:	30mm, $\lambda = 0,035 \text{ W}/(\text{m} \cdot \text{K})$ (EnEV 2009)
Umgebungstemperatur:	ca. 20°C (Keller, Versorgungsschacht, Wohnraum)

Mit diesen Voraussetzungen und Annahmen kann mit folgender Formel die Mantelfläche M der Leitungen berechnet werden. Dabei wird die Leitung auf eine Länge idealisiert und entspricht somit einen Hohlzylinder, wobei die Höhe h der Länge l entspricht.

$$M [\text{m}^2] = \text{Umfang}_{\text{Kreis}} [\text{m}] * \text{Leitungslänge} [\text{m}]$$

$$\text{Umfang} = \text{Außendurchmesser} * \pi$$

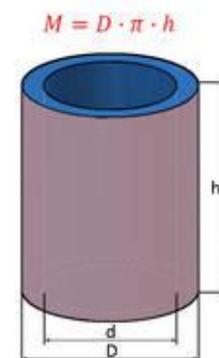


Abbildung 46: Skizze eines Hohlzylinders

Die Steigleitungen für das Warmwasser bestehen aus DN 20 Rohren und besitzen einen Außendurchmesser von ca. 26,9 mm. Somit kann der Umfang und mit der geschätzten Länge von 20m für den Vorlauf und der Zirkulationsleitung die Oberfläche der Warmwasserleitung berechnet werden.

$$Umfang_{\text{Wasserleitung}} = \text{Außendurchmesser}_{\text{Wasserleitung}} * \pi$$

$$Umfang_{\text{Wasserleitung}} = 0,0269m * \pi$$

$$Umfang_{\text{Wasserleitung}} = 0,0845m$$

$$M_{\text{Wasserleitung}} = Umfang_{\text{Wasserleitung}} * Leitungslänge_{\text{Wasserleitung}}$$

$$M_{\text{Wasserleitung}} = 0,0845m * (2 * 20m)$$

$$M_{\text{Wasserleitung}} = 3,38m^2$$

Die Steigleitungen für die Heizung bestehen aus DN 25 Rohren und besitzen einen Außendurchmesser von ca. 33,7 mm. Die Länge erhöht sich aufgrund mehrerer Punkten für die Steigleitungen pro Wohnung auf je 30 Metern. Somit kann der Umfang und mit der geschätzten Länge für den Vor- und Rücklauf die Oberfläche der Warmwasserleitung berechnet werden.

$$Umfang_{\text{Heizung}} = \text{Außendurchmesser}_{\text{Heizung}} * \pi$$

$$Umfang_{\text{Heizung}} = 0,0337m * \pi$$

$$Umfang_{\text{Heizung}} = 0,106m$$

$$M_{\text{Heizung}} = Umfang_{\text{Heizung}} * Leitungslänge_{\text{Heizung}}$$

$$M_{\text{Heizung}} = 0,106m * (2 * 30m)$$

$$M_{\text{Heizung}} = 6,36m^2$$

Die Dämmanforderungen für warmgehende Rohrleitungen werden in Anhang 5, Tabelle 1 der EnEV geregelt.

Tabelle 17: Dämmanforderung für warmgehende Rohrleitungen der EnEV

Art der Leitungen / Armaturen	Mindestdicke der Dämmschicht, bezogen auf eine Wärmeleitfähigkeit von $\lambda = 0,035 \text{ W/(mK)}$
Innendurchmesser d_i bis 22mm	20mm
Innendurchmesser d_i über 22mm bis 35mm	30mm

Der Innendurchmesser einer DN-20-Leitung beträgt 21,6 mm, somit gilt ein Mindestdicke der Dämmschicht von 20 mm. Der Innendurchmesser einer DN-25-Leitung beträgt 27,2mm, somit gilt ein Mindestdicke der Dämmschicht von 30mm.

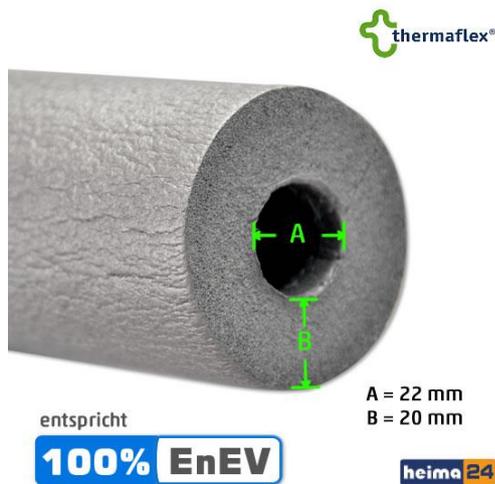


Abbildung 48: Beispiel für eine 22mm-Rohrdämmung

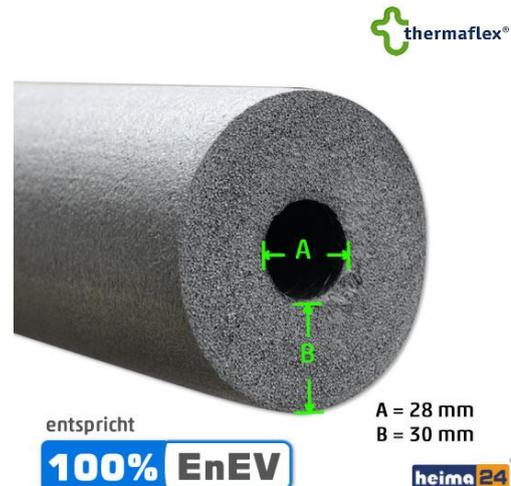


Abbildung 47: Beispiel für eine 28mm-Rohrdämmung

Somit kann mit folgender Formel die Verlustleistung für die Warmwasser- und Heizungsleitungen berechnet werden.

$$P_{\text{Verlust}} = M * \frac{\lambda}{B} * \Delta T$$

Die Temperaturdifferenz ΔT ist abhängig von den Wassertemperaturen in den Leitungen. Bei allen Varianten beträgt die Temperatur des Warmwassers 60°C. Somit ergibt sich aufgrund der Umgebungstemperaturen von 20°C ein ΔT für alle Varianten von 40 Kelvin.

$$P_{\text{Verlust_Wasser}} = M_{\text{Wasserleitung}} * \frac{0,035 \frac{\text{W}}{\text{mK}}}{0,02 \text{ m}} * 40 \text{ K}$$

$$P_{\text{Verlust_Wasser}} = 3,38 \text{ m}^2 * \frac{0,035 \frac{\text{W}}{\text{mK}}}{0,02 \text{ m}} * 40 \text{ K}$$

$$P_{\text{Verlust_Wasser}} = 236,6 \text{ W}$$

In Mehrfamilienhäusern erfolgt eine Zirkulation des Warmwassers üblicherweise 24 Stunden am Tag. Somit ergibt sich eine Zirkulationsdauer von 8760 Stunden im Jahr.

$$Q_{\text{Verlust_Wasser}} = P_{\text{Verlust_Wasser}} * 8760 \frac{h}{a}$$

$$Q_{\text{Verlust_Wasser}} = 236,6 \text{ W} * 8760 \frac{h}{a}$$

$$Q_{\text{Verlust_Wasser}} = 2072,6 \frac{\text{kWh}}{a} \approx 2100 \frac{\text{kWh}}{a}$$

Somit ergibt sich ein jährlicher Energieverlust durch die Zirkulation des Warmwassers von ca. 2.100 kWh. Dieser Wert dient als Zirkulationsverlust für alle Varianten.

Die Vorlauf- und Rücklauftemperaturen der Heizungsleitungen sind jedoch variantenabhängig. Aus diesem Grund muss die Verlustleistung der Heizungsleitungen für jede Variante separat berechnet werden. Diese Berechnungen sind analog zu der für die Zirkulation des Warmwassers. Lediglich die Betriebsstunden der Heizungspumpen belaufen sich auf 4.500 Stunden im Jahr und die jährliche Durchschnittstemperatur für den Vor- und Rücklauf muss geschätzt werden.

5.5.5 Flächenheizung

Für eine optimale und effektive Nutzung der Brennwerttechnik moderne Heizkessel ist die Übergabe der Wärme an den Raum mittels Flächenheizungen unumgänglich. Denn nur durch eine niedrige Rücklauftemperatur des Verteilnetzes im Gebäude kann eine optimale Kondensation des Abgases erfolgen. Um niedrige Rücklauftemperaturen zu erreichen sind große Heizflächen zwingend erforderlich. Das Heizungswasser benötigt eine gewisse Zeit um auch bei geringem Temperaturunterschied die Wärme an den Raum abzugeben. Dies kann entweder durch einen niedrigen Volumenstrom oder durch lange Wege erreicht werden. Die Methode über einen geringen Volumenstrom hat eine hohe Eintrittstemperatur (Vorlauf) und eine geringe Austrittstemperatur (Rücklauf) am Heizkörper zufolge. Wichtig ist jedoch die mittlere Temperatur eines Heizkörpers. Diese ist demzufolge weitaus geringer als die Vorlauftemperatur. Diese Methode wird oft bei Bestandsbauten nach umfangreichen Dämmmaßnahmen durchgeführt.

Ein Beispiel soll den Nachteil dieser Methode verdeutlichen. Vor den Dämmmaßnahmen wurde für einen Raum ein Heizkörper mit einer Leistung von 1.000 Watt bei einer Vorlauftemperatur von 75°C und einer Rücklauftemperatur von 65°C benötigt. Die mittlere Heizkörpertemperatur beträgt demzufolge 70°C. Nach den Dämmmaßnahmen muss derselbe Heizkörper nur noch eine Leistung von 600 Watt bei einer mittleren Temperatur von 50°C bereitstellen. Ziel ist eine möglichst geringe Rücklauftemperatur von 20°C für eine optimale Nutzung des neuen Brennkessels. Demzufolge muss die Vorlauftemperatur am Heizkörper sehr hohe 80°C betragen um die mittlere Heizkörpertemperatur von 50°C (600 W) zu erreichen.



Abbildung 49: montierter Heizkörper (Radiator)

Großer Nachteil dieser Methode ist die sehr hohe Vorlauftemperatur von 80°C. Hohe Temperaturen bedeuten hohe Energieverluste. Aus diesem Grund ist es ratsam die Heizflächen zu erhöhen. Dies kann entweder durch größere (tiefere) Heizkörper oder durch Flächenheizungen wie Fußboden- oder Wandheizungen erfolgen.

Größtes Problem für den Einsatz solcher Flächenheizungen, insbesondere gilt dies für Fußbodenheizungen, ist die nachträgliche Installation in Bestandsbauten. Bauhöhen für in Estrich verlegte Fußbodenheizungen betragen inklusive Dämmung nicht selten 20 bis 30 cm. Jedoch ist die Nachfrage nach einer nachträglichen Installation einer Fußbodenheizung in den letzten Jahren extrem gestiegen. Grund hierfür ist die EnEV mit ihren diversen Vorlagen. Aus diesem Grund sind mittlerweile diverse Lösungen für sehr flache Fußbodenheizungssysteme verfügbar.



Abbildung 50: ca. 3 cm Bodenfreiheit

Schlagwörter sind für solche flachen Heizungssysteme „Dünnbettheizung“ und „Kapillarrohrmatten“. Die Firma BEKA vertreibt solche speziellen Systeme. Speziell für die Modernisierung von Altbauten wurde die Folienmatte Typ P.FS20 mit Folienbändern und doppelseitigem Klebeband entwickelt. Diese ermöglicht eine kostengünstige Montage. Eine Alternative ist die Kapillarrohrmatte K.S15, welche ebenfalls von der Firma BEKA vertrieben wird. Für kleine Räume bis 20 Quadratmeter bietet sich auch die Lösung der Firma FLEXIRO an. Diese Fußbodenheizung besteht aus sehr dünnen und flexiblen Heizungsrohren aus Polyethylen und kann unproblematisch an bereits bestehende Heizungssysteme angeschlossen werden.⁴



Abbildung 53: Folienmatten Typ P.FS20



Abbildung 51: System der Firma FLEXIRO



Abbildung 52: Kapillarrohr

Eine Alternative zu Fußbodenheizungen sind Wandheizungen. Auch hier ist der Markt für nachträgliche Installationen in den letzten Jahren stark gewachsen. Eine Lösung ist das System „Fonterra Side 12“ der Firma viega. Dies ist ein elementar aufgebautes Trockenbausystem, welches direkt auf einer Unterkonstruktion befestigt wird. Hauptbestandteil ist eine 18 mm starke Gipsfaserplatte mit integrierten sauerstoffdichten Polybuten-Rohren mit den Abmessungen 12 x 1,3 mm. Mit einer auf Wärme reagierende Folie lässt sich der Verlauf der Rohre zu einem späteren Zeitpunkt sehr schnell ermitteln. Auf diese Weise kann beim Aufhängen von Bildern oder Regalen eine Beschädigung der Rohre vorgebäugt werden.⁵

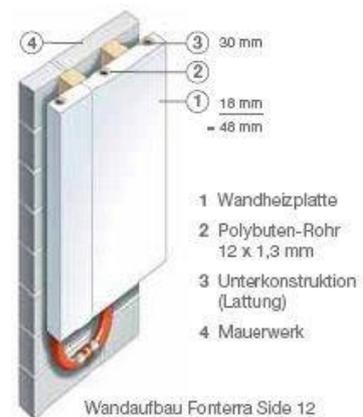


Abbildung 54: Montageskizze Fonterra Side 12

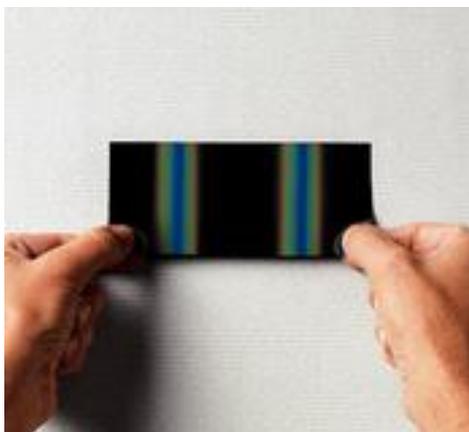


Abbildung 56: wärmeempfindliche Folie



Abbildung 55: Montagebeispiel Fonterra Side 12

⁴ www.beka-klima.de [19.11.2013]

⁵ www.viega.de [19.11.2013]

5.5.6 Produktion und Eigenschaften der Holzhackschnitzel

Wie zuvor bei der Aufgabenstellung erwähnt möchte die Gemeinde Grieben die Möglichkeit untersucht haben Holzhackschnitzel als Brennstoff einzusetzen. Diese sollen regional hergestellt werden. Die umliegenden Wälder bestehen aus Weichhölzern wie Kiefer, Buche und Birke sowie diverse Sträucher. Da die Technik zur Herstellung noch nicht vorhanden ist, kann diese an die zukünftige Kesselanlage angepasst werden. Weil die Herstellung aus eigener Hand und mit unterschiedlichen Ausgangsmaterialien erfolgt, muss die zukünftige Anlage für kleine (G30⁶) bis mittlere (G50¹⁴) Größen der Holzhackschnitzel geeignet sein.



Abbildung 57: fertige Holzhackschnitzel



Abbildung 58: Holzhackschnitzelproduktion am Ort der Rodung

Die Holzhackschnitzel können direkt im Wald produziert werden. Eine Versorgung mit „waldfrischem“ Holz (Wassergehalt max. 50%) im Winter und durch natürliche Trocknung (Wassergehalt max. 35%) im Sommer wird angestrebt. Die Gemeinde Grieben benötigt zur Lagerung ein überdachtes Freiluftlager. Eine Belieferung mit Hackgut per Lastkraftwagen wäre nach ersten Überlegungen direkt an den zwei zukünftigen Gebäuden kein Problem. Auch ein nötiger Lagerraum im Gebäude wäre nach den Umbaumaßnahmen ohne weitere möglich.

Neben der Nutzung von Holzhackschnitzeln ist die Verwaltungsgemeinschaft auch nicht abgeneigt, andere Biofeststoffe wie Straßenbegleitschnittgut oder Ähnliches für die Biomasseanlage zu nutzen. Dafür sind spezielle Biomassekessel erforderlich, was nicht Teil dieser Arbeit werden soll.



Abbildung 59: Mäharbeiten entlang einer Landstraße

⁶ ÖNORM M 7133, nach Massenanteilen gegliedert, <http://de.wikipedia.org/wiki/Hackschnitzel> [13.10.2011]

5.5.7 Detaillierte Vorstellung der Varianten

Bei allen Varianten werden Flachkollektoren der Firma Vaillant mit der Bezeichnung au-roTHERM VFK 145 V verwendet. Dies ermöglicht eine bessere Vergleichsmöglichkeit aller Varianten. Die Leistung des Zusatzheizkessels wird ebenso für alle Varianten mit Erdgas, bzw. mit Holzhackschnitz oder Pellets als Brennstoff identisch sein. Diese ist dabei abhängig von dem gewählten Gerät der Hauptvarianten 1 und 2. Voraussetzung für alle Zusatzheizkessel ist eine Gesamtleistung von mindestens 20 kW. Dies ist mit einer ausreichenden Versorgungsreserve für Temperaturen unter -14°C und parallelem Warmwasserbedarf zu begründen. Alle anderen Anlagenparameter wie Pufferspeichervolumen, Kollektoranzahl, sowie Ausrichtung und Anstellwinkel der Kollektoren sind variantenabhängig.

Zur Ermittlung des Ertrages durch die Solarthermieanlage und der Energiebilanz der Gesamtanlage wird die Simulationssoftware GetSolar Professional in der Version 10.2.1 verwendet. Die Zirkulationsverluste werden bei der genutzten Simulationssoftware nicht berücksichtigt. Aus diesem Grund erfolgt die Ermittlung manuell.

5.5.7.1 Variante 1

Wie zuvor beschrieben enthält diese Variante eine Kombination aus Erdgas-Brennwertkessel und Solarthermieanlage zur Wärmeerzeugung. Dabei unterstützt die Solarthermieanlage ausschließlich die Warmwassererzeugung und ist die Mindestanforderung der EnEV. Außerdem erhält das Gebäude ein Flachdach. Die Übertragung der Wärme in den Räumen erfolgt wie aktuell über Radiatorheizkörper. Lediglich die Vorlauf- und Rücklauftemperaturen werden für die optimale Nutzung des Brennwertes angepasst.

Vorteile:

- kostengünstiges Flachdach mit der Möglichkeit zur besseren Ausrichtung der Kollektoren
- große Kollektorflächen möglich
- variabler Anstellwinkel möglich
- nur ein Pufferspeicher für Brauchwarmwasser
- durch Einsatz von Heizkörpern geringe Kosten für die Heizungsanlage

Nachteile:

- geringer Solarnutzungsgrad durch fehlende Heizungsunterstützung
- Aufstellkonstruktion für die Kollektoren nötig
- bei großer Kollektorfläche hohe Anlagenkosten der Solarthermieanlage pro Ertrag
- erhöhte Verluste durch hohe Vorlauftemperaturen
- geringerer Nutzungsgrad durch Heizkörper mit hoher Vorlauftemperatur

Anlagenkomponenten

Kollektortyp:	Vaillant auroTHERM VFK 145 V
Anzahl der Kollektoren:	10 Stück
Absorberfläche gesamt:	23,5 m ²
Neigung:	50°
Pufferspeicher:	Solarbayer SPS/S 1000
Pufferspeichervolumen:	1000 Liter
Erdgasbrennwerttherme:	ca. 18kW

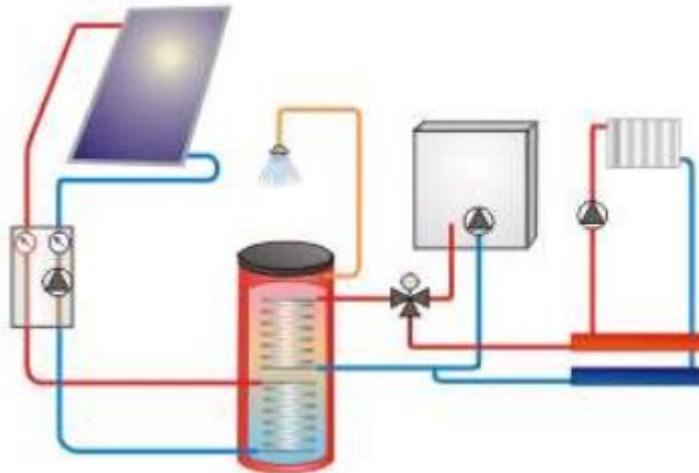


Abbildung 60: Anlagenschema Variante 1

Investitionskostenschätzung:

10 Stück	Vaillant auroTHERM VFK 145 V	ca.	4.500 € ⁷
10 Stück	Kollektor-Aufdach-Befestigung	ca.	1.600 € ⁸
1 Stück	Solarbayer SPS/S 1000	ca.	1.000 € ⁹
50m	Solarleitung	ca.	1.000 € ¹⁰
1 Stück	18 kW Erdgasbrennwerttherme	ca.	1.200 € ¹¹
	sonstige Anlagenteile	ca.	2.500 € ¹²
4	Manntage für die Montage zu 360€	ca.	1.440 €
Summe		ca.	<u>13.240 €</u>

Heizungszirkulationsverluste

Heizungsvorlauftemperatur:	50°C – 70°C
durchschnittliche Heizungsvorlauftemperatur:	60°C (geschätzt)
Heizungsrücklauftemperatur:	30°C – 50°C
durchschnittliche Heizungsrücklauftemperatur:	40°C (geschätzt)
durchschnittliche Umgebungstemperatur:	17°C (geschätzt)

⁷ Preisrecherche über idealo.de am 19.11.2013 für ein Kollektor, günstigster Preis ca. 450 €

⁸ Angebot Internetshop von Heizfaktor.de für 10x „Viessmann Aufdach-Befestigung Flachdach“ am 19.11.2013

⁹ Preisrecherche über idealo.de am 19.11.2013 für ein Speicher (mittlerer Preis)

¹⁰ Preisrecherche über idealo.de am 19.11.2013 für 25m Solarleitung DN20 ca. 500 €

¹¹ Preisrecherche über idealo.de am 19.11.2013 für 18kW Gas-Brennwerttherme „Wolf ComfortLine CGU-2 18“

¹² geschätzt

$$P_{\text{Verlust}} = \frac{M}{2} * \frac{\lambda}{B} * \Delta T$$

$$P_{\text{Verlust_Heizungsvorlauf}} = \frac{M_{\text{Heizungsleitung}}}{2} * \frac{0,035 \frac{W}{mK}}{0,03 m} * 43K$$

$$P_{\text{Verlust_Heizungsvorlauf}} = \frac{6,36m^2}{2} * \frac{0,035 \frac{W}{mK}}{0,03 m} * 43K$$

$$P_{\text{Verlust_Heizungsvorlauf}} = 159,53 W$$

$$P_{\text{Verlust_Heizungsrücklauf}} = \frac{M_{\text{Heizungsleitung}}}{2} * \frac{0,035 \frac{W}{mK}}{0,03 m} * 23K$$

$$P_{\text{Verlust_Heizungsrücklauf}} = \frac{6,36m^2}{2} * \frac{0,035 \frac{W}{mK}}{0,03 m} * 23K$$

$$P_{\text{Verlust_Heizungsrücklauf}} = 85,33 W$$

$$Q_{\text{Verlust_Heizung}} = (P_{\text{Verlust_Heizungsvorlauf}} + P_{\text{Verlust_Heizungsrücklauf}}) * 4500 \frac{h}{a}$$

$$Q_{\text{Verlust_Heizung}} = (159,53 W + 85,33 W) * 4500 \frac{h}{a}$$

$$Q_{\text{Verlust_Heizung}} = 1101,87 \frac{kWh}{a} \approx 1100 \frac{kWh}{a}$$

Somit ergeben sich Heizungs-zirkulationsverluste in Höhe von ca. 1.100 kWh pro Jahr.

Simulationsergebnisse und Energiebilanz

Tabelle 18: Simulationsergebnisse der Variante 1

Monat	Solarertrag [kWh]	Einstrahlung [kWh]	Fremdenergie [kWh]	Deckungsrate [%]	Wirkungsgrad [%]
Januar	178	703	539	25	25
Februar	274	1105	421	40	25
März	436	1874	298	59	23
April	597	2758	153	82	22
Mai	682	3080	87	90	22
Juni	670	3318	58	90	20
Juli	765	3495	28	99	22
August	651	2694	92	86	24
September	513	1953	212	71	26
Oktober	370	1371	356	50	27
November	211	730	485	30	29
Dezember	109	402	586	16	27
Summe	5455	23482	3316	62	23

Deckungsrate für Warmwasser: **62%**
Spezifischer Kollektor-Jahresertrag: **232 kWh/m²**

Tabelle 19: Energiebilanz für Variante 1

Gewinne / Verluste	kWh
thermischer Gesamtenergiebedarf	27.300
Zirkulationsverluste Warmwasser	2.100
Zirkulationsverluste Heizung	1.100
Solarertrag	-5.455
thermischer Nettoenergiebedarf	25.045

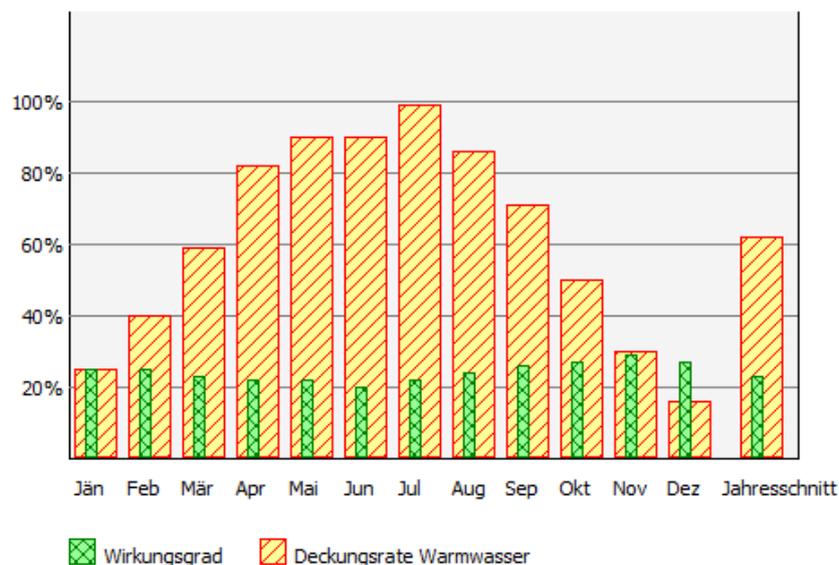


Abbildung 61: jährliche Verteilung der Deckungsrate für WW und des Wirkungsgrades von Variante 1

Erdgasbedarf und spezifischer Primärenergiebedarf

realistischer Wirkungsgrad: 85% (geschätzt)

$$\text{Erdgasmenge} = \frac{\text{therm. Nettoenergiebedarf}}{\text{Normnutzungsgrad}}$$

$$\text{Erdgasmenge} = \frac{25045 \frac{\text{kWh}}{\text{a}}}{\left(\frac{85\%}{100}\right)}$$

$$\text{Erdgasmenge} = 29464,7 \frac{\text{kWh}}{\text{a}} \approx 29,5 \frac{\text{MWh}}{\text{a}}$$

Somit ergibt sich ein Erdgasbedarf von ca. 29,5 MWh pro Jahr.

Primärenergiefaktor Erdgas (f_p): 1,1
Beheizte Gesamtfläche: 296,34 m²

$$Q_p \left[\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \text{a}} \right] = \frac{\text{Erdgasmenge} [\text{kWh/a}] * f_p}{\text{beheizte Gesamtfläche} [\text{m}^2]}$$

$$Q_p = \frac{29464,7 \frac{\text{kWh}}{\text{a}} * 1,1}{296,34 \text{ m}^2}$$

$$Q_p = 120,34 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \text{a}}$$

Somit beträgt der Primärenergiebedarf dieser Variante 120,34 kWh / m²a.

Platzbedarf

Nach ersten Abschätzungen ist der aktuelle Heizungsraum mit seinen ca. 16 m² mehr als ausreichend für die geplanten Anlagenteile.

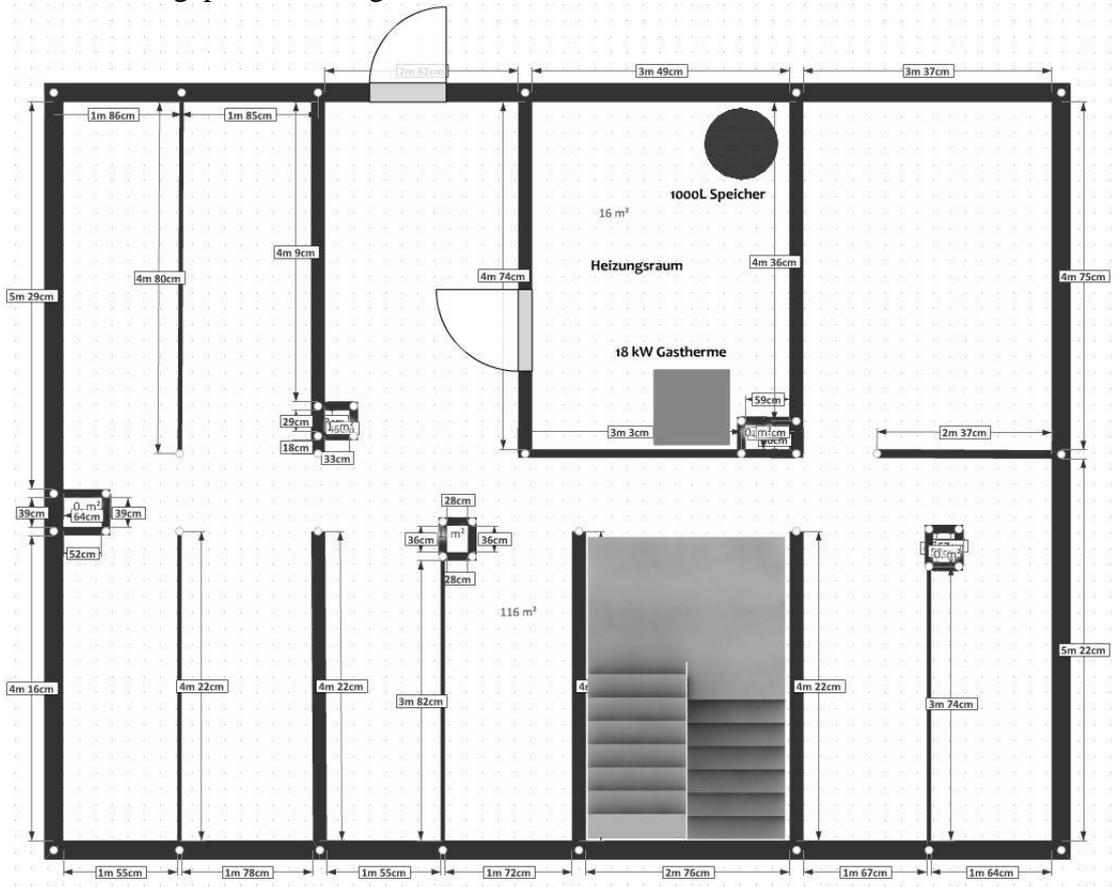


Abbildung 62: Grundriss des Kellergeschosses inkl. möglicher Anlagenteile für Erdgas

Ökobilanz

Tabelle 20: Ökobilanz der Variante 1

Monat	Solarertrag [kWh]	Energieeinsparung [kWh]	[m ³ Gas]	CO ₂ -Einsparung [kg]
Januar	178	173	17	33
Februar	274	266	27	51
März	436	453	45	86
April	597	703	70	134
Mai	682	802	80	152
Juni	670	935	94	178
Juli	765	1092	109	208
August	651	930	93	177
September	513	625	63	119
Oktober	370	435	43	83
November	211	229	23	44
Dezember	109	106	11	20
Summe	5455	6750	675	1282

5.5.7.2 Variante 1A

Bei dieser Variante wird die Variante 1 erweitert. Die Solarthermieanlage unterstützt neben der Warmwasserbereitung zusätzlich die Heizungsanlage.

Vorteile:

- kostengünstiges Flachdach
- große Kollektorflächen möglich
- variabler Anstellwinkel möglich
- hoher Gesamtertrag durch Brauchwasser- und Heizungsunterstützung
- durch Einsatz von Heizkörpern geringe Kosten für die Heizungsanlage

Nachteile:

- Aufstellkonstruktion für Kollektoren
- höhere Anlagenkosten durch zusätzlichen Pufferspeicher
- erhöhte Verluste durch hohe Vorlauftemperaturen

Anlagenkomponenten

Kollektortyp:	Vaillant auroTHERM VFK 145 V
Anzahl der Kollektoren:	10 Stück
Absorberfläche gesamt:	23,5 m ²
Neigung:	50°
Pufferspeicher:	Solarbayer SPS/S 1000
Pufferspeichervolumen:	1000 Liter
Warmwasserbereitung:	Frischwassermodul
Erdgasbrennwertkessel:	ca. 18kW

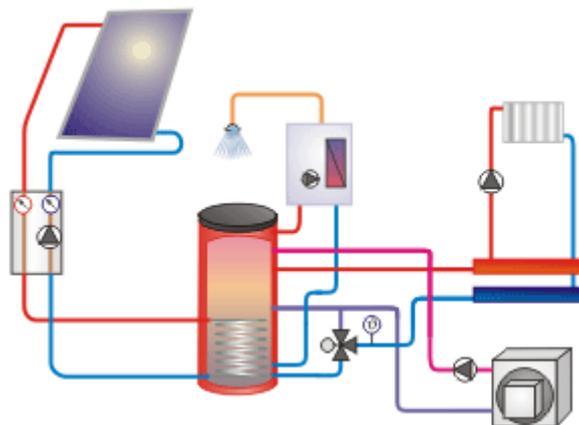


Abbildung 63: Anlagenschema Variante 1A

Investitionskostenschätzung:

10 Stück	Vaillant auroTHERM VFK 145 V	ca.	4.500	€ ¹³
10 Stück	Kollektor-Aufdach-Befestigung	ca.	1.600	€ ¹⁴
1 Stück	Solarbayer SPS/S 1000	ca.	1.000	€ ¹⁵
1 Stück	Frischwassermodul	ca.	2.000	€ ¹⁶
50m	Solarleitung	ca.	1.000	€ ¹⁷
1 Stück	18 kW Erdgasbrennwerttherme	ca.	1.200	€ ¹⁸
	sonstige Anlagenteile	ca.	2.500	€ ¹⁹
4	Manntage für die Montage zu 360€	ca.	1.440	€
Summe		ca.	<u>15.240 €</u>	

Heizungszirkulationsverluste

Das Heizungsnetz mit Heizkörpern und Vorlauf- bzw. Rücklauftemperaturen von 70°C / 50°C ist identisch mit dem aus Variante 1. Somit ergeben sich auch hier Heizungszirkulationsverluste in Höhe von ca. 1.100 kWh pro Jahr.

Simulationsergebnisse und Energiebilanz

Tabelle 21: Simulationsergebnisse der Variante 1A

Monat	Solar- ertrag [kWh]	Solares Heizen [kWh]	Fremd- energie [kWh]	Deckungsrate	
				Warmwasser [%]	Heizung [%]
Januar	126	49	682	10	2
Februar	238	98	572	20	4
März	480	174	458	40	8
April	798	295	242	68	19
Mai	912	284	148	81	30
Juni	690	25	102	87	32
Juli	739	15	73	91	0
August	626	0	149	79	0
September	589	115	272	63	15
Oktober	389	119	493	35	8
November	163	56	627	15	3
Dezember	60	19	690	6	1
Summe	5810	1249	4509	50	7

Gesamtdeckungsrate für Warmwasser und Heizung: **22,3%**
 Spezifischer Kollektor-Jahresertrag: **247 kWh/m²**

¹³ Preisrecherche über idealo.de am 19.11.2013 für ein Kollektor, günstigster Preis ca. 450 €

¹⁴ Angebot Internetshop von Heizfaktor.de für 10x „Viessmann Aufdach-Befestigung Flachdach“ am 19.11.2013

¹⁵ Preisrecherche über idealo.de am 19.11.2013 für ein Speicher (mittlerer Preis)

¹⁶ Preisrecherche über idealo.de am 19.11.2013 für ein "Viessmann Frischwasser-Modul Midi"

¹⁷ Preisrecherche über idealo.de am 19.11.2013 für 25m Solarleitung DN20 ca. 500 €

¹⁸ Preisrecherche über idealo.de am 19.11.2013 für 18kW Gas-Brennwerttherme „Wolf ComfortLine CGU-2 18“

¹⁹ geschätzt

Tabelle 22: Energiebilanz für Variante 1A

Gewinne / Verluste	kWh
thermischer Gesamtenergiebedarf	27.300
Zirkulationsverluste Warmwasser	2.100
Zirkulationsverluste Heizung	1.100
Solarertrag	-5.810
thermischer Nettoenergiebedarf	24.690

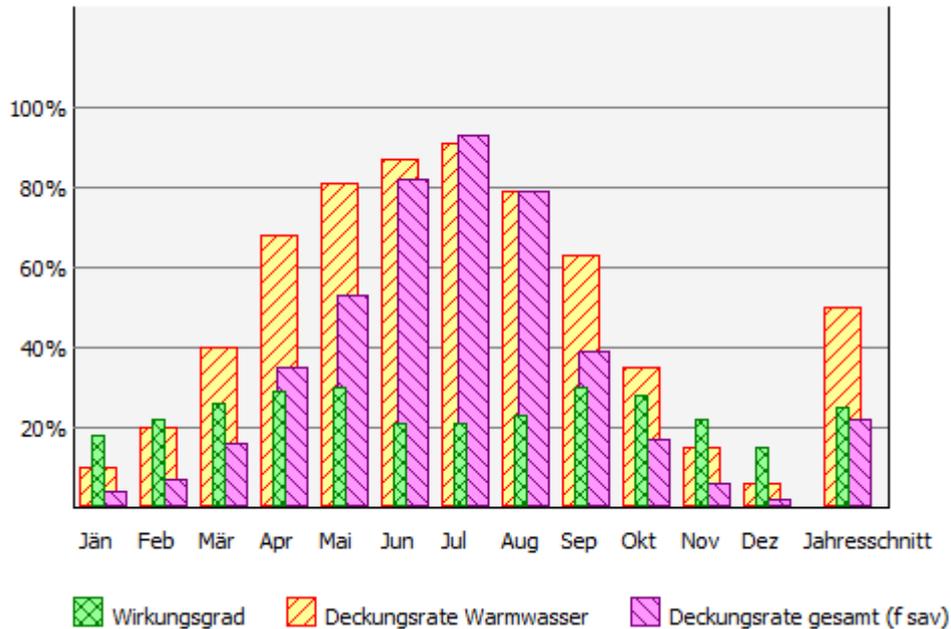


Abbildung 64: jährliche Verteilung der Deckungsrate und des Wirkungsgrades von Variante 1A

Erdgasbedarf und spezifischer Primärenergiebedarf

realistischer Wirkungsgrad: 85% (geschätzt)

$$\text{Erdgasmenge} = \frac{\text{therm. Nettoenergiebedarf}}{\text{Normnutzungsgrad}}$$

$$\text{Erdgasmenge} = \frac{24690 \frac{\text{kWh}}{\text{a}}}{\left(\frac{85\%}{100}\right)}$$

$$\text{Erdgasmenge} = 29047,06 \frac{\text{kWh}}{\text{a}} \approx 29 \frac{\text{MWh}}{\text{a}}$$

Somit ergibt sich ein Erdgasbedarf von ca. 29 MWh pro Jahr.

Primärenergiefaktor Erdgas (f_p): 1,1
 Beheizte Gesamtfläche: 296,34 m²

$$Q_p \left[\frac{kWh}{m^2 a} \right] = \frac{\text{Erdgasmenge [kWh/a]} * f_p}{\text{beheizte Gesamtfläche [m}^2\text{]}}$$

$$Q_p = \frac{29047,06 \frac{kWh}{a} * 1,1}{269,34 m^2}$$

$$Q_p = 118,63 \frac{kWh}{m^2 a}$$

Somit beträgt der Primärenergiebedarf dieser Variante 118,63 kWh / m²a.

Platzbedarf

Der Platzbedarf der Anlagenteile entspricht der Variante 1.

Ökobilanz

Tabelle 23: Ökobilanz der Variante 1A

Monat	Solarertrag [kWh]	Energieeinsparung [kWh]	[m ³ Gas]	CO ₂ -Einsparung [kg]
Januar	126	122	12	23
Februar	238	231	23	44
März	480	502	50	95
April	798	939	94	178
Mai	912	1073	107	204
Juni	690	958	96	182
Juli	739	1055	106	200
August	626	894	89	170
September	589	713	71	136
Oktober	389	457	46	87
November	163	179	18	34
Dezember	60	59	6	11
Summe	5810	7183	718	1365

5.5.7.3 Variante 1B

Die Variante 1B enthält diverse Optimierungen gegenüber der Variante 1A. Darunter die Installation einer Flächenheizung zur Übertragung der Wärme in den Räumen und einen externen Solarwärmetauscher. Außerdem erhalten beide Gebäude ein Satteldach nach dem Vorbild der Gebäude im Neustädter Ring in Tangerhütte. Dies hat für die Kollektoren einen festen Anstellwinkel von ca. 30° und eine maximale Anzahl von neun Stück zuzufolge.

Vorteile:

- Besser aussehendes Satteldach statt einem Flachdach
- minimierte Verluste des Heizungsverteilsnetzes
- geringerer Brennstoffbedarf

Nachteile:

- Geringere Kollektorfläche
- Fester Anstellwinkel
- Sehr hohe Investitionskosten durch Flächenheizungen

Anlagenkomponenten

Kollektortyp:	Vaillant auroTHERM VFK 145 V
Anzahl der Kollektoren:	9 Stück
Absorberfläche gesamt:	21,15 m ²
Neigung:	30°
Pufferspeicher:	Solarbayer SPS/S 1000
Pufferspeichervolumen:	1000 Liter
Warmwasserbereitung:	Frischwassermodul
Erdgasbrennwertkessel:	ca. 18kW

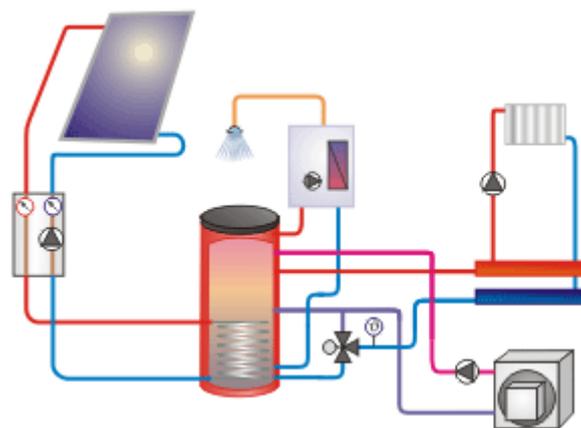


Abbildung 65: Anlagenschema Variante 1B

Investitionskostenschätzung:

9 Stück	Vaillant auroTHERM VFK 145 V	ca.	4.050 € ²⁰
9 Stück	Aufdach-Befestigungssatz	ca.	1.600 € ²¹
1 Stück	Solarbayer SPS/S 1000	ca.	1.000 € ²²
1 Stück	Frischwassermodul	ca.	2.000 € ²³
50m	Solarleitung	ca.	1.000 € ²⁴
1 Stück	18 kW Erdgasbrennwerttherme	ca.	1.200 € ²⁵
	sonstige Anlagenteile	ca.	2.500 € ²⁶
4	Manntage für die Montage zu 360€	ca.	1.440 €
Summe		ca.	<u>14.790 €*</u>

* Die Investitionskosten für die Installation einer Flächenheizung können erst ermittelt werden, wenn das System und der Hersteller bekannt ist. Aus diesem Grund wird diese Position bei der Kostenschätzung nicht aufgeführt.

Heizungszirkulationsverluste

Heizungsvorlauftemperatur:	30°C – 35°C
durchschnittliche Heizungsvorlauftemperatur:	33°C (geschätzt)
Heizungsrücklauftemperatur:	23°C – 28°C
durchschnittliche Heizungsrücklauftemperatur:	26°C (geschätzt)
durchschnittliche Umgebungstemperatur:	17°C (geschätzt)

$$P_{\text{Verlust}} = \frac{M}{2} * \frac{\lambda}{B} * \Delta T$$

$$P_{\text{Verlust_Heizungsvorlauf}} = \frac{M_{\text{Heizungsleitung}}}{2} * \frac{0,035 \frac{W}{mK}}{0,03 m} * 16K$$

$$P_{\text{Verlust_Heizungsvorlauf}} = \frac{6,36m^2}{2} * \frac{0,035 \frac{W}{mK}}{0,03 m} * 16K$$

$$P_{\text{Verlust_Heizungsvorlauf}} = 59,36 W$$

$$P_{\text{Verlust_Heizungsrücklauf}} = \frac{M_{\text{Heizungsleitung}}}{2} * \frac{0,035 \frac{W}{mK}}{0,03 m} * 9K$$

²⁰ Preisrecherche über idealo.de am 19.11.2013 für ein Kollektor, günstigster Preis ca. 450 €

²¹ Angebot von Heizfaktor.de für 9x „Viessmann Befestigungssatz für Aufdachmontage“ am 19.11.2013

²² Preisrecherche über idealo.de am 19.11.2013 für ein Speicher (mittlerer Preis)

²³ Preisrecherche über idealo.de am 19.11.2013 für ein "Viessmann Frischwasser-Modul Midi"

²⁴ Preisrecherche über idealo.de am 19.11.2013 für 25m Solarleitung DN20 ca. 500 €

²⁵ Preisrecherche über idealo.de am 19.11.2013 für 18kW Gas-Brennwerttherme „Wolf ComfortLine CGU-2 18“

²⁶ geschätzt

$$P_{\text{Verlust_Heizungsrücklauf}} = \frac{6,36 \text{ m}^2}{2} * \frac{0,035 \frac{\text{W}}{\text{mK}}}{0,03 \text{ m}} * 9 \text{ K}$$

$$P_{\text{Verlust_Heizungsrücklauf}} = 33,39 \text{ W}$$

$$Q_{\text{Verlust_Heizung}} = (P_{\text{Verlust_Heizungsvorlauf}} + P_{\text{Verlust_Heizungsrücklauf}}) * 4500 \frac{\text{h}}{\text{a}}$$

$$Q_{\text{Verlust_Heizung}} = (59,36 \text{ W} + 33,39 \text{ W}) * 4500 \frac{\text{h}}{\text{a}}$$

$$Q_{\text{Verlust_Heizung}} = 417,38 \frac{\text{kWh}}{\text{a}}$$

Somit ergeben sich Heizungszirkulationsverluste in Höhe von ca. 420 kWh pro Jahr.

Simulationsergebnisse und Energiebilanz

Tabelle 24: Simulationsergebnisse der Variante 1B

Monat	Solar-ertrag	Solares Heizen	Fremd-energie	Deckungsrate		Wirkungs-grad
	[kWh]	[kWh]	[kWh]	Warmwasser [%]	Heizung [%]	
Januar	92	34	695	8	1	16
Februar	235	102	573	19	4	24
März	549	206	415	45	9	32
April	950	400	190	74	26	36
Mai	1055	400	118	85	42	35
Juni	721	31	82	89	40	22
Juli	774	18	45	94	0	23
August	642	0	130	81	0	25
September	633	122	232	69	16	35
Oktober	405	128	481	37	8	33
November	137	49	643	12	2	22
Dezember	37	9	701	4	0	11
Summe	6229	1500	4304	52	9	28

Gesamtdeckungsrate für Warmwasser und Heizung:

23.9%

Spezifischer Kollektor-Jahresertrag:

295 kWh/m²

Tabelle 25: Energiebilanz für Variante 1B

Gewinne / Verluste	kWh
thermischer Gesamtenergiebedarf	27.300
Zirkulationsverluste Warmwasser	2.100
Zirkulationsverluste Heizung	420
Solarertrag	-6.229
thermischer Nettoenergiebedarf	23.591

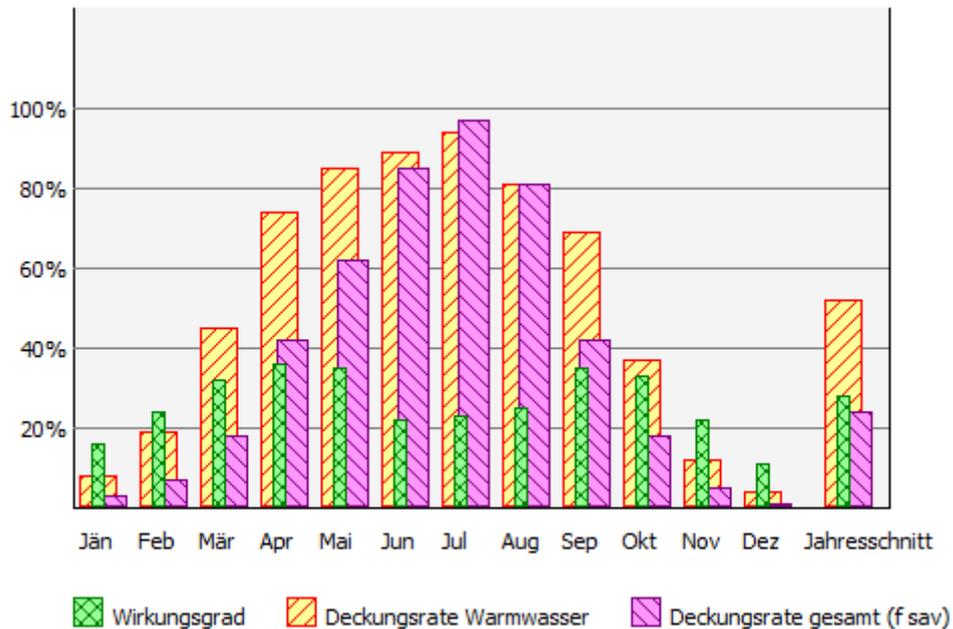


Abbildung 66: jährliche Verteilung der Deckungsrate und des Wirkungsgrades von Variante 1B

Erdgasbedarf und spezifischer Primärenergiebedarf

realistischer Wirkungsgrad: 90% (geschätzt)

$$\text{Erdgasmenge} = \frac{\text{therm. Nettoenergiebedarf}}{\text{Normnutzungsgrad}}$$

$$\text{Erdgasmenge} = \frac{23591 \frac{\text{kWh}}{\text{a}}}{\left(\frac{90\%}{100}\right)}$$

$$\text{Erdgasmenge} = 26212,22 \frac{\text{kWh}}{\text{a}} \approx 26,2 \frac{\text{MWh}}{\text{a}}$$

Somit ergibt sich ein Erdgasbedarf von ca. 26,2 MWh pro Jahr.

Primärenergiefaktor Erdgas (f_p): 1,1
 Beheizte Gesamtfläche: 296,34 m²

$$Q_p \left[\frac{kWh}{m^2 a} \right] = \frac{\text{Erdgasmenge [kWh/a]} * f_p}{\text{beheizte Gesamtfläche [m}^2\text{]}}$$

$$Q_p = \frac{26212,22 \frac{kWh}{a} * 1,1}{269,34 m^2}$$

$$Q_p = 107,05 \frac{kWh}{m^2 a}$$

Somit beträgt der Primärenergiebedarf dieser Variante 107,05kWh / m²a.

Platzbedarf

Der Platzbedarf der Anlagenteile entspricht der Variante 1.

Ökobilanz

Tabelle 26: Ökobilanz der Variante 1B

Monat	Solarertrag [kWh]	Energieeinsparung [kWh]	[m ³ Gas]	CO ₂ -Einsparung [kg]
Januar	92	89	9	17
Februar	235	228	23	43
März	549	575	58	109
April	950	1118	112	212
Mai	1055	1242	124	236
Juni	721	1000	100	190
Juli	774	1105	111	210
August	642	917	92	174
September	633	766	77	146
Oktober	405	476	48	90
November	137	151	15	29
Dezember	37	36	4	7
Summe	6229	7703	770	1464

5.5.7.4 Variante 1C

Bei dieser Variante werden die Flachkollektoren durch Vakuumröhrenkollektoren ersetzt. Die Vakuumröhrenkollektoren der Firma Wolf mit der Bezeichnung CRK-12 besitzen ähnliche Maße wie die in den Varianten 1 – 1B eingesetzten Flachkollektoren. Aus diesem Grund bleibt die maximal Anzahl der Kollektoren bei neun Stück bestehen. Dieser Fakt ermöglicht ein Ertragsvergleich beider Kollektortechnologien.

Vorteile:

- Alle Vorteile der Variante 1B
- Nochmals geringerer Brennstoffbedarf

Nachteile:

- Alle Nachteile der Variante 1B
- Höhere Investitionskosten durch teure Röhrenkollektoren

Investitionskostenschätzung:

9 Stück	Vaillant auroTHERM VFK 145 V	ca.	9.000	€ ²⁷
9 Stück	Aufdach-Befestigungssatz	ca.	1.600	€ ²⁸
1 Stück	Solarbayer SPS/S 1000	ca.	1.000	€ ²⁹
1 Stück	Frischwassermodul	ca.	2.000	€ ³⁰
50m	Solarleitung	ca.	1.000	€ ³¹
1 Stück	18 kW Erdgasbrennwerttherme	ca.	1.200	€ ³²
	sonstige Anlagenteile	ca.	2.500	€ ³³
4	Manntage für die Montage zu 360€	ca.	1.440	€
Summe		ca.	19.740	€*

- * Die Investitionskosten für die Installation einer Flächenheizung können erst ermittelt werden, wenn das System und der Hersteller bekannt ist. Aus diesem Grund wird diese Position bei der Kostenschätzung nicht aufgeführt.

²⁷ Angebot von Heizfaktor.de für 9x Wolf Vakuum-Röhrenkollektor CRK 12 am 19.11.2013

²⁸ Angebot von Heizfaktor.de für 9x „Viessmann Befestigungssatz für Aufdachmontage“ am 19.11.2013

²⁹ Preisrecherche über idealo.de am 19.11.2013 für ein Speicher (mittlerer Preis)

³⁰ Preisrecherche über idealo.de am 19.11.2013 für ein "Viessmann Frischwasser-Modul Midi"

³¹ Preisrecherche über idealo.de am 19.11.2013 für 25m Solarleitung DN20 ca. 500 €

³² Preisrecherche über idealo.de am 19.11.2013 für 18kW Gas-Brennwerttherme „Wolf ComfortLine CGU-2 18“

³³ geschätzt

Anlagenkomponenten

Kollektortyp:	Wolf CRK-12
Anzahl der Kollektoren:	9 Stück
Absorberfläche gesamt:	17,91 m ²
Neigung:	30°
Pufferspeicher:	Solarbayer SPS/S 1000
Pufferspeichervolumen:	1000 Liter
Warmwasserbereitung:	Frischwassermodul
Erdgasbrennwertkessel:	ca. 18kW

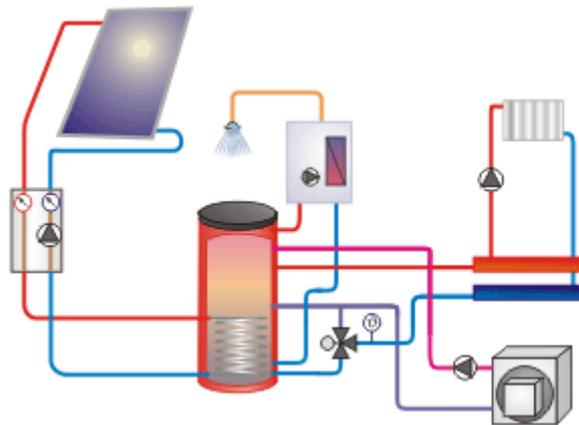


Abbildung 67: Anlagenschema Variante 1C

Heizungszirkulationsverluste

Das Heizungsnetz mit Flächenheizungen und Vorlauf- bzw. Rücklauftemperaturen von 35°C / 28°C ist identisch mit dem aus Variante 1B. Somit ergeben sich auch hier Heizungszirkulationsverluste in Höhe von ca. 420 kWh pro Jahr.

Simulationsergebnisse und Energiebilanz

Tabelle 27: Simulationsergebnisse der Variante 1C

Monat	Solar- ertrag [kWh]	Solares Heizen [kWh]	Fremd- energie [kWh]	Deckungsrate Warmwasser [%]	Deckungsrate Heizung [%]	Wirkungs- grad [%]
Januar	149	70	663	11	2	34
Februar	312	140	523	25	5	43
März	630	245	362	52	11	48
April	960	383	150	79	25	51
Mai	1343	626	60	92	65	47
Juni	861	67	2	100	100	30
Juli	832	16	5	99	0	29
August	794	0	2	97	0	32
September	764	218	192	74	29	48
Oktober	456	144	435	42	9	47
November	174	74	620	14	4	37
Dezember	82	36	672	6	1	28
Summe	7356	2017	3686	59	12	39

Gesamtdeckungsrate für Warmwasser und Heizung: **28.2%**
Spezifischer Kollektor-Jahresertrag: **411 kWh/m²**

Tabelle 28: Energiebilanz für Variante 1C

Gewinne / Verluste	kWh
thermischer Gesamtenergiebedarf	27.300
Zirkulationsverluste Warmwasser	2.100
Zirkulationsverluste Heizung	420
Solarertrag	-7.356
thermischer Nettoenergiebedarf	22.244

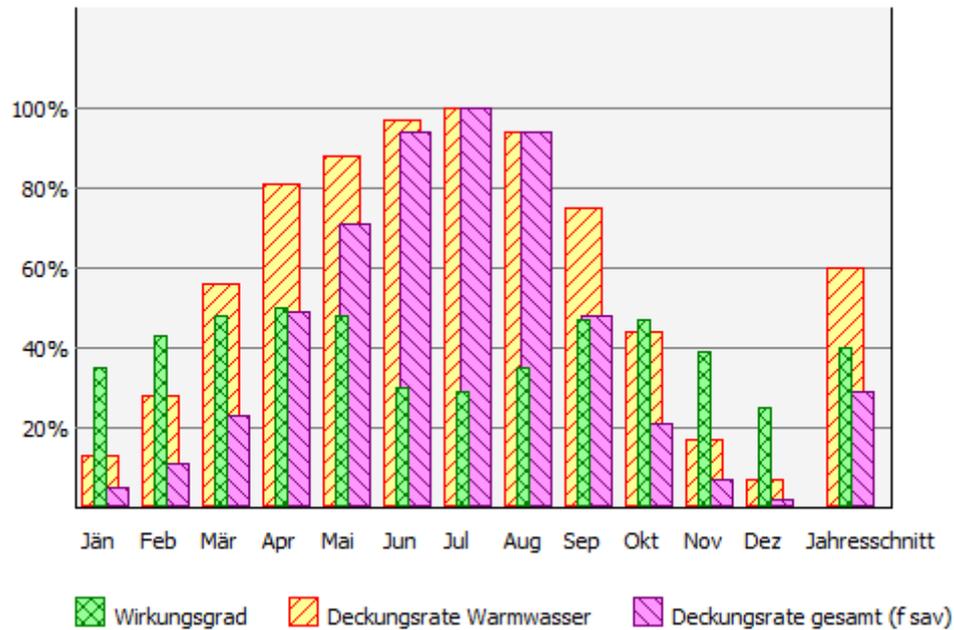


Abbildung 68: jährliche Verteilung der Deckungsrate und des Wirkungsgrades von Variante 1C

Erdgasbedarf und spezifischer Primärenergiebedarf

realistischer Wirkungsgrad: 90% (geschätzt)

$$\text{Erdgasmenge} = \frac{\text{therm. Nettoenergiebedarf}}{\text{Normnutzungsgrad}}$$

$$\text{Erdgasmenge} = \frac{22464 \frac{\text{kWh}}{\text{a}}}{\left(\frac{85\%}{100}\right)}$$

$$\text{Erdgasmenge} = 24960 \frac{\text{kWh}}{\text{a}} \approx 24,7 \frac{\text{MWh}}{\text{a}}$$

Somit ergibt sich ein Erdgasbedarf von ca. 24,7 MWh pro Jahr.

Primärenergiefaktor Erdgas (f_p): 1,1
 Beheizte Gesamtfläche: 296,34 m²

$$Q_p \left[\frac{kWh}{m^2 a} \right] = \frac{\text{Erdgasmenge [kWh/a]} * f_p}{\text{beheizte Gesamtfläche [m}^2\text{]}}$$

$$Q_p = \frac{24960 \frac{kWh}{a} * 1,1}{269,34 m^2}$$

$$Q_p = 101,94 \frac{kWh}{m^2 a}$$

Somit beträgt der Primärenergiebedarf dieser Variante 101,94 kWh / m²a.

Platzbedarf

Der Platzbedarf der Anlagenteile entspricht der Variante 1.

Ökobilanz

Tabelle 29: Ökobilanz der Variante 1C

Monat	Solarertrag [kWh]	Energieeinsparung [kWh]	[m ³ Gas]	CO ₂ -Einsparung [kg]
Januar	175	170	17	32
Februar	352	342	34	65
März	691	722	72	137
April	1117	1315	131	250
Mai	1219	1435	143	273
Juni	819	1137	114	216
Juli	839	1198	120	228
August	767	1096	110	208
September	720	872	87	166
Oktober	485	571	57	108
November	204	222	22	42
Dezember	75	72	7	14
Summe	7464	9152	915	1739

5.5.7.5 Variante 2

Bei den Varianten 2 – 2C wird der Erdgasbrennwertkessel aus den Varianten 1 – 1C durch einen Hackschnitzelkessel ersetzt. Auf diese Weise ist eine einhundertprozentige Wärmeversorgung ausschließlich über erneuerbare Energieträger möglich. Bei der Begehung des Gebäudes wurde festgestellt, dass neben dem Heizraum ein großer Raum angrenzt. Dieser wird aktuell als Fahrradkeller genutzt und kann ohne großen Aufwand zu einen Lager für die Holzhackschnitzel umgebaut werden.

Bei dieser Variante unterstützt die Solarthermieanlage ausschließlich die Warmwassererzeugung. Außerdem erhält das Gebäude ein Flachdach. Die Übertragung der Wärme in den Räumen erfolgt wie aktuell über Radiatorheizkörper.

Vorteile:

- zu 100% regenerative Wärmeversorgung
- kostengünstiges Flachdach mit der Möglichkeit zur besseren Ausrichtung der Kollektoren
- große Kollektorflächen möglich
- variabler Anstellwinkel möglich
- nur ein Pufferspeicher für Brauchwarmwasser
- durch Einsatz von Heizkörpern geringe Kosten für die Heizungsanlage

Nachteile:

- geringer Solarnutzungsgrad durch fehlende Heizungsunterstützung
- Aufstellkonstruktion für die Kollektoren nötig
- bei großer Kollektorfläche hohe Anlagenkosten der Solarthermieanlage pro Ertrag
- erhöhte Verluste durch hohe Vorlauftemperaturen
- geringerer Nutzungsgrad durch Heizkörper mit hoher Vorlauftemperatur
- geringere Kellerfläche durch Holzhackschnitzellager
- erhöhter Wartungsaufwand des Holzhackschnitzelkessels
- Schwankungen der Preise für Holzhackschnitzel ausgesetzt

Investitionskostenschätzung:

10 Stück	Vaillant auroTHERM VFK 145 V	ca.	4.500 € ³⁴
10 Stück	Kollektor-Aufdach-Befestigung	ca.	1.600 € ³⁵
1 Stück	Solarbayer SPS/S 1000	ca.	1.000 € ³⁶
50m	Solarleitung	ca.	1.000 € ³⁷
1 Stück	18 kW Hackschnitzelkessel inkl. Rührwerk	ca.	20.000 € ³⁸
	sonstige Anlagenteile	ca.	2.500 € ³⁹
4	Manntage für die Montage zu 360€	ca.	1.440 €
Summe		ca.	<u>32.040 €</u>

³⁴ Preisrecherche über idealo.de am 19.11.2013 für ein Kollektor, günstigster Preis ca. 450 €

³⁵ Angebot Internetshop von Heizfaktor.de für 10x „Viessmann Aufdach-Befestigung Flachdach“ am 19.11.2013

³⁶ Preisrecherche über idealo.de am 19.11.2013 für ein Speicher (mittlerer Preis)

³⁷ Preisrecherche über idealo.de am 19.11.2013 für 25m Solarleitung DN20 ca. 500 €

³⁸ Analyse von Originalrechnung für Holzhackschnitzelheizungen der 20kW-Klasse aus dem Jahr 2011, bayerisches Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten

³⁹ geschätzt

Anlagenkomponenten

Kollektortyp:	Vaillant auroTHERM VFK 145 V
Anzahl der Kollektoren:	10 Stück
Absorberfläche gesamt:	23,5 m ²
Neigung:	50°
Pufferspeicher:	Solarbayer SPS/S 1000
Pufferspeichervolumen:	1000 Liter
Hackschnitzelkessel:	ca. 18kW

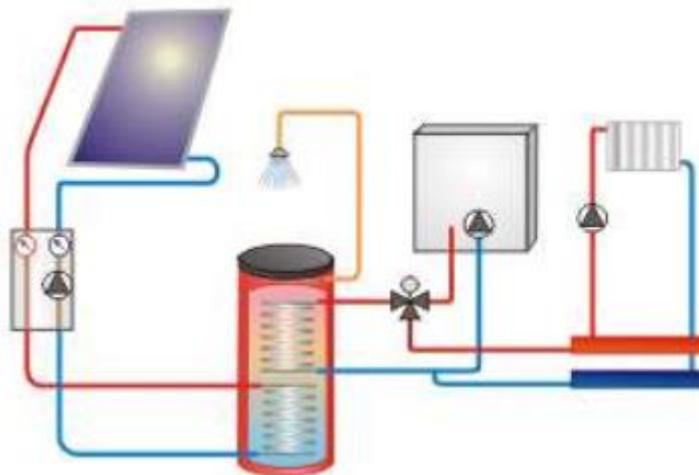


Abbildung 69: Anlagenschema Variante 2

Heizungszirkulationsverluste

Die Verluste durch die Heizungszirkulation betragen aufgrund der Analogie zur Variante 1 ebenfalls ca. 1.100 kWh pro Jahr.

Simulationsergebnisse und Energiebilanz

Auch die Simulationsergebnisse und die Energiebilanz sind analog zur Variante 1. Dementsprechend beträgt der Solarertrag in der Summe 5.455 kWh/a, der spezifische Kollektorertrag 232 kWh/m²a und der thermische Nettoenergiebedarf 25.045 kWh/a.

Holz hackschnitzelbedarf und spezifischer Primärenergiebedarf

Für eine geschlossene Lagerung der Holz hackschnitzel im Kellergeschoss müssen diese getrocknet sein. Der Wassergehalt darf dabei maximal 30% betragen. Als Grundlage zur Ermittlung des Bedarfs an Holz hackschnitzel beträgt der Heizwert 800 kWh/srm⁴⁰. Dieser Wert entspricht dem maximalen Wassergehalt von 30%. Je trockener die Holz hackschnitzel, desto höher der Heizwert und desto geringere Mengen werden benötigt.

Auf Grundlage der Heizwertangabe der Holz hackschnitzel (HHS) in Schüttraummeter (srm) und einem realistischen Wirkungsgrad des Heizkessels wurde folgende Formel entwickelt.

$$HHSBedarf \left[\frac{srm}{a} \right] = \frac{Nettoenergiebedarf \left[\frac{kWh}{a} \right]}{Heizwert \left[\frac{kWh}{srm} \right] * \left(\frac{Wirkungsgrad [\%]}{100\%} \right)}$$

Mit einem geschätzten realistischen Wirkungsgrad von 85%, einem Heizwert von 800 kWh/srm und dem thermischen Nettoenergiebedarf von 25.645 kWh/a ergibt sich folgende Formel.

$$HHSBedarf = \frac{25045 \frac{kWh}{a}}{800 \frac{kWh}{srm} * \left(\frac{85\%}{100\%} \right)}$$

$$HHSBedarf = 36,83 \frac{srm}{a} \approx 37 \frac{m^3}{a}$$

Primärenergiefaktor Holz (f_p):	0,2
Beheizte Gesamtfläche:	296,34 m ²
Wirkungsgrad:	0,85

$$Q_p \left[\frac{kWh}{m^2 a} \right] = \frac{Nettoenergiebedarf [kWh/a] * f_p}{Wirkungsgrad * beheizte Gesamtfläche [m^2]}$$

$$Q_p = \frac{25045 \frac{kWh}{a} * 0,2}{0,85 * 269,34 m^2}$$

$$Q_p = 21,88 \frac{kWh}{m^2 a}$$

Somit beträgt der Primärenergiebedarf dieser Variante 21,88 kWh / m²a.

⁴⁰ Heizwert Nadelholz mit maximalem Wassergehalt von 30%, <http://de.wikipedia.org/wiki/Hackschnitzel> [25.11.2011]

Platzbedarf

Der Platzbedarf für den Holzhackschnitzelkessel ist etwas höher als bei einer Erdgasbrennwerttherme. Doch auch dafür ist im Heizraum ausreichend Platz vorhanden. Der nebenliegenden Fahrradkeller kann als Lager für die Holzhackschnitzel umgebaut werden. Aber auch die Kellerräume links oben können für ein Lager genutzt werden.

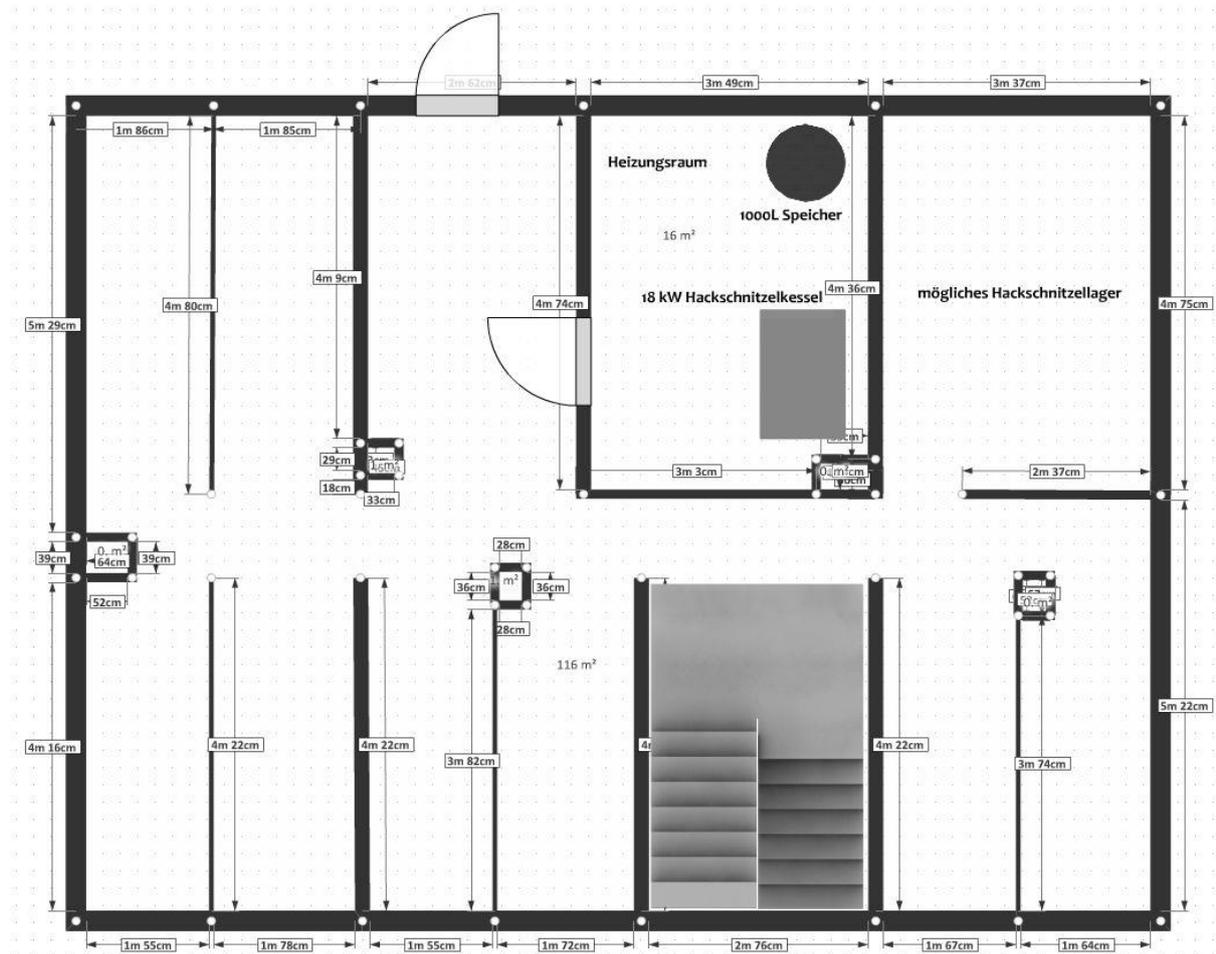


Abbildung 70: Grundriss des Kellergeschosses inkl. möglicher Anlagenteile für Holzhackschnitzel



Abbildung 71: Schneckenfördersystem

Ökobilanz

Für die Ökobilanz wird die Summe der Kohlendioxideinsparung und der Erdgasbedarf aus Variante 1 herangezogen. Durch die Substitution von Erdgas durch Holzhackschnitzel als Energieträger wird diese Variante „CO₂-neutral“. Denn durch die Verbrennung der Holzhackschnitzel wird die Menge an CO₂ freigesetzt, welche der Baum in der Wachstumszeit aufgenommen hat. Zusätzliche Kohlendioxidemission durch Transport oder Trocknung werden an dieser Stelle nicht berücksichtigt.

Durchschnittlicher CO₂-Ausstoß von Erdgas: ca. 1,9 kg / m³
Energiegehalt Erdgas: ca. 10 kWh / m³

Tabelle 30: Ökobilanz der Variante 2

	Einsparung Erdgas [m ³ /a]	Einsparung CO ₂ [kg/a]
Solarthermieanlage	675	1.282
Holzhackschnitzel	2.950	5.605
Summe	3.625	6.887

Somit können durch die Substitution von Erdgas durch Holzhackschnitzel ca. 6.887 Kilogramm Kohlendioxid pro Jahr eingespart werden.

5.5.7.6 Variante 2A

Bei dieser Variante wird die Variante 2 erweitert. Die Solarthermieanlage unterstützt neben der Warmwasserbereitung zusätzlich die Heizungsanlage.

Vorteile:

- zu 100% regenerative Wärmeversorgung
- kostengünstiges Flachdach
- große Kollektorflächen möglich
- variabler Anstellwinkel möglich
- hoher Gesamtertrag durch Brauchwasser- und Heizungsunterstützung
- durch Einsatz von Heizkörpern geringe Kosten für die Heizungsanlage

Nachteile:

- Aufstellkonstruktion für Kollektoren
- höhere Anlagenkosten durch zusätzlichen Pufferspeicher
- erhöhte Verluste durch hohe Vorlauftemperaturen
- geringere Kellerfläche durch Holzhackschnitzellager
- erhöhter Wartungsaufwand des Holzhackschnitzelkessels
- Schwankungen der Preise für Holzhackschnitzel ausgesetzt

Anlagenkomponenten

Kollektortyp:	Vaillant auroTHERM VFK 145 V
Anzahl der Kollektoren:	10 Stück
Absorberfläche gesamt:	23,5 m ²
Neigung:	50°
Pufferspeicher:	Solarbayer SPS/S 1000
Pufferspeichervolumen:	1000 Liter
Warmwasserbereitung:	Frischwassermodul
Hackschnitzelkessel:	ca. 18kW

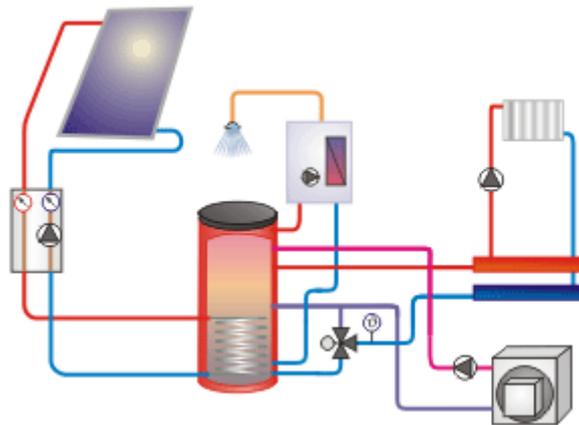


Abbildung 72: Anlagenschema Variante 2A

Investitionskostenschätzung:

10 Stück	Vaillant auroTHERM VFK 145 V	ca.	4.500 € ⁴¹
10 Stück	Kollektor-Aufdach-Befestigung	ca.	1.600 € ⁴²
1 Stück	Solarbayer SPS/S 1000	ca.	1.000 € ⁴³
1 Stück	Frischwassermodul	ca.	2.000 € ⁴⁴
50m	Solarleitung	ca.	1.000 € ⁴⁵
1 Stück	18 kW Hackschnitzelkessel inkl. Rührwerk	ca.	20.000 € ⁴⁶
	sonstige Anlagenteile	ca.	2.500 € ⁴⁷
4	Manntage für die Montage zu 360€	ca.	1.440 €
Summe		ca.	<u>34.040 €</u>

⁴¹ Preisrecherche über idealo.de am 19.11.2013 für ein Kollektor, günstigster Preis ca. 450 €

⁴² Angebot Internetshop von Heizfaktor.de für 10x „Viessmann Aufdach-Befestigung Flachdach“ am 19.11.2013

⁴³ Preisrecherche über idealo.de am 19.11.2013 für ein Speicher (mittlerer Preis)

⁴⁴ Preisrecherche über idealo.de am 19.11.2013 für ein "Viessmann Frischwasser-Modul Midi"

⁴⁵ Preisrecherche über idealo.de am 19.11.2013 für 25m Solarleitung DN20 ca. 500 €

⁴⁶ Analyse von Originalrechnung für Holzhackschnitzelheizungen der 20kW-Klasse aus dem Jahr 2011, bayerisches Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten

⁴⁷ geschätzt

Heizungszirkulationsverluste

Die Verluste durch die Heizungszirkulation betragen aufgrund der Analogie zur Variante 1 ebenfalls ca. 1.100 kWh pro Jahr.

Simulationsergebnisse und Energiebilanz

Auch die Simulationsergebnisse und die Energiebilanz sind analog zur Variante 1A. Dementsprechend beträgt der Solarertrag in der Summe 5.810 kWh/a, der spezifische Kollektorsertrag 247 kWh/m²a, der thermische Nettoenergiebedarf 24.690 kWh/a und die Gesamtdeckungsrate 22,3%.

Holz hackschnitzelbedarf und spezifischer Primärenergiebedarf

realistischer Wirkungsgrad: 85%
thermischer Nettoenergiebedarf: 24.690 kWh/a
Holz hackschnitzelheizwert: 800 kWh/srm

$$HHSBedarf = \frac{24690 \frac{kWh}{a}}{800 \frac{kWh}{srm} * \left(\frac{85\%}{100\%}\right)}$$

$$HHSBedarf = 36,31 \frac{srm}{a} \approx 36,4 \frac{m^3}{a}$$

Primärenergiefaktor Holz (f_p): 0,2
Beheizte Gesamtfläche: 296,34 m²
Wirkungsgrad: 0,85

$$Q_p \left[\frac{kWh}{m^2 a} \right] = \frac{Nettoenergiebedarf [kWh/a] * f_p}{Wirkungsgrad * beheizte Gesamtfläche [m^2]}$$

$$Q_p = \frac{24690 \frac{kWh}{a} * 0,2}{0,85 * 296,34 m^2}$$

$$Q_p = 21,57 \frac{kWh}{m^2 a}$$

Somit beträgt der Primärenergiebedarf dieser Variante 21,57 kWh / m²a.

Platzbedarf

Der Platzbedarf der Anlagenteile entspricht der Variante 2.

Ökobilanz

Die Erklärung zur Ökobilanzermittlung entspricht der Variante 2.

Durchschnittlicher CO₂-Ausstoß von Erdgas: ca. 1,9 kg / m³
Energiegehalt Erdgas: ca. 10 kWh / m³

Tabelle 31: Ökobilanz der Variante 2A

	Einsparung Erdgas [m³/a]	Einsparung CO₂ [kg/a]
Solarthermieanlage	718	1.365
Holz hackschnitzel	2.900	5.510
Summe	3.618	6.875

Somit können durch die Substitution von Erdgas durch Holz hackschnitzel ca. 6.875 Kilogramm Kohlendioxid pro Jahr eingespart werden.

5.5.7.7 Variante 2B

Die Variante 2B enthält die gleichen Optimierungen wie Variante 1B gegenüber Variante 1A. Darunter die Installation einer Flächenheizung zur Übertragung der Wärme in den Räumen und einen externen Solarwärmetauscher. Außerdem erhalten beide Gebäude ein Satteldach nach dem Vorbild der Gebäude im Neustädter Ring in Tangerhütte. Dies hat für die Kollektoren einen festen Anstellwinkel von ca. 30° und eine maximale Anzahl von neun Stück zuzufolge.

Vorteile:

- zu 100% regenerative Wärmeversorgung
- Besser aussehendes Satteldach statt einem Flachdach
- minimierte Verluste des Heizungsverteilsnetzes
- geringerer Holz hackschnitzelbedarf

Nachteile:

- Geringere Kollektorfläche
- Fester Anstellwinkel
- Sehr hohe Investitionskosten durch Flächenheizungen
- geringere Kellerfläche durch Holz hackschnitzellager
- erhöhter Wartungsaufwand des Holz hackschnitzelkessels
- Schwankungen der Preise für Holz hackschnitzel ausgesetzt

Anlagenkomponenten

Kollektortyp:	Vaillant auroTHERM VFK 145 V
Anzahl der Kollektoren:	9 Stück
Absorberfläche gesamt:	21,15 m ²
Neigung:	30°
Pufferspeicher:	Solarbayer SPS/S 1000
Pufferspeichervolumen:	1000 Liter
Warmwasserbereitung:	Frischwassermodul
Hackschnitzelkessel:	ca. 18kW

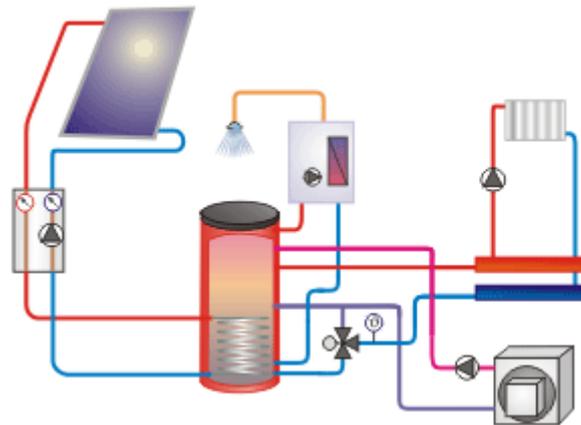


Abbildung 73: Anlagenschema Variante 2B

Investitionskostenschätzung:

9 Stück	Vaillant auroTHERM VFK 145 V	ca.	4.050 € ⁴⁸
9 Stück	Aufdach-Befestigungssatz	ca.	1.600 € ⁴⁹
1 Stück	Solarbayer SPS/S 1000	ca.	1.000 € ⁵⁰
1 Stück	Frischwassermodul	ca.	2.000 € ⁵¹
50m	Solarleitung	ca.	1.000 € ⁵²
1 Stück	18 kW Hackschnitzelkessel inkl. Rührwerk	ca.	20.000 € ⁵³
	sonstige Anlagenteile	ca.	2.500 € ⁵⁴
4	Manntage für die Montage zu 360€	ca.	1.440 €
Summe		ca.	<u>33.590 €*</u>

* Die Investitionskosten für die Installation einer Flächenheizung können erst ermittelt werden, wenn das System und der Hersteller bekannt ist. Aus diesem Grund wird diese Position bei der Kostenschätzung nicht aufgeführt.

⁴⁸ Preisrecherche über idealo.de am 19.11.2013 für ein Kollektor, günstigster Preis ca. 450 €

⁴⁹ Angebot von Heizfaktor.de für 9x „Viessmann Befestigungssatz für Aufdachmontage“ am 19.11.2013

⁵⁰ Preisrecherche über idealo.de am 19.11.2013 für ein Speicher (mittlerer Preis)

⁵¹ Preisrecherche über idealo.de am 19.11.2013 für ein "Viessmann Frischwasser-Modul Midi"

⁵² Preisrecherche über idealo.de am 19.11.2013 für 25m Solarleitung DN20 ca. 500 €

⁵³ Analyse von Originalrechnung für Holz hackschnitzelheizungen der 20kW-Klasse aus dem Jahr 2011, bayerisches Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten

⁵⁴ geschätzt

Heizungszirkulationsverluste

Die Verluste durch die Heizungszirkulation betragen aufgrund der Analogie zur Variante 1B ebenfalls ca. 420 kWh pro Jahr.

Simulationsergebnisse und Energiebilanz

Auch die Simulationsergebnisse und die Energiebilanz sind analog zur Variante 1B. Dementsprechend beträgt der Solarertrag in der Summe 6.229 kWh/a, der spezifische Kollektorsertrag 295 kWh/m²a, der thermische Nettoenergiebedarf 23.591 kWh/a und die Gesamtdeckungsrate 23,9%.

Holz hackschnitzelbedarf und spezifischer Primärenergiebedarf

realistischer Wirkungsgrad: 90%
thermischer Nettoenergiebedarf: 23.591 kWh/a
Holz hackschnitzelheizwert: 800 kWh/srm

$$HHSBedarf = \frac{23591 \frac{kWh}{a}}{800 \frac{kWh}{srm} * \left(\frac{90\%}{100\%}\right)}$$

$$HHSBedarf = 32,77 \frac{srm}{a} \approx 32,8 \frac{m^3}{a}$$

Primärenergiefaktor Holz (f_p): 0,2
Beheizte Gesamtfläche: 296,34 m²
Wirkungsgrad: 0,9

$$Q_p \left[\frac{kWh}{m^2 a} \right] = \frac{Nettoenergiebedarf [kWh/a] * f_p}{Wirkungsgrad * beheizte Gesamtfläche [m^2]}$$

$$Q_p = \frac{23591 \frac{kWh}{a} * 0,2}{0,9 * 269,34 m^2}$$

$$Q_p = 19,46 \frac{kWh}{m^2 a}$$

Somit beträgt der Primärenergiebedarf dieser Variante 19,46 kWh / m²a.

Platzbedarf

Der Platzbedarf der Anlagenteile entspricht der Variante 2.

Ökobilanz

Die Erklärung zur Ökobilanzermittlung entspricht der Variante 2.

Durchschnittlicher CO₂-Ausstoß von Erdgas: ca. 1,9 kg / m³
Energiegehalt Erdgas: ca. 10 kWh / m³

Tabelle 32: Ökobilanz der Variante 1B

	Einsparung Erdgas [m ³ /a]	Einsparung CO ₂ [kg/a]
Solarthermieanlage	770	1464
Holzackschnitzel	2621	4980-
Summe	3391	6444

Somit können durch die Substitution von Erdgas durch Holzackschnitzel ca. 6.444 Kilogramm Kohlendioxid pro Jahr eingespart werden.

5.5.7.8 Variante 2C

Bei dieser Variante werden ebenfalls wie von Variante 1B zur Variante 1C die Flachkollektoren durch Vakuumröhrenkollektoren ersetzt.

Vorteile:

- Alle Vorteile der Variante 2B
- Nochmals geringerer Brennstoffbedarf

Nachteile:

- Alle Nachteile der Variante 2B
- Sehr hohe Investitionskosten durch Flächenheizung und Röhrenkollektoren

Anlagenkomponenten

Kollektortyp: Wolf CRK-12
Anzahl der Kollektoren: 9 Stück
Absorberfläche gesamt: 17,91 m²
Neigung: 30°
Pufferspeicher: Solarbayer SPS/S 1000
Pufferspeichervolumen: 1000 Liter
Warmwasserbereitung: Frischwassermodul
Hackschnitzelkessel: ca. 18kW

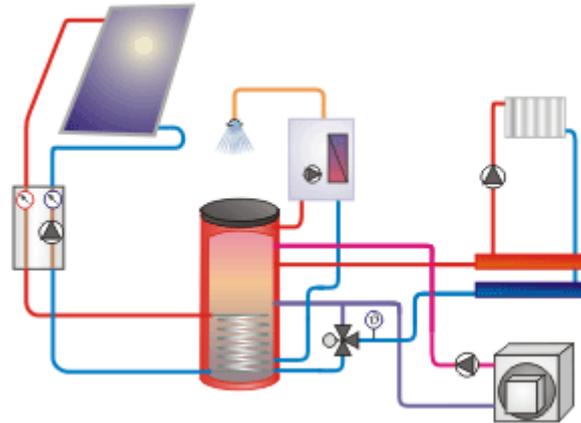


Abbildung 74: Anlagenschema Variante 2C

Investitionskostenschätzung:

9 Stück	Vaillant auroTHERM VFK 145 V	ca.	9.000 € ⁵⁵
9 Stück	Aufdach-Befestigungssatz	ca.	1.600 € ⁵⁶
1 Stück	Solarbayer SPS/S 1000	ca.	1.000 € ⁵⁷
1 Stück	Frischwassermodul	ca.	2.000 € ⁵⁸
50m	Solarleitung	ca.	1.000 € ⁵⁹
1 Stück	18 kW Hackschnitzelkessel inkl. Rührwerk	ca.	20.000 € ⁶⁰
	sonstige Anlagenteile	ca.	2.500 € ⁶¹
4	Manntage für die Montage zu 360€	ca.	1.440 €
Summe		ca.	<u>38.540 €*</u>

- * Die Investitionskosten für die Installation einer Flächenheizung können erst ermittelt werden, wenn das System und der Hersteller bekannt ist. Aus diesem Grund wird diese Position bei der Kostenschätzung nicht aufgeführt.

⁵⁵ Angebot von Heizfaktor.de für 9x Wolf Vakuum-Röhrenkollektor CRK 12 am 19.11.2013

⁵⁶ Angebot von Heizfaktor.de für 9x „Viessmann Befestigungssatz für Aufdachmontage“ am 19.11.2013

⁵⁷ Preisrecherche über idealo.de am 19.11.2013 für ein Speicher (mittlerer Preis)

⁵⁸ Preisrecherche über idealo.de am 19.11.2013 für ein "Viessmann Frischwasser-Modul Midi"

⁵⁹ Preisrecherche über idealo.de am 19.11.2013 für 25m Solarleitung DN20 ca. 500 €

⁶⁰ Analyse von Originalrechnung für Holzhackschnitzelheizungen der 20kW-Klasse aus dem Jahr 2011, bayerisches Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten

⁶¹ geschätzt

Heizungszirkulationsverluste

Die Verluste durch die Heizungszirkulation betragen aufgrund der Analogie zur Variante 1C ebenfalls ca. 420 kWh pro Jahr.

Simulationsergebnisse und Energiebilanz

Auch die Simulationsergebnisse und die Energiebilanz sind analog zur Variante 1B. Dementsprechend beträgt der Solarertrag in der Summe 7.356 kWh/a, der spezifische Kollektorsertrag 411 kWh/m²a, der thermische Nettoenergiebedarf 22.353 kWh/a und die Gesamtdeckungsrate 28,6%.

Holz hackschnitzelbedarf und spezifischer Primärenergiebedarf

realistischer Wirkungsgrad: 90%
thermischer Nettoenergiebedarf: 22.353 kWh/a
Holz hackschnitzelheizwert: 800 kWh/srm

$$HHSBedarf = \frac{22353 \frac{kWh}{a}}{800 \frac{kWh}{srm} * \left(\frac{90\%}{100\%}\right)}$$

$$HHSBedarf = 31,05 \frac{srm}{a} \approx 31,1 \frac{m^2}{a}$$

Primärenergiefaktor Holz (f_p): 0,2
Beheizte Gesamtfläche: 296,34 m²
Wirkungsgrad: 0,9

$$Q_p \left[\frac{kWh}{m^2 a} \right] = \frac{Nettoenergiebedarf [kWh/a] * f_p}{Wirkungsgrad * beheizte Gesamtfläche [m^2]}$$

$$Q_p = \frac{22353 \frac{kWh}{a} * 0,2}{0,9 * 269,34 m^2}$$

$$Q_p = 18,44 \frac{kWh}{m^2 a}$$

Somit beträgt der Primärenergiebedarf dieser Variante 18,44 kWh / m²a.

Platzbedarf

Der Platzbedarf der Anlagenteile entspricht der Variante 2.

Ökobilanz

Die Erklärung zur Ökobilanzermittlung entspricht der Variante 2.

Durchschnittlicher CO₂-Ausstoß von Erdgas: ca. 1,9 kg / m³
Energiegehalt Erdgas: ca. 10 kWh / m³

Tabelle 33: Ökobilanz der Variante 2C

	Einsparung Erdgas [m ³ /a]	Einsparung CO ₂ [kg/a]
Solarthermieanlage	915	1739
Holzhackschnitzel	2496	4742
Summe	3411	6481

Somit können durch die Substitution von Erdgas durch Holzhackschnitzel ca. 6.481 Kilogramm Kohlendioxid pro Jahr eingespart werden.

5.5.7.9 Variante 3

Diese Variante beinhaltet die mit Abstand aufwendigsten Umbaumaßnahmen. Das Kellergeschoss des für den Rückbau vorgesehenen Mittelteils des aktuellen Gebäudes wird für einen großen Solarspeicher mit ca. 3.000 Liter Volumen genutzt. Dieser ist der zentrale Speicher für beide Gebäude. Die Anlagen beider Gebäude werden über diesen Speicher verbunden. Somit ergibt sich eine Anlage mit 12 Wohneinheiten. Der Speicher ist zum Großteil durch das genutzte Kellergeschoss verdeckt. Nur ein kleiner Teil wird den Erdboden überragen und benötigt eine flache Abdeckung.

Anhand der Simulationssoftware GetSolar soll herausgefunden werden, ob sich ein solches Vorhaben positiv auf die Gesamtdeckungsrate und den Jahres-Kollektorsertrag auswirkt.

Ausgangsvariante ist die Variante 1C mit der besten Gesamtdeckungsrate. Diese beinhaltet Flächenheizungen in den Wohnungen und pro Gebäude neun Vakuumröhrenkollektoren ausgerichtet in südöstliche Richtung mit einem Anstellwinkel von 30° montiert auf einem Satteldach.

Durch das Satteldach ist eine Montage von 9 weiteren Vakuumröhrenkollektoren in südwestliche Richtung pro Gebäude mögliche. Auf jedem Gebäude wären dann 18 Kollektoren installiert. Zusammen ergibt das für die gesamte Anlage eine Anzahl an Vakuumröhrenkollektoren von 36 Stück. Sinnvoll ist die gleichzeitige Erhöhung des Speichervolumens auf 5.000 Liter.

Heizungszirkulationsverluste

Das Heizungsnetz mit Flächenheizungen und Vorlauf- bzw. Rücklauftemperaturen von 35°C / 28°C ist identisch mit den anderen Varianten. Somit ergeben sich Heizungszirkulationsverluste für beide Gebäude in Höhe von ca. 840 kWh pro Jahr

Simulationsergebnisse und Energiebilanz mit 18 Kollektoren und 3.000L-Speicher

Gesamtdeckungsrate für Warmwasser und Heizung: **27.5%**
Spezifischer Kollektor-Jahresertrag: **425 kWh/m²**

Tabelle 34: Energiebilanz für Variante 3 mit 18 Kollektoren

Gewinne / Verluste	kWh
thermischer Gesamtenergiebedarf	54600
Zirkulationsverluste Warmwasser	4200
Zirkulationsverluste Heizung	840
Solarertrag	-14392
thermischer Nettoenergiebedarf	45248

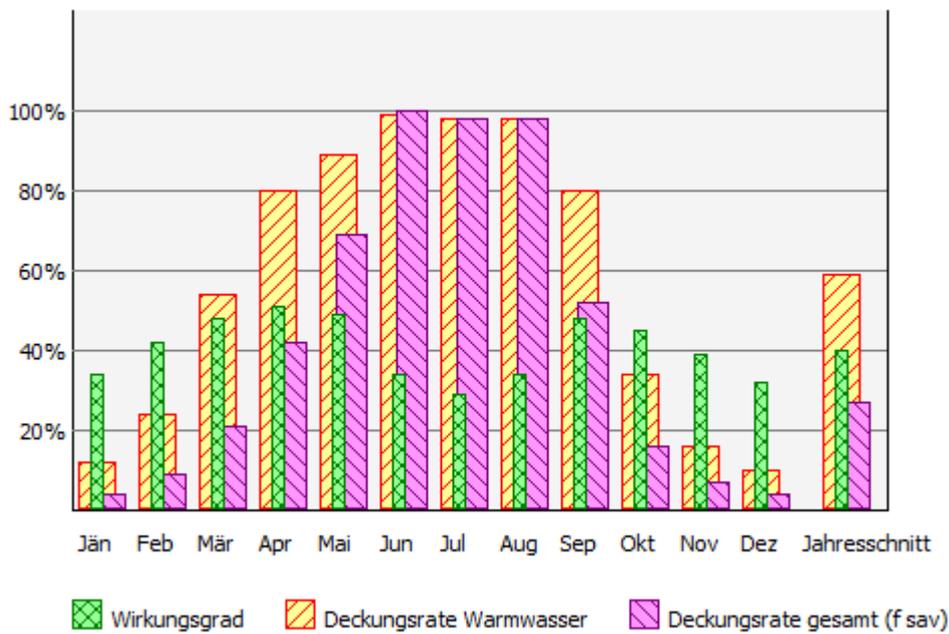


Abbildung 75: jährliche Verteilung der Deckungsrate und des Wirkungsgrades von Variante 3 mit 18 Kollektoren

Simulationsergebnisse und Energiebilanz mit 36 Kollektoren und 5.000L-Speicher

Gesamtdeckungsrate für Warmwasser und Heizung: **42,1%**
Spezifischer Kollektor-Jahresertrag: **315 kWh/m²**

Tabelle 35: Energiebilanz für Variante 3 mit 36 Kollektoren

Gewinne / Verluste	kWh
thermischer Gesamtenergiebedarf	54.600
Zirkulationsverluste Warmwasser	4.200
Zirkulationsverluste Heizung	840
Solarertrag	-22.560
thermischer Nettoenergiebedarf	37.080

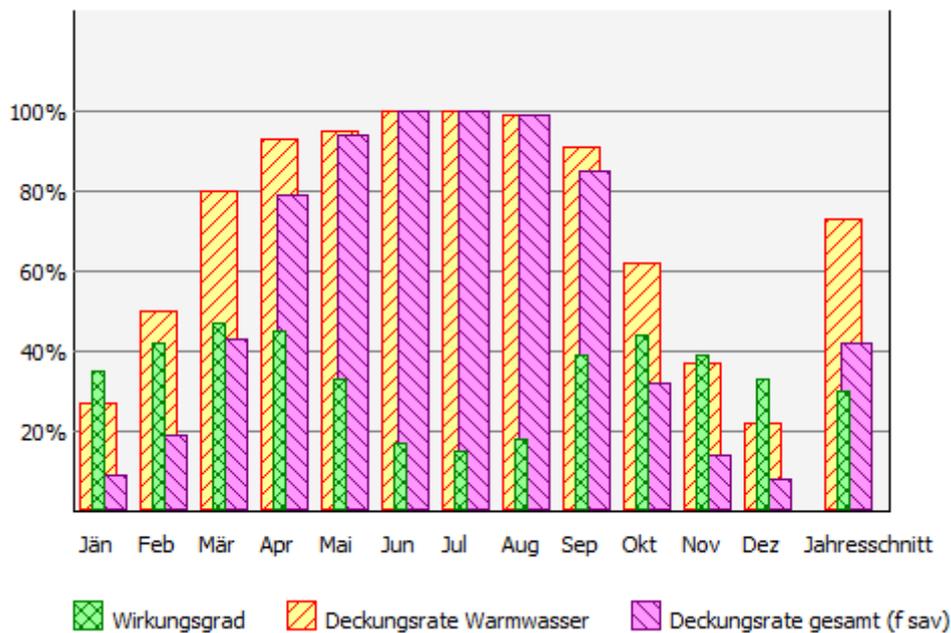


Abbildung 76: jährliche Verteilung der Deckungsrate und des Wirkungsgrades von Variante 3 mit 36 Kollektoren

Auswertung der Simulationsergebnisse

Anhand der Simulationsergebnisse ist klar zu erkennen, dass eine Zusammenlegung beider Anlagen ohne weitere Kollektoren nicht zu empfehlen ist. Dies ist mit dem Fakt zu erklären, dass beide Ablagen alleine für ihre Größe einen recht hohen Deckungsrate besitzen. Eine Zusammenlegung ohne die Anzahl der Kollektoren zu erhöhen bringt nur den Vorteil eines größeren Speichers. Jedoch erhöht sich das Speichervolumen bei den Einsatz eines 3.000L-Speichers um lediglich ein Drittel von 2.000 (2x 1000L) auf 3.000 Liter.

Sehr interessant ist jedoch die sehr hohe Deckungsrate bei einer Verdoppelung der Kollektorfläche bei gleichzeitiger Erhöhung des Speichervolumens auf 5.000 Liter. Diese beträgt 42,1% und ermöglicht einen jährlichen Solarertrag in Höhe von 22.560 Kilowattstunden. Laut Simulationssoftware können so ca. 27 MWh Erdgas und 5.123 kg CO₂ jährlich für beide Gebäude eingespart werden.

Anlagenkomponenten

Kollektortyp:	Wolf CRK-12
Anzahl der Kollektoren:	36 Stück
Absorberfläche gesamt:	71,64 m ²
Neigung:	30°
Pufferspeicher:	Solarbayer SPS/S 5000
Pufferspeichervolumen:	5000 Liter
Warmwasserbereitung:	Frischwassermodul
Erdgasbrennwertkessel:	ca. 30kW

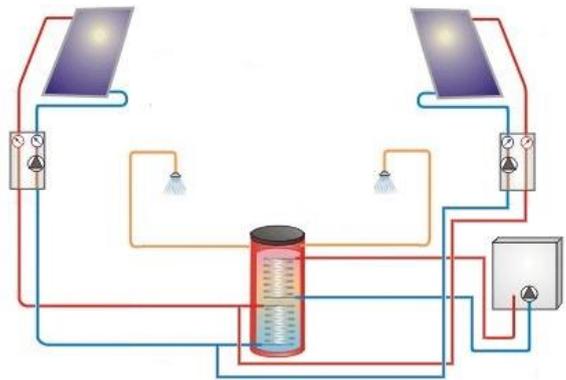


Abbildung 77: Anlagenschema Variante 3 mit 36 Kollektoren

Investitionskostenschätzung mit 36 Kollektoren und einen 5.000L-Speicher:

36 Stück	Vaillant auroTHERM VFK 145 V	ca.	36.000 € ⁶²
36 Stück	Aufdach-Befestigungssatz	ca.	6.400 € ⁶³
1 Stück	Solarbayer SPS/S 5000	ca.	4.500 € ⁶⁴
2 Stück	Frischwassermodul	ca.	4.000 € ⁶⁵
100m	Solarleitung	ca.	2.000 € ⁶⁶
1 Stück	30 kW Erdgasbrennwerttherme	ca.	1.200 € ⁶⁷
	sonstige Anlagenteile	ca.	5.000 € ⁶⁸
1 Stück	Abdeckung für den Speicher	ca.	5.000 € ⁶⁹
10	Manntage für die Montage zu 360€	ca.	3.600 €
Summe		ca.	<u>67.700 €*</u>

* Die Investitionskosten für die Installation einer Flächenheizung können erst ermittelt werden, wenn das System und der Hersteller bekannt ist. Aus diesem Grund wird diese Position bei der Kostenschätzung nicht aufgeführt.

⁶² Angebot von Heizfaktor.de für 18x Wolf Vakuum-Röhrenkollektor CRK 12 am 19.11.2013

⁶³ Angebot von Heizfaktor.de für 18x „Viessmann Befestigungssatz für Aufdachmontage“ am 19.11.2013

⁶⁴ Preisrecherche über idealo.de am 24.11.2013 für ein „Solarbayer SPS/S 5000“

⁶⁵ Preisrecherche über idealo.de am 19.11.2013 für 2x "Viessmann Frischwasser-Modul Midi"

⁶⁶ Preisrecherche über idealo.de am 19.11.2013 für 25m Solarleitung DN20 ca. 500 €

⁶⁷ Preisrecherche über idealo.de am 24.11.2013 für 30kW Gas-Brennwerttherme „Buderus Logamax plus GB172-24 T50“

⁶⁸ geschätzt

⁶⁹ geschätzt

Erdgasbedarf und spezifischer Primärenergiebedarf

realistischer Wirkungsgrad: 90% (geschätzt)

$$\text{Erdgasmenge} = \frac{\text{therm. Nettoenergiebedarf}}{\text{Normnutzungsgrad}}$$

$$\text{Erdgasmenge} = \frac{37080 \frac{\text{kWh}}{\text{a}}}{\left(\frac{90\%}{100}\right)}$$

$$\text{Erdgasmenge} = 41200 \frac{\text{kWh}}{\text{a}} \approx 41,2 \frac{\text{MWh}}{\text{a}}$$

Somit ergibt sich ein Erdgasbedarf von ca. 41,2 MWh pro Jahr für beide Gebäude zusammen. Pro Gebäude ergibt dies folglich 20,6 MWh pro Jahr.

Primärenergiefaktor Erdgas (f_p): 1,1
Beheizte Gesamtfläche: 296,34 m²

$$Q_p \left[\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \text{a}} \right] = \frac{\text{Erdgasmenge} [\text{kWh/a}] * f_p}{\text{beheizte Gesamtfläche} [\text{m}^2]}$$

$$Q_p = \frac{41200 \frac{\text{kWh}}{\text{a}} * 1,1}{2 * 269,34 \text{ m}^2}$$

$$Q_p = 84,13 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \text{a}}$$

Somit beträgt der Primärenergiebedarf dieser Variante 84,13 kWh / m²a.

5.6 Fazit

Das Ziel war es Konzepte für die Wärmeversorgung nach EnEV 2009 zu finden, bei der gleichzeitig mindestens die Förderstufe „Effizienzhaus 100“ der KfW erreicht wird. Für diese Förderstufe ist ein maximaler Jahresprimärenergiebedarf von 70 kWh/m² vorgeschrieben. Das Ergebnis zeigt, dass selbst die erste Förderstufe der KfW nicht ohne weiteres im Bestandsbau erreicht werden kann. Alle Variante beinhalten vorgeschriebene Wärmedämmmaßnahmen nach EnEV 2009. Doch schon bei Variante 1 (Referenzgebäude) wird deutlich, dass ein Jahresenergiebedarf von 70 kWh pro Quadratmeter Wohnfläche nicht ohne hohe Investitionskosten zu erreichen ist. Nur durch den Einsatz regenerativer Energieträger kann der Primärenergiebedarf massiv gesenkt werden. Wird Biomasse in Form von Holz als Energieträger eingesetzt, sinkt der Primärenergiebedarf rapide und es kann die KfW-Förderstufe „Effizienzhaus 55“ erreicht werden. Dies ist für Sanierungen die bestmögliche KfW-Förderstufe.

Tabelle 36: Ergebnisübersicht der Liegenschaft in Grieben

	Investitions- summe	Erdgasbe- darf in MWh	Holzhack- schnittelbedarf in srm	CO ₂ -Ein- sparung in kg	spez. Primär- energiebedarf in kWh/m ² a	KfW Förderung
Variante 1	13.240 €	29,5	-	1.282	120,34	nein
Variante 1A	15.240 €	29	-	1.365	118,63	nein
Variante 1B	14.790 €*	26,2	-	1.464	107,05	nein
Variante 1C	19.740 €*	24,7	-	1.739	101,94	nein
Variante 2	32.040 €	-	37	6.887	22,4	ja KfW 55
Variante 2A	34.040 €	-	36,4	6.875	22,1	ja KfW 55
Variante 2B	33.599 €*	-	32,8	6.444	19,46	ja KfW 55
Variante 2C	38.540 €*	-	31,1	6.481	18,44	ja KfW 55
Variante 3	33.850 €**	21,8	-	2.562	89,08	nein

* ohne Kosten für Fußboden- oder Wandheizung

** Erdgasbrennwerttherme als zusätzlicher Wärmeerzeuger

Als Alternativen kommen noch Variante 1C und 3 infrage. Durch erweiterte Wärmedämmmaßnahmen kann unter Umständen die Heizlast soweit gesenkt werden, dass ein Jahresenergiebedarf von 70 kWh/m²a erreicht werden kann. Hierfür sind höchstwahrscheinlich dreifachverglaste Fenster statt zweifachverglaste und bessere Dämmung der Giebelseiten sowie Kellerdecke und oberste Geschossdecke.

6 Liegenschaft Tangerhütte

6.1 Aufgabenstellung

Die Städtische Wohnungsgesellschaft GmbH Tangerhütte, nachfolgend SWG Tangerhütte genannt, betreut als Wohnungsverwalter einige Liegenschaften in der Stadt Tangerhütte. Als Wohnungsverwalter ist die SWG Tangerhütte, wie alle Wohnungsverwalter, bestrebt die Energiekosten für ihre Liegenschaften so gering wie möglich zu halten. Bei der Liegenschaft Neustädter Ring 61 – 66 in Tangerhütte ist die SWG Tangerhütte auf der Suche nach einer Alternative zum aktuellen Energieträger Heizöl. Motivation sind die stetig steigenden Heizölpreise. Im Zuge einer Modernisierung der Heizungsanlage soll die zukünftige Anlage hocheffizient arbeiten. Favorisiert wird von der SWG Tangerhütte eine Lösung mittels Erdgas als Energieträger unter dem Einsatz von einem oder mehreren Micro-Blockheizkraftwerke. Ziel dieser Arbeit ist es verschiedene Varianten mit und ohne Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplung zu erstellen und die Wirtschaftlichkeit zu bewerten.



Abbildung 78: Neustädter Ring 63 - 64 aus südwestlicher Blickrichtung



Abbildung 79: Neustädter Ring 61 - 62 aus nordwestlicher Blickrichtung

6.2 Lage und Ist-Zustand

Die Stadt Tangerhütte liegt im nördlichen Teil von Sachsen-Anhalt, ungefähr 45 km nördlich von Magdeburg. Tangerhütte gehört zum Landkreis Stendal. Im westlichen Teil von Tangerhütte befindet sich ein Wohngebiet bestehend aus sogenannten Neubaublöcken welche in den 1980er Jahren errichtet wurden. Dieses Wohngebiet entlang der Straße Neustädter Ring wird von einem ca. 200 m entfernten Heizwerk mit Fernwärme versorgt. Südlich von diesem Gebiet befinden sich sechs kleine Mehrfamilienhäuser mit der Adresse Neustädter Ring 61 - 66. Diese wurden in den 1990er Jahren erbaut, sind mit Wärmedämmung aus den 1990er Jahren ausgerüstet und besitzen doppelverglaste Fenster. Ein Gebäude besteht aus einem Eingang mit Erd-, Ober und Dachgeschoss und somit aus sechs Wohneinheiten (WE). Die Heizkessel aller vier Gebäude haben eine maximale Leistung von 72 kW und sind wie auch die Heizöltanks und das Gebäude an sich aus den frühen 1990er Jahren. Aufgrund des hohen Alters der Anlage von über 20 Jahren muss diese in nächster Zeit technisch überholt werden.



Abbildung 80: Luftbilder der Liegenschaft Neustädter

6.3 Das Blockheizkraftwerk

6.3.1 Das Prinzip

Ein Blockheizkraftwerk (BHKW) ist ein modular aufgebautes System mit der Kombination aus Kraftmaschine und Generator. Die Kraftmaschine erzeugt durch unterschiedliche Verfahren mechanische Energie. Diese wird an den Generator übertragen und dieser wiederum erzeugt elektrische Energie. Die bei der Kraftmaschine entstehende thermische Energie, Abwärme im Kühlkreislauf und der Abgase, wird für verschiedene Zwecke genutzt. Auf diese Weise kann bis zu 40% Primärenergie gegenüber einer getrennten Erzeugung eingespart werden.⁷⁰ Als Kraftmaschinen werden häufig Otto-, Diesel- oder Gasmotoren verwendet, aber auch Turbinen, Brennstoffzellen und Stirlingmotore sind möglich.

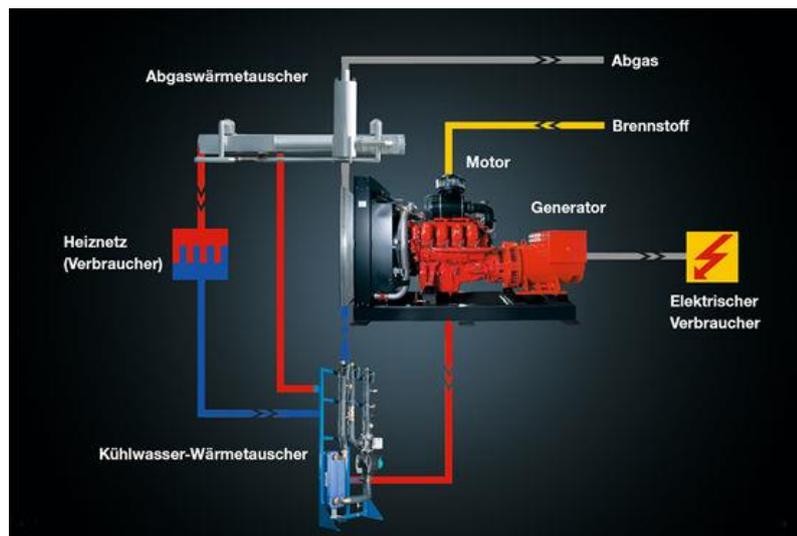


Abbildung 81: Das BHKW - Aufbau und Funktionsweise

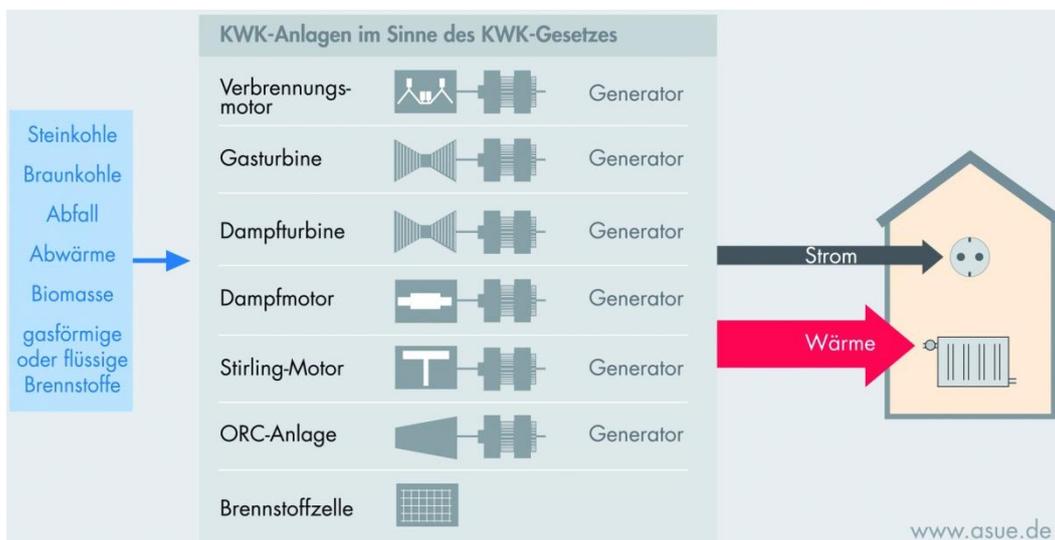


Abbildung 82: KWK-Anlagen im Sinne des KWK-Gesetzes

Der Begriff „Block“ kann von dem Aufbau und Abmaßen abgeleitet werden. Ein BHKW überschreitet selten eine elektrische Leistung von 5 MW und kann somit sehr kompakt aufgebaut werden. Somit ergibt sich ein blockähnliches Aussehen.

⁷⁰ <http://de.wikipedia.org/wiki/Blockheizkraftwerk> [22.09.2011]

6.3.2 Vorteile

6.3.2.1 Allgemeine Vorteile

Der größte Vorteil eines Blockheizkraftwerks liegt an der gemeinsamen Nutzung von elektrischer Energie und der dabei entstehenden Abwärme. Durch die kompakte Bauweise können Blockheizkraftwerke sehr gut zur dezentralen Versorgung eingesetzt werden. Dabei werden gegenüber einer zentralen Versorgung lange Leitungswege und somit Verluste vermieden

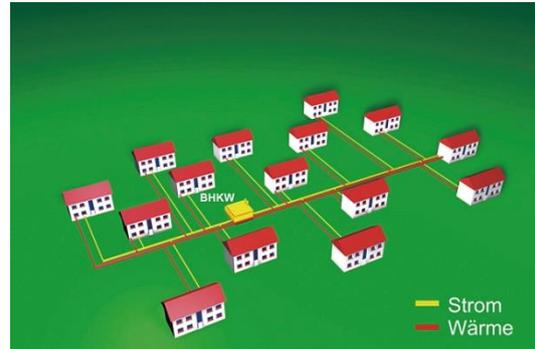


Abbildung 83: Beispielschema für ein BHKW

Ein konventionelles Kohlekraftwerk zur elektrischen Energieerzeugung hat einen durchschnittlichen Wirkungsgrad von 38% und gibt so 62% der eingesetzten Energie ungenutzt an die Umwelt ab. Für die Beheizung von Häusern wird oft eine Heizungsanlage auf Basis von Heizöl oder Erdgas, welche einen Durchschnittswirkungsgrad von ca. 90% besitzt, verwendet. Bei dieser Kombination aus zentraler Elektroenergieerzeugung und dezentraler Heizung gehen 70% der eingesetzten Energie ungenutzt verloren. Bei einer Lösung mittels BHKW gehen nur 13% ungenutzt verloren.

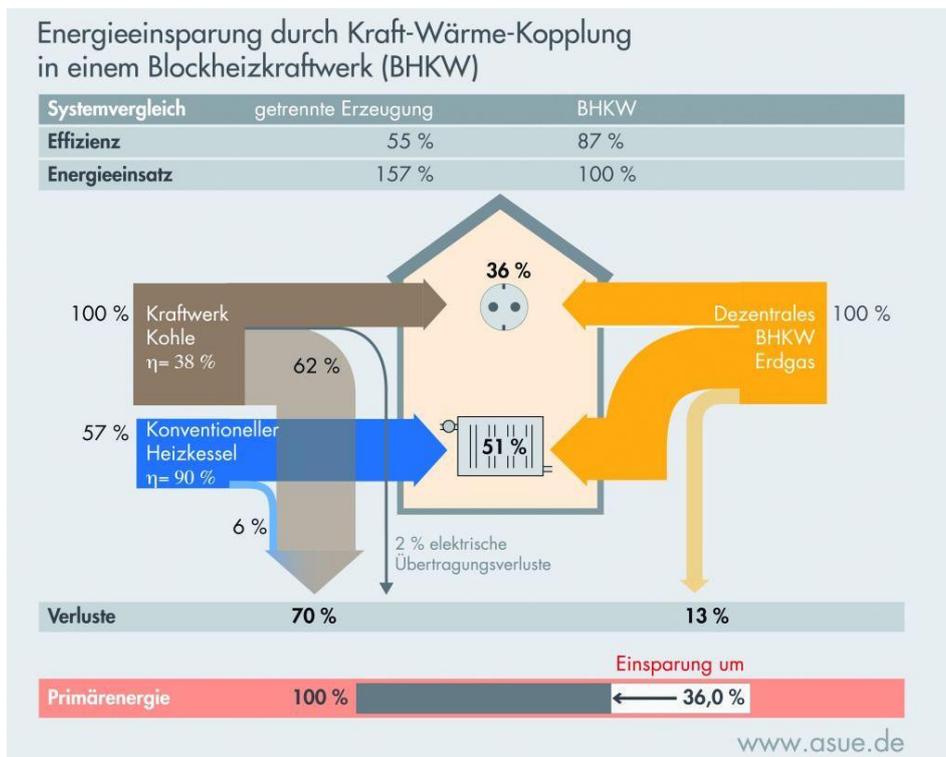


Abbildung 84: Energieeinsparung in einem BHKW durch KWK

6.3.2.2 Vergleich zu konventionellen Methoden

Sehr interessant ist auch ein direkter Vergleich verschiedener konventionelle Methoden zur Gewinnung von elektrischer Energie und Wärme mit einem dezentralen BHKW.

Betrachten wir doch zuerst ein sehr weit verbreitetes Kondensationskraftwerk wie zum Beispiel ein Kernkraft- oder Kohlekraftwerk. Ein solches konventionelles Kraftwerk ist so konstruiert, dass ein Großteil der Wärmenergie ungenutzt an die Umwelt abgegeben wird. Somit ergeben sich immense Verluste von 62% der gesamten eingesetzte Primärenergie. Durch große Entfernungen gehen noch einmal ca. 2% bei der Übertragung der elektrischen Energie verloren. In der Summe bleiben so gerade einmal 36% für die Nutzung an der heimischen Steckdose übrig.

Etwas besser sieht der Nutzungsgrad bei einem zentralen Heizkraftwerk aus. Üblicherweise wird ein Heizkraftwerk mit Gas (z.B. Erdgas) betrieben. Aufgrund einer geringen Staub- und Schwefeldioxidbelastung ist es für den Einsatz in unmittelbarer Nähe von Städten geeignet. Durch die Nähe zu dicht bewohnten Gebieten kann die Abwärme mittels Fernwärmenetz genutzt werden. Auf diese Weise liegt der Nutzungsgrad bei einem zentralen Heizkraftwerk mit ca. 79% im oberen Bereich.

Noch besser ist da nur noch ein dezentrales BHKW. Durch seine kompakte Bauweise und der sehr geringen Entfernung zu den Verbrauchern werden die Verluste nochmals vermindert.

Aus diesem Grund bietet sich eine dezentrale Lösung mit dem Einsatz eines Blockheizkraftwerks (BHKW) für Wohn-, Büro- und Schulgebäude an. Auf diese Weise wird ein Großteil der benötigten Wärme für die Raumheizung, Warmwasserbereitung sowie elektrische Energie direkt im Gebäude erzeugt.

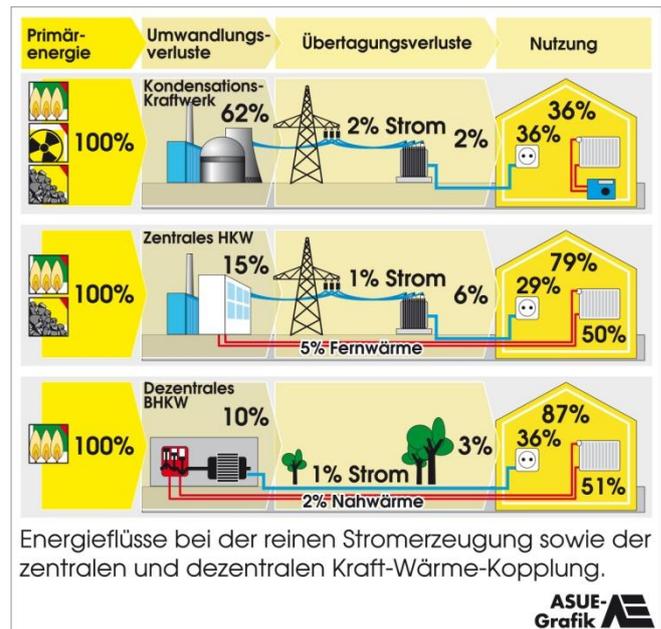


Abbildung 85: Vergleich von zentraler und dezentraler KWK

6.3.2.3 Geringere Umweltbelastung

Ein weiterer Vorteil bei der Nutzung eines Erdgas-BHKWs gegenüber der getrennten Erzeugung von Wärme und elektrischer Energie aus Kohle oder Öl ist die Entlastung von Emissionen von Staub, Schwefeldioxid (SO₂), Stickoxide (NO_x) und Kohlenstoffdioxid (CO₂).

Sehr auffällig ist die extreme Entlastung von Staub und Schwefeldioxid. Diese Stoffe treten bei der Verbrennung von allen fossilen Brennstoffen auf, jedoch ist der Anteil bei Kohle und Öl viel höher als bei Erdgas. Hinzu kommt die zuvor beschriebene Einsparung von Brennstoff durch den höheren Wirkungsgrad. Staub und Schwefeldioxid sind hauptverantwortlich für die Luftverschmutzung. Staub in Form von Feinstaub fördert Allergiesymptome wie Asthma, Atemwegsbeschwerden oder auch Lungenkrebs.⁷¹ Schwefeldioxid fördert sauren Regen. Dieser reizt und schädigt durch seine toxische Wirkung Ökosysteme wie Wälder und Seen, sowie die Schleimhäute und Atmungsorgane von Menschen und Tiere.⁷² Stickoxide fördern die Smog- und Ozonbildung, sowie den Treibhauseffekt.⁷³ Kohlenstoffdioxid ist bekanntlich auch ein Klimakiller und trägt zur globalen Erderwärmung bei.⁷⁴ Durch die Reduzierung von Staub, Schwefeldioxid und Stickoxiden ist ein Erdgas-BHKW vor allem für den Einsatz in Städten und Ballungsgebieten geeignet - ein weiterer Vorteil für ein zukünftiges dezentrales Energieversorgungssystem.

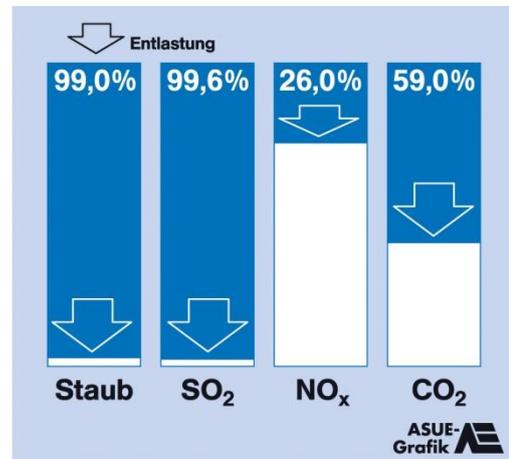


Abbildung 86: Emissionsentlastung durch Erdgas statt Kohle oder Heizöl

Ein Erdgas-BHKW kann auch bei Bedarf ohne Probleme an den Betrieb mit Biogas angepasst werden. Bei der Verbrennung von Biogas entstehen wie beim Erdgas auch Stickoxide und Kohlendioxid, jedoch mit einem anderen Hintergrund. Wird das Biogas aus regionalen Rohstoffen aus der Umgebung erzeugt, so nehmen die nachwachsenden Pflanzen genau so viel Kohlendioxid und Stickoxide auf, wie bei der Verbrennung von Biogas freigesetzt wird. So entsteht ein natürlicher Kreislauf.

⁷¹ <http://de.wikipedia.org/wiki/Feinstaub> Abschnitt „Wirkungen auf die Gesundheit“ [11.10.2011]

⁷² <http://de.wikipedia.org/wiki/Schwefeldioxid> Abschnitt „Umweltverschmutzung“ [11.10.2011]

⁷³ <http://de.wikipedia.org/wiki/Stickoxide> Abschnitt „Auswirkungen von Stickoxiden“ [11.10.2011]

⁷⁴ <http://de.wikipedia.org/wiki/Kohlenstoffdioxid> Abschnitt „Vorkommen in der Atmosphäre“ [11.10.2011]

6.3.3 Dimensionierung

6.3.3.1 Allgemein

Bei einem BHKW steigt generell die Einsparung der Primärenergie mit dem steigenden Anteil der Wärmebereitstellung. Jedoch ist die Kurve gerade im Bereich von 20-30% sehr steil. Aus diesem Grund sind besonders kleinere dezentrale Blockheizkraftwerke vorteilhafter.

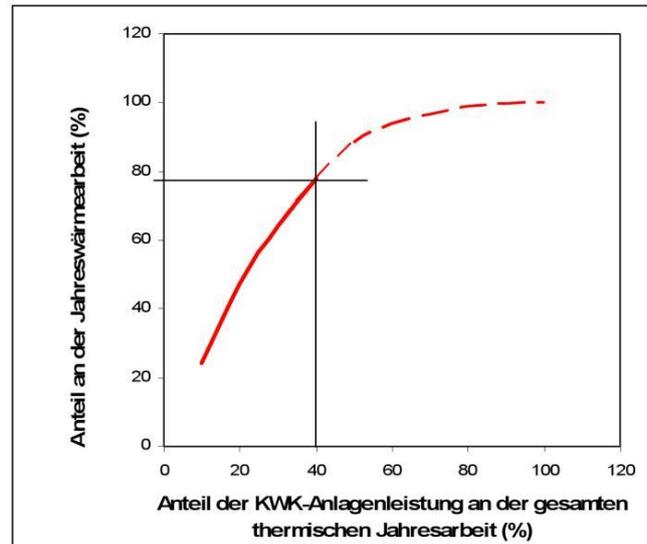


Abbildung 87: Anteil der KWK-Anlagenleistung an der thermischen Gesamtjahresarbeit

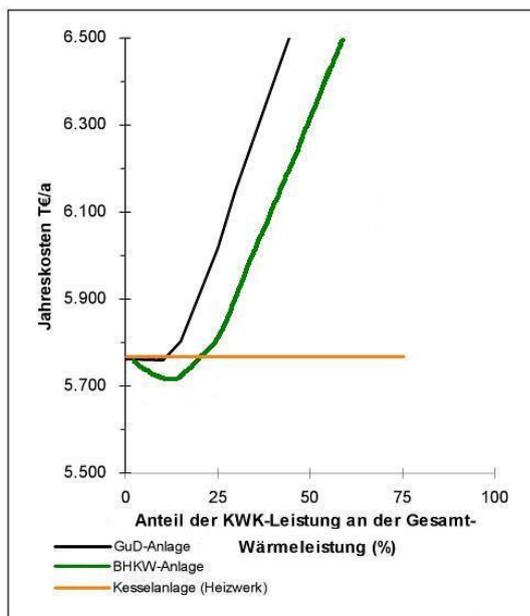


Abbildung 88: Beispiel für die Jahreskostenentwicklung

Bei dieser Übersicht ist die Abhängigkeit der Jahreskosten inkl. Brennstoff, Betriebsmittel, Wartung/Instandsetzung, Versicherung usw. über dem Anteil der KWK-Leistung an der Gesamtwärmeleistung dargestellt. Das Optimum bei einem BHKW liegt bei ca. 20%. Über 25% liegen die Jahreskosten über einer Anlage ohne KWK. Die Linie der Kesselanlage dient aufgrund 0% KWK-Anteil nur zur besseren Darstellung.

Ein BHKW ist aufgrund der Verbindung von Motor und Generator im Vergleich zu einem konventionellen Heizkessel in der Anschaffung (€ / kW) sehr viel kostenintensiver. Aus diesem Grund ist der Einsatz eines BHKW als Grundlastversorgung in Verbindung mit einem Spitzenlastkessel und Pufferspeicher sinnvoll.

6.3.3.2 Jahresdauerlinie

Von essentieller Bedeutung für die Dimensionierung eines BHKWs ist die sogenannte Jahresdauerlinie. Sie gibt an, wie viele Stunden im Jahr ein bestimmter Bedarf an Wärmeleistung benötigt wird.

Aus Erfahrungen der Praxis und auch aus vorhergehenden Überlegungen sollte die Dimensionierung des BHKW maximal ca. 20% der Spitzenheizlast betragen. Je geringer die Leistung des BHKWs ist, desto höher ist die Anzahl der Nennbetriebsstunden aufgrund weniger Taktzyklen. Je geringer die Leistung des BHKWs ist, umso größer muss folglich der Spitzenlastkessel ausgelegt sein. Richtwerte für einen guten wirtschaftlichen Kompromiss liegen zwischen 10% bis ca. 20% der Gesamtheizlast für das BHKW.

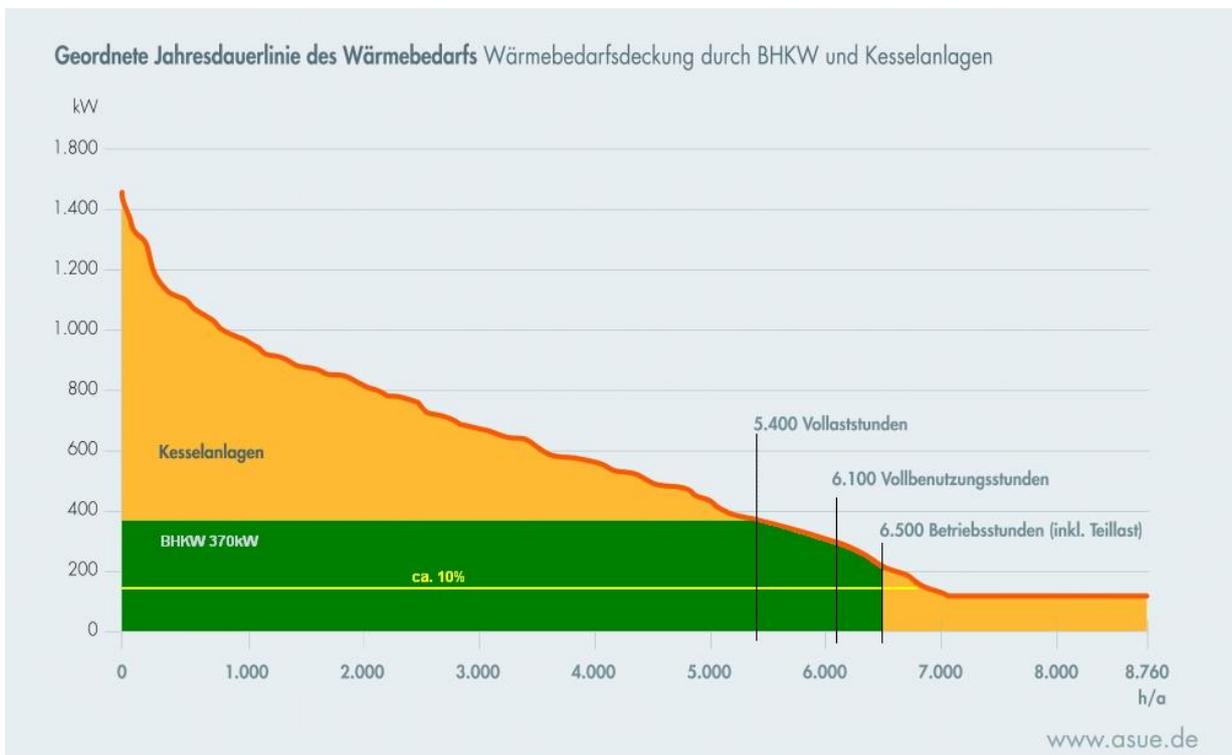


Abbildung 89: geordnete Jahresdauerlinie des Wärmebedarfs (BHKW und Kesselanlage)

Man kann die Erhöhung der Volllaststunden bei Senkung der Wärmeleistung des BHKWs deutlich erkennen. Wählt man bei diesem Beispiel ein BHKW mit einer Abdeckung von ca. 10%, so erhöht sich die Anzahl der Volllaststunden auf ca. 6.800 Stunden. Bei Mischbetrieb inkl. Teillast sind sogar bis zu 8.000⁷⁵ Stunden im Jahr möglich. Somit eignet sich ein niedrig dimensioniertes BHKW hervorragend als Grundlastabdeckung. Ein weiterer Vorteil bei einer sehr hohen Betriebsstundenzahl ist niedriger Verschleiß und hoher Wirkungsgrad durch sehr geringe Taktzyklen.

Ein nicht zu vernachlässigendes Thema ist zudem das Klima. Der Verlauf dieser Kurve des Wärmebedarfs entspricht einem durchschnittlichen deutschen Haushalt. Soll das BHKW in deutlich milderen Gebieten, wie zum Beispiel den britischen Inseln, betrieben werden, so ist die Kurve flacher. Sie besitzt dann eine geringer ausgeprägte Spitze, aber im Gegenzug einen höheren Bedarf im Bereich ab 7.000 Stunden im Jahr. In diesem Fall kann eine höhere Dimensionierung positiv ausfallen, da eine höhere Grundlast vorhanden wäre.

⁷⁵ aufgrund von Wartungsarbeiten keine 8.760 Std.

Die Erstellung einer Jahresdauerlinie für ein Objekt kann auf unterschiedliche Weise erfolgen. Zum einen kann die Heizleistung und produzierte Wärmemenge in kurzen regelmäßigen Abständen messtechnisch erfasst werden. Üblich sind für die Leistung alle 15 Minuten und für die Wärmemenge alle 60 Minuten. So erhält man eine Vielzahl an Messdaten und kann mit Hilfe von Gradtagzahlen eine saubere Jahresdauerlinie erstellen.

Ist eine Erfassung von Leistung und Wärmemenge nicht vorhanden oder nicht möglich, so kann man nach VDI 2067 eine grobe Jahresdauerlinie mit 12 Stützpunkten erstellen. Man benötigt hierfür die Heizleistung, die Vollbenutzungsstunden sowie die Jahreswärmemenge. Mit der Verteilung der Wärmemenge nach VDI 2067 Blatt 2 und den Monatstagen können 12 Durchschnittswerte für die Leistung berechnet werden.

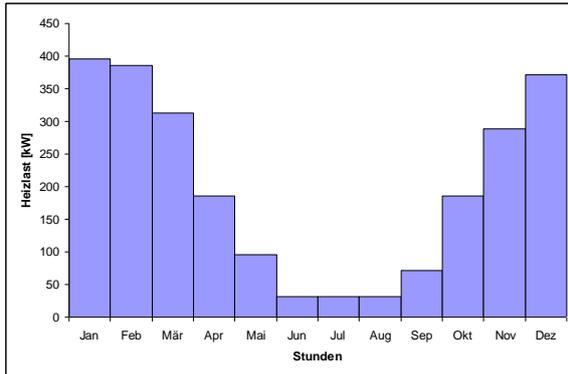


Abbildung 90: Durchschnittswärmemenge einzelner Monate

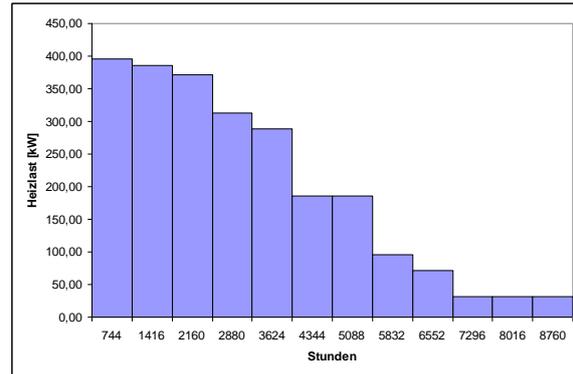


Abbildung 91: geordnete Durchschnittswärmemengen nach Stunden

Im nächsten Schritt werden diese geordnet. Als Startwert wird der Quotient aus Jahreswärmemenge und Vollbenutzungsstunden festgelegt. Gemäß VDI 2067 dienen Daten für unterschiedliche Gebäudearten und Gebiete als Richtwerte.

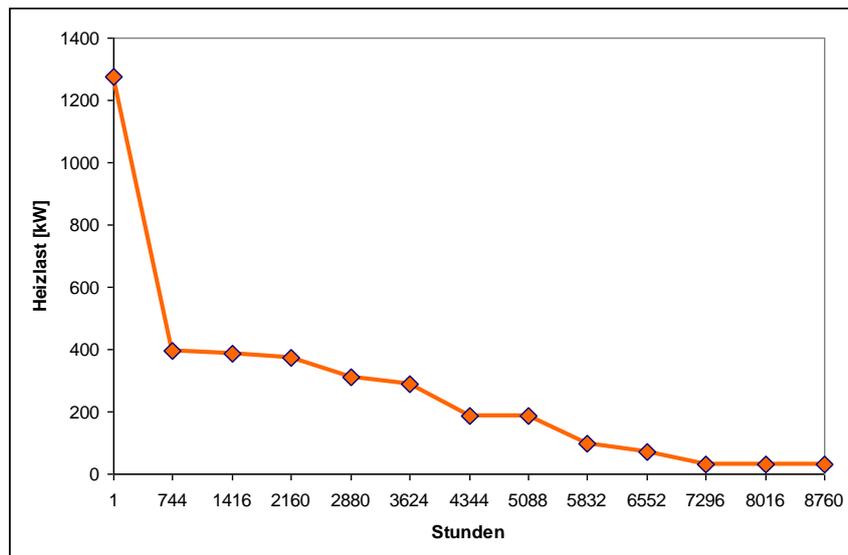


Abbildung 92: grobe Jahresdauerlinie mit 12 Stützpunkten

Zu erkennen ist die starke Abweichung im Bereich von 1 bis 2160 Stunden gegenüber einer realen Jahresdauerlinie. Ein BHKW wird in der Regel als Grundlastversorgung ausgelegt. Bei dieser Betrachtung ist nur der untere Teil der Kurve relevant, die Differenzen im oberen Teil sind vernachlässigbar.

6.3.3.3 Zusatzenergiebezug und Energieeinspeisung

Wird ein BHKW in den Wintermonaten durchgängig betrieben, so ist die Erzeugung von elektrischer Energie über den ganzen Tag konstant. Für den durchschnittlichen Energieverbrauch einer deutschen Wohnsiedlung ergibt sich folgende Kurve über 24 Stunden für die Einspeisung und Zusatzbezug der elektrischen Energie.

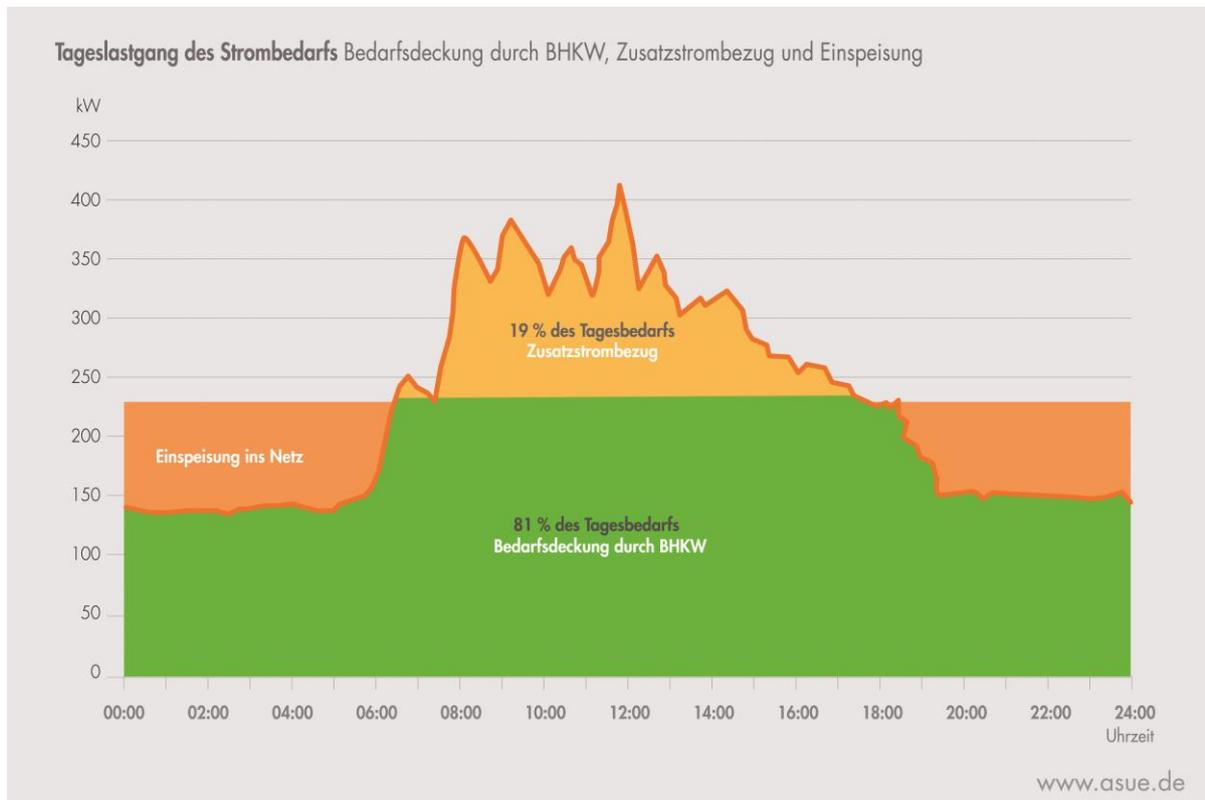


Abbildung 93: Bezug und Einspeisung el. Energie über 24 Stunden

Man erkennt deutlich die Einspeisung in den Nachtstunden und die Entnahme in den Tagesstunden aus dem örtlichen Elektroenergienetz. Die eingespeiste und entnommene Energiemenge sind ungefähr gleich. Durch die Vergütung für die eingespeiste Energiemenge bekommt man mehr erstattet, als man für die bezogene Energiemenge bezahlt. Somit ergibt sich trotz hohen Eigenverbrauchs eine positive Bilanz.

6.3.3.4 Teillastfaktor

Obwohl eine Jahresdauerlinie ideal für die Dimensionierung eines Blockheizkraftwerks geeignet ist, bleibt Sie ein theoretisches Mittel. Um bei der Berechnung der jährlichen Erdgasmenge und erzeugte elektrische Energie aus Sicht des Energieversorgers auf der sicheren Seite zu sein, wird bei jeder Berechnung ein Teillastfaktor von 0,8 eingeführt. Dieser wird mit den ermittelten Betriebsstunden multipliziert. Auf diese Weise kann man eventuelle Probleme der Anlage mit einbeziehen und pauschal einberechnen. So wird die Wirtschaftlichkeitsberechnung inkl. Berechnung der Rendite aus einem pessimistischen Blickwinkel erstellt. Dieser Faktor ist unüblich für die Dimensionierung eines Blockheizkraftwerks, jedoch aus persönlichen Erfahrungen der Praxis empfehlenswert.

6.3.3.5 Pufferspeicher

Um den Wirkungsgrad so hoch wie möglich zu halten muss ein BHKW so oft wie möglich im Nennbetrieb laufen. Ein Pufferspeicher ermöglicht dies. Ohne einen solchen Speicher wird ein BHKW zu vielen Starts und Stopps (Taktzyklen) gezwungen. Dadurch erhöht sich der Bedarf an Brennstoff und durch höhere Belastung sinkt die Lebenserwartung des Motors. Ein wärmeorientiertes BHKW erzeugt elektrische Energie nur, wenn die erzeugte Wärme auch abgenommen wird. Ist kein Wärmebedarf vorhanden, so sinkt die Anzahl der Betriebsstunden und somit die Wirtschaftlichkeit. In der Praxis sollte ein BHKW mindestens 5.000 Stunden im Jahr in Betrieb sein. Somit muss der Pufferspeicher großzügig dimensioniert sein. Ist es gewollt, dass das BHKW zusätzlich zu bestimmten Tageszeiten elektrische Energie erzeugt, muss der Pufferspeicher sehr groß dimensioniert sein. Als grobe Planungsgrundlage sollte der Speicher in der Lage sein die erzeugte Wärme von ca. 3 - 4 Nennbetriebsstunden aufzunehmen. Diese Wärmekapazität ist besonders in den Sommermonaten sinnvoll. So reichen in der Regel zwei Starts am Tag um den kompletten Bedarf an Wärme für Warmwasser zu erzeugen. Für die Erzeugung von elektrischer und thermischer Energie zu bestimmten Tageszeiten dienen ca. 5 - 7 Nennbetriebsstunden als Planungsgrundlage.

Ein konventioneller Pufferspeicher ist mit Wasser als Medium gefüllt und wird von diesem durchströmt. Die vom BHKW erzeugte Wärme wird bei Wärmeüberschuss in den Speicher eingebracht. Wird hingegen mehr Wärme benötigt als das BHKW erzeugt, erfolgt die Entladung des Puffers. Pufferspeicher sind in der Regel rund, hoch und schmal, damit eine gute Schichtung des Wassers entsteht (oben warmes und unten das kalte Wasser). Der Pufferspeicher ist mit einer Isolierung versehen, die Abstrahlverluste stark vermindert. Der Pufferspeicher ist üblicherweise ein Kurzzeitspeicher, der Wärmeangebot und -bedarf über maximal einige Stunden ausgleichen kann.⁷⁶

Einzelne Pufferspeicher können zu einem großen zusammengefasst werden. Üblicherweise erfolgt dies in Reihenschaltung.



Abbildung 94: Drei in Reihe installierte Wärmespeicher



Abbildung 95: Querschnitt eines typischen Wärmespeichers

⁷⁶ http://www.bhkws.de/waermespeicher_pufferspeicher.htm [11.10.2011]

Wichtig für den Einsatz in einem Nahwärmenetz:

Generell soll sich der Pufferspeicher so nah wie möglich an der Wärmequelle befinden. Ist der Speicher zu weit entfernt, z.B. bei einer dezentralen Lösung in mehreren Gebäuden, so kann es durch folgendem Effekt zu Problemen kommen. Durch die längere Entfernung zwischen Wärmeerzeuger und Speicher steigt die Trägheit der Regelung. Ist der Speicher voll und sendet das Signal zur Abschaltung der Wärmequelle, so befindet sich noch so viel Wärme im Nahwärmenetz, dass der Speicher diese Wärme nicht mehr aufnehmen kann. Somit kann die Wärmequelle durch Überhitzung beschädigt werden.

6.3.4 Förderung, Vergütung und Zuschläge

6.3.4.1 Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz

Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWK-Gesetz) ist die allgemein verwendete Kurzbezeichnung für das im Jahr 2002 in Kraft getretene „Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung“. Der Gesetzgeber beabsichtigt damit, durch Förderung der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme zur Energieeinsparung, zum Umweltschutz und zur Erreichung der Klimaschutzziele beizutragen. Durch Förderung der Stromerzeugung in KWK-Anlagen soll eine Erhöhung des Anteils von KWK-Strom an der gesamten Stromerzeugung auf 25 % erreicht werden; entsprechend der neuen Gesetzesnovelle soll dieses Ziel in 2020 erreicht werden. Mit dem KWK-Gesetz 2009 wurde unter anderem die Förderung von KWK-Anlagen ausgeweitet, die Eigennutzung von KWK-Strom einbezogen, die Förderung von Wärmenetzen eingeführt und eine Zwischenüberprüfung der Auswirkungen des Gesetzes im Jahr 2011 festgelegt. Die Ergebnisse dieser Zwischenüberprüfung haben gezeigt, dass von 2002 bis 2010 der Anteil des in KWK-Anlagen erzeugten Stromes an der Gesamtnettostromerzeugung von 13,9 % auf 15,4 % angestiegen ist. Eine Folgeabschätzung der Gutachter der Zwischenprüfung hat ergeben, dass der Anteil an KWK-Strom bei unveränderter Förderung bis 2020 nur auf 20 % ansteigt. Damit würde das neue, auch aus der Energiewende resultierende, Ziel der Bundesregierung, den KWK-Stromanteil bis 2020 auf 25 % zu erhöhen, nicht erreicht werden. Daher beschloss die Bundesregierung zur Erreichung ihrer Zielsetzung, die Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung durch eine Novellierung des KWK-Gesetzes zu verbessern. Für alle KWK-Anlagen (bis auf Brennstoffzellenanlagen) gilt ein so genanntes Fernwärme-Verdrängungsverbot, wonach KWK-Anlagen eine bestehende Fernwärmeversorgung aus KWK-Anlagen nicht verdrängen dürfen. Eine Verdrängung liegt nach dem KWK-Gesetz nicht vor, wenn eine bestehende KWK-Anlage vom selben Betreiber oder im Einvernehmen mit diesem durch eine oder mehrere neue KWK-Anlagen ersetzt wird. Die bestehende KWK-Anlage muss nicht stillgelegt werden. Zuschlagberechtigte KWK-Anlagen werden in vier Kategorien unterteilt. Alle Anlagen der vier Kategorien müssen hocheffizient sein und die Aufnahme (oder Wiederaufnahme) ihres Dauerbetriebs muss nach dem 01.01.2009 und bis zum 31.12.2020 erfolgt sein (nur für Kategorie D) anders spezifiziert.



Abbildung 96: Prognose für den KWK-Strom-Anteil

Kategorie A

1. kleine KWK-Anlagen (d. h. mit einer elektrischen Leistung bis 2 MW) mit fabrikneuen Hauptbestandteilen
2. Brennstoffzellenanlagen⁹

Kategorie B

KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von mehr als 2 MW mit fabrikneuen Hauptbestandteilen⁹

Kategorie C

KWK-Anlagen, die modernisiert oder durch eine neue Anlage ersetzt worden sind, vorausgesetzt

- die Modernisierung umfasst die Erneuerung wesentlicher die Effizienz bestimmender Anlagenteile und
- die Kosten der Modernisierung betragen mindestens 25 % der Kosten für die Neuerrichtung der KWK-Anlage⁹

Kategorie D

Nachgerüstete KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von mehr als 2 MW (d. h. Anlagen der ungekoppelten Strom- oder Wärmeerzeugung, bei denen Komponenten zur Strom- oder Wärmeauskopplung nachgerüstet werden und die elektrische Leistung nach der Nachrüstung mehr als 2 MW beträgt), vorausgesetzt die Anlagen nehmen ab dem Datum des Inkrafttretens des Gesetzes bis zum 31.12.2020 ihren Dauerbetrieb wieder auf.⁷⁷

Elektrische Leistungsklasse	Cent je kWh KWK-Strom	Dauer der Zahlung ab Aufnahme des Dauerbetriebs
Kategorie A – kleine KWK-Anlagen bis 2 MW und Brennstoffzellen		
KWK-Anlagen bis 50 kW und Brennstoffzellen*	5,41	10 Jahre oder wahlweise 30.000 Vollbenutzungsstunden
KWK-Anlagen über 50 kW bis 2 MW		30.000 Vollbenutzungsstunden
für den Leistungsanteil bis 50 kW	5,41	
für den Leistungsanteil über 50 kW bis 250 kW	4,0	
für den Leistungsanteil über 250 kW bis 2 MW	2,4	
* Sonderregelung sehr kleine Anlagen bis 2 kW und Brennstoffzellen optional pauschalierte Vorabzahlung des Zuschlags für KWK-Strom für 30.000 Vollbenutzungsstunden (innerhalb von 2 Monaten nach Antragstellung).		
Kategorie B – Neue KWK-Anlagen über 2 MW		
für den Leistungsanteil bis 50 kW	5,41	30.000 Vollbenutzungsstunden
für den Leistungsanteil über 50 kW bis 250 kW	4,0	
für den Leistungsanteil über 250 kW bis 2 MW	2,4	
für den Leistungsanteil über 2 MW	1,8	
für den Leistungsanteil über 2 MW (ab 01.01.2013 für Anlagen im Anwendungsbereich des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes)	2,1	

Abbildung 97: Höhe des Zuschlags und Dauer der Zahlung für KWK-Strom

⁷⁷ Onlinebroschüre „Das KWK-Gesetz 2012“, Verlag ASUE, http://asue.de/cms/upload/inhalte/aktuelles_presse/broschuere/pm_20120615_kwk_gesetz.pdf [10.07.2013]

Man erkennt deutlich, dass das KWK-Gesetz auf Anlagen mit einer elektrischen Leistung bis maximal 50 kW fixiert ist. Diese Größenordnung ist in der Regel ausreichend für durchschnittliche Wohnhäuser, Hotels und Gewerbegebäude, da nur die elektrische Leistung ausschlaggebend ist. Somit kann nahezu jedes Gebäude von der maximalen KWK-Förderung profitieren. Der KWK-Zuschlag zählt für eingespeiste und selbstverbrauchte elektrische Energie. Auch die größere Leistungsstufe bis 250 kW ist mit 4,0 Cent pro Kilowattstunde Förderung noch interessant. Somit können Impulse für die Errichtung kleiner bis mittlerer Nah- und Fernwärmenetze gesetzt werden.

Interessant ist zudem eine Förderung nach den oben genannten zehn oder sechs Jahren. Stellt man den Betrieb nach zehn Jahren von Erdgas auf Biogas um, so ist ein weiterer Zuschlag laut EEG möglich. Natürlich vorausgesetzt, das zukünftige EEG macht dies möglich.

6.3.4.2 Energieeinspeisepreis und Baseloadpreis

In der Regel handelt jeder BHKW-Betreiber einen Preis für den in das Netz des Netzbetreibers eingespeiste elektrische Energie selber aus. Nun kann es vorkommen, dass keine Vereinbarung zustande kommt. In diesem Fall kann sich der BHKW-Betreiber immer auf das KWK-Gesetz (§ 4 Anschluss-, Abnahme- und Vergütungspflicht) berufen. Laut diesem Gesetz ist der lokale Netzbetreiber dazu verpflichtet, mindestens den „üblichen Preis“ an der Leipziger Strombörse EEX zu bezahlen. Nach Absatz

(3) des KWK-G gilt als üblicher Preis für KWK-Anlagen der durchschnittliche Preis für Grundlaststrom (Baseloadpreis) an der EEX im jeweils vorangegangenen Quartal. Die aktuellen Preise für KWK-Anlagen sind auf der Website www.eex.com unter „KWK-Index (Deutschland)“ zu finden.

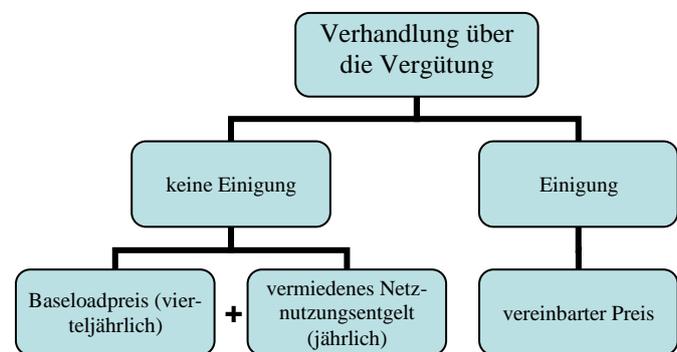


Abbildung 98: Übersicht Energieeinspeisepreis oder Baseloadpreis

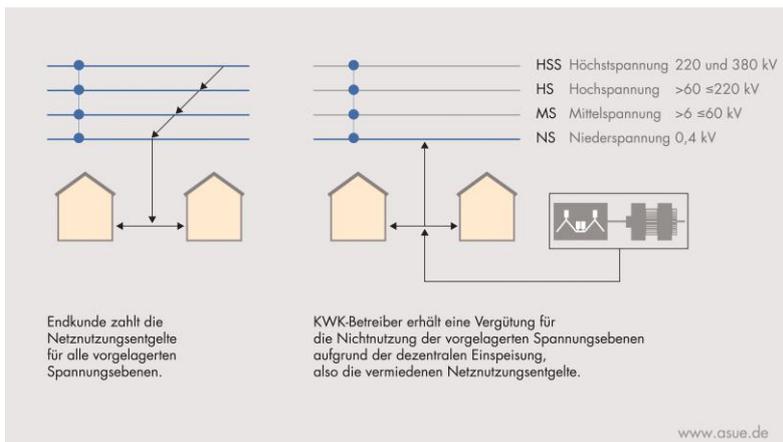


Abbildung 99: Schema zu vermiedenen Netznutzungsentgelte

Regel die erzeugte elektrische Energie direkt in die 230/400V-Ebene ein. Somit nutzt er die restlichen übergeordneten Spannungsebenen nicht und wird dafür belohnt. Jeder Netzbetreiber ist zur Zahlung der vermiedenen Netznutzungsentgelte verpflichtet. Die Höhe dieser Vergütung wird von jedem Netzbetreiber jährlich festgelegt und gilt für alle Interessenten.

Hinzu kommt bei keiner Einigung neben dem Baseloadpreis eine Vergütung für die vermiedenen Netznutzungsentgelte. Was genau sind diese Netznutzungsentgelte? Ein normaler Verbraucher nutzt in der Regel alle Spannungsebenen eines Netzes. Diese reichen von 380kV bis zu den haushaltsüblichen 230/400V. Nun muss der Verbraucher für alle Ebenen Gebühren zahlen. Ein BHKW-Betreiber speist in der

6.3.4.3 EEG-Zuschlag

Durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ist eine Förderung bei der Nutzung mit alternativen Brennstoffen möglich. Das EEG berücksichtigt neben allen gasförmigen auch feste biologische Stoffe. Eine Kombination von KWK-Gesetz und EEG ist allerdings nicht möglich. Wird zum Beispiel ein BHKW bis 50kW_{el} mit Deponiegas statt Erdgas betrieben, erhöht sich der Zuschlag derzeit von 5,41 ct/kWh auf 8,6 ct/kWh.⁷⁸ Betreibt beispielsweise ein Hersteller von Biogas mittels Vergärung von Gülle in unmittelbarer Nähe eine BHKW mit einer maximalen elektrischen Leistung von 75kW, beträgt die Vergütung 25 ct/kWh.⁷⁹

6.3.4.4 Investitionszuschuss

Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) administriert das im Januar 2012 vom Bundesumweltministerium herausgegebene Förderprogramm "Richtlinien zur Förderung von KWK-Anlagen bis 20 kW_{el}". Mit diesem Programm sollen neben der weitreichenden Novelle des Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetzes zusätzliche Impulse für den breiten Einsatz auch von kleinen KWK-Anlagen gegeben werden.

Neue Blockheizkraftwerke bis 20 kW_{el} in Bestandsbauten können nach diesem Förderprogramm einen einmaligen Investitionszuschuss erhalten, der nach der elektrischen Leistung der Anlagen gestaffelt ist. So erhalten zum Beispiel sehr kleine, für Ein- und Zweifamilienhäuser besonders geeignete Anlagen mit einer Leistung von 1 kW_{el} 1.500 Euro, große Anlagen mit 19 kW_{el} hingegen 3.450 Euro.

Die Höhe der Förderung richtet sich somit nach der Anlagenleistung. Je größer die Leistung der KWK-Anlage, desto weniger beträgt der Zuschuss je weitere kW_{el}.

Tabelle 37: Abstufungen zur Förderung für Anlagen bis 20 kW_{el}

Leistungsstufe	Leistung Min [kW _{el}]	Leistung Max [kW _{el}]	Förderbetrag (kumuliert über die Leistungsstufen)
I	> 0	<= 1	1.500 € / kW
II	> 1	<= 4	300 € / kW
III	> 4	<= 10	100 € / kW
IV	> 10	<= 20	50 € / kW

Berechnungsbeispiel: neoTower 11.0 (11 kW_{el} / 28 kW_{th})

$$\begin{aligned} \text{Förderbetrag} &= \text{Summe Leistungsstufen} \\ \text{Förderbetrag} &= 1.500 \text{ €} + 3 \times 300 \text{ €} + 6 \times 100 \text{ €} + 1 \times 50 \text{ €} \\ \text{Förderbetrag} &= \underline{\underline{3.050 \text{ €}}} \end{aligned}$$

Die Fördersätze gelten zunächst für 2012 und 2013. Ab dem 1. Januar 2014 sinken die Zuschüsse jährlich um 5 %.⁸⁰

⁷⁸ EEG 2012 http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg_2009/gesamt.pdf, §24 [10.07.2013]

⁷⁹ EEG 2012 http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg_2009/gesamt.pdf, §27b [10.07.2013]

⁸⁰ „Richtlinien zur Förderung von KWK-Anlagen bis 20 kW_{el}“, BMU.de [25.10.2013]

Hinzu kommen noch diverse Fördervoraussetzungen:

- die Anlage muss in der Liste der förderfähigen Anlagen des BAFA enthalten sein
- die Anlage darf nicht in einem Gebiet mit einem Anschluss- und Benutzungsgebot für Fernwärme liegen
- die Anlage muss mit einem Wartungsvertrag betreut werden
- die Primärenergieeinsparung für Anlagen kleiner 10kW_{el} muss mindestens 15% und für Anlagen ab 10kW_{el} bis einschließlich 20kW_{el} muss mindestens 20% betragen
- Gesamtnutzungsgrad von mindestens 85% muss eingehalten werden
- ein Wärmespeicher mit einem Energiegehalt von mindestens $1,6\text{kWh}$ pro installierte kW_{th} muss vorhanden sein
- eine Steuerung und Regelung für eine wärme- und stromgeführte Betriebsweise inklusive eines intelligenten Wärmespeichermanagements sowie eines Messsystems zur Bestimmung des aktuellen Strombedarfs (Smart Meter) für Anlagen ab 3kW_{el} ⁸¹

6.3.4.5 Zuschuss für den Pufferspeicher

Laut aktuellem KWK-G § 5b ist neben dem BHKW an sich auch der Pufferspeicher für die produzierte Wärme förderfähig. Dabei muss der Speicher eine Kapazität von mindestens 1 m^3 Wasseräquivalent oder mindestens $0,3\text{ m}^3/\text{kW}$ installierte elektrische Leistung besitzen. Hinzu kommen noch diverse Voraussetzungen wie ein maximaler Wärmeverlust sowie eine Zulassung nach § 6b KWK-G.

6.3.4.6 Zuschuss für Wärme- und Kältenetze

Neben dem Pufferspeicher ist auch ein evtl. nötiges Wärme- oder Kältenetz förderungsfähig. Dabei ist es egal, ob das Netz neu- oder ausgebaut wird. Die genauen Bedingungen für die Förderung eines Wärme- oder Kältenetzes sind dem „Merkblatt Wärme- und Kältenetze“ zu entnehmen, welches von dem BAFA veröffentlicht wurde. Grundvoraussetzungen für eine Förderung sind dabei der Beginn des Neu- oder Ausbaus nach dem 1. Januar 2009 und die Inbetriebnahme zwischen dem 1. Januar 2012 und dem 31. Dezember 2020. Außerdem muss das Netz zu mindestens 60% aus KWK oder KWKK (Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung) gespeist werden. Sind diese und andere Voraussetzungen erfüllt, können die nötigen Investitionskosten das Wärme- oder Kältenetz bis zu 40% gefördert werden.⁸²

⁸¹ http://www.bafa.de/bafa/de/energie/kraft_waerme_kopplung/mini_kwk_anlagen/index.html [10.07.2013]

⁸² http://www.bhkw-infozentrum.de/download/bafa_merkblatt_waermenetze_120813.pdf [14.11.2013]

6.3.4.7 Rückerstattung der Energiesteuer

Betreiber eines BHKWs bis 50kW_{el} haben die Möglichkeit für die in Ihrer KWK-Anlage eingesetzten Brennstoffe eine Rückerstattung der Energiesteuer zu beantragen, wobei die Höhe der Erstattung vom jeweiligen Brennstoff abhängig ist. Der Antrag muss beim zuständigen Hauptzollamt eingereicht werden.

Brennstoffe und Höhe der Rückerstattung:

Erdgas	0,55 ct/kWh
Flüssiggas	6,06 ct/kg
leichtes Heizöl	6,135 ct/Liter
sonstiges Heizöl	2,5 ct/kg

Somit bekommt ein Betreiber eines Blockheizkraftwerks bei einem jährlichen Verbrauch von 20.000 kWh Erdgas eine Rückerstattung von 110,00€, bei 1.550 kg Flüssiggas (ca. 20.000 kWh) 93,95€ und bei 2.000 Liter (ca. 20.000 kWh) leichtes Heizöl sogar 122,70€. ⁸³

6.3.4.8 Gesamtvergütung

Aus den genannten Förderungen, Vergütungen, Zuschlägen und Rückerstattungen ergeben sich folgende Möglichkeiten.

Tabelle 38: mögliche Kombinationen für Zuschläge

	Möglichkeit A	Möglichkeit B	Möglichkeit C	Möglichkeit D
Zuschlag nach KWK-Gesetz	X	X		
Zuschlag nach EEG			X	X
Einspeisevergütung (vereinb. Preis)	X		X	
Baseloadpreis		X		X
vermiedenes Netztuntzungsentgelt		X		X
Investitionszuschuss	X	X	X	X
Steuerrückerstattung	X	X	X	X

Die Förderungen, Vergütungen, Zuschläge und Rückerstattungen bilden die Summe für die jeweilige Gesamtvergütung der einzelnen Möglichkeiten. Gerade durch die recht hohe Zusatzvergütung bei Möglichkeit C und D mit den Zuschlägen des EEG wird ein mit Biomasse betriebenes Blockheizkraftwerk trotz hoher Investitionskosten wirtschaftlich sehr interessant.

⁸³ <http://www.bhkw-prinz.de/mini-bhkw-ruckerstattung-der-energiesteuer/641>, EnergieStG § 53, EnergieStV § 98 [11.07.2013]

6.3.5 Wirtschaftlichkeit und Sensitivitätsanalyse

Nachdem alle Kostenfaktoren wie Investitions-, Betriebs-, Wartungskosten, Zuschläge und Vergütungen bekannt sind, kann eine Berechnung der Wirtschaftlichkeit und so eine Beantwortung der Frage „Rechnet es sich?“ durchgeführt werden. In diesem Fall sollen durch die Substitution von Heizöl durch Erdgas der Wärmepreis reduziert werden. Aus diesem Grund ist die Ermittlung des neuen Wärmepreises pro Kilowattstunde das Ziel der Wirtschaftlichkeitsberechnung. Dieser wird dem aktuellen Wärmepreis gegenübergestellt.

Zusätzlich zu einer Berechnung der Rendite kann eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt werden. Sie dient dazu die Auswirkungen von Unsicherheiten über zukünftige Kostenentwicklung und Kalkulationsansätze aufzuzeigen. Dazu werden Änderungen der Parameter Benutzungstunden, Wirkungsgrad und Investitionskosten sowie allgemeine Preissteigerungen bei den Betriebskosten⁸⁴ getestet. Als graphische Darstellung dient die sogenannte Höchsterspinne. Wichtig dabei ist, dass immer nur ein Parameter geändert wird. Bei einer Änderung mehrerer Parameter gleichzeitig müssen aufgrund höherer Komplexität andere Methoden genutzt werden. Je stärker der Anstieg der Kurve, desto abhängiger ist die Rendite von dem jeweiligen Parameter.

In dieser Arbeit werden alle Berechnungen des Wärmepreises für einen Zeitraum von 10 Jahren ausgelegt. Die Sensitivitätsanalysen betrachten eine Änderung der Parameter von -15% bis +15%.

6.4 Konzeptvarianten

Es folgt eine Auflistung der möglichen Konzepte für die Modernisierung der Wärmeversorgung mit einer Substitution von Heizöl durch Erdgas. Dabei werden Varianten mit und auch ohne den Einsatz von einem oder mehreren Blockheizkraftwerken untersucht. Bei der späteren detaillierten Betrachtung wird auf die Möglichkeit der Realisierung, die Vor- und Nachteile, sowie auf die Wirtschaftlichkeit inkl. Investitionskosten eingegangen. Die Konzeptvarianten teilen sich in drei Kategorien auf.

Varianten A

Alle Varianten der Kategorie A beinhalten den Austausch der Heizölkessel durch moderne Erdgasbrennwertkessel. Insgesamt werden unter dieser Kategorie zwei Varianten betrachtet.

Variante A1

Bei dieser Variante werden die aktuellen vier Heizölkessel mit einer maximalen Leistung von je 70 kW durch Erdgasbrennwertkessel ersetzt. Jedes der vier Gebäude erhält einen Erdgasanschluss mit passender Anschlussleistung. Die restlichen Anlagenteile wie Puffer- und Warmwasserspeicher werden ebenfalls durch neue und moderne ersetzt.

⁸⁴ spez. Brennstoffkosten, spez. Einspeisevergütung, spez. Energiepreis bei Entnahme (für vermiedene Energiekosten bei Eigenverbrauch)

Variante A2

Bei der zweiten Variante der Kategorie A werden die zusammenhängenden Gebäude über eine Nahwärmeleitung verbunden. Dadurch entstehen zwei Liegenschaften mit je 12 Wohneinheiten. Diese werden über eine Heizzentrale mit Wärmeenergie versorgt. Die Übergabe erfolgt in dem Gebäude ohne Heizzentrale mittels einer indirekten Übergabestation.

Varianten B

Alle Varianten der Kategorie B beinhalten den Austausch der Heizölkessel durch Erdgasbrennwertkessel und Blockheizkraftwerke. Ein Gebäude allein bietet eine zu geringe Heizlast und Warmwasserbedarf für ein Blockheizkraftwerk. Aus diesem Grund sind die Varianten der Kategorie B Erweiterungen der Variante A2, bei der zwei Gebäude über eine Nahwärmeleitung verbunden werden.

Variante B1

Bei dieser Variante wird versucht das BHKW auf maximale Wirtschaftlichkeit bei konstantem Einspeisepreis zu dimensionieren. Dabei ist das BHKW wärmegeführt. Diese Variante beinhaltet auch die Option zur Direktvermarktung der elektrischen Energie des Blockheizkraftwerks an die Mieter der Liegenschaft.

Variante B2

Vorbereitend für ein zukünftiges Smart-Grid in Tangerhütte wird das BHKW in dieser Variante auf hohe Leistung dimensioniert. Für ein Smart-Grid muss das BHKW leistungsgeführt sein. Dies beinhaltet eine entsprechend höhere Pufferspeichergröße um die Versorgungssicherheit mit Wärme aus dem BHKW zu gewährleisten.

Varianten C

Grundlage aller Varianten der Kategorie C ist der Aufbau eines Wohnquartiers mit Nahwärmenetze zwischen den vier Gebäuden. Vorteil ist der Einsatz eines Kessels und eines Blockheizkraftwerks. Dadurch werden Umwandlungsverluste und Wartungskosten reduziert. Dabei beinhalten alle Varianten den Einsatz von Erdgasbrennwertkessel und eines Blockheizkraftwerks. Hierfür wird der recht offene Bereich zwischen beiden Liegenschaften für die Verlegung der Nahwärmeleitungen genutzt.

Variante C1

Vorteil eines Nahwärmenetzes ist die Möglichkeit die Wärme von mehreren Punkten aus einzuspeisen. Dabei erfolgt die Installation eines Erdgasbrennwertkessels in einem der vier Gebäude. In einem anderen Gebäude erfolgt die Installation des Blockheizkraftwerks. Die Übergabe der Wärme erfolgt in den einzelnen Gebäuden mittels indirekten Übergabestationen.

Variante C2

Als Alternative zu Variante C1 wird im südlichen Bereich zwischen beiden Liegenschaften ein Heizhaus errichtet.

6.5 Verbrauchswerte

Anhand der Heizölrechnungen von den Jahren 2011 und 2012 beträgt der durchschnittliche Heizölverbrauch 6.800 Liter pro Jahr. Bei einem aktuellen Heizölpreis von 81,9 Cent pro Liter⁸⁵ ergibt dies Kosten für den Brennstoff von ca. 5.569 Euro im Jahr.

Damit der Verbrauch einer neuen Anlage mit einem anderen Energieträger richtig beurteilt werden kann, muss die jährlich erzeugte Wärmemenge ermittelt werden. Hierfür gibt es zwei Möglichkeiten. Entweder sind Wärmemengenzähler nahe des Kessels installiert, oder eine Berechnung über den Wirkungsgrad der Anlage muss erfolgen. Bei dieser Anlage sind keine Wärmemengenzähler vorhanden und es muss demzufolge die Berechnung über den Wirkungsgrad erfolgen.

Ein Heizölkessel aus dem Jahr 1992 besitzt im Neuzustand einen Wirkungsgrad von ca. 86%. In der Praxis beträgt die Minderung des Wirkungsgrades bei einem Heizölkessel bei guter Wartung nach 20 Jahren ca. 10%. Aus diesem Grund muss der Wirkungsgrad korrigiert werden.

$$\eta_{\text{korrigier}} = \eta_{\text{Neuanlage}} - \left(\eta_{\text{Neuanlage}} * \frac{10\%}{100\%} \right)$$
$$\eta_{\text{korrigier}} = 86\% - \left(86\% * \frac{10\%}{100\%} \right)$$
$$\eta_{\text{korrigier}} = 77,4\%$$

Heizöl EL besitzt einen Heizwert von ca. 10 kWh pro Liter. Bei dem ermittelten Durchschnittsverbrauch von 6.800 Liter pro Jahr werden dementsprechend ca. 68.000 kWh der Anlage zugeführt. Mit folgender Formel und dem korrigierten Wirkungsgrad der Anlage kann die erzeugte jährliche Wärmemenge ermittelt werden.

$$Q_{\text{erzeugt}} = Q_{\text{erzeugt}} * \frac{\eta_{\text{korrigiert}}[\%]}{100\%}$$
$$Q_{\text{erzeugt}} = 68000 \text{ kWh} * \frac{77,4\%}{100\%}$$
$$Q_{\text{erzeugt}} = 52623 \text{ kWh} \approx 52,6 \text{ MWh}$$

Somit wird von der Anlage eine Wärmemenge in Höhe von ca. 52,6 MWh im Jahr erzeugt. Der korrigierte und sehr realistische Wirkungsgrad von 77,4 % macht noch einmal deutlich, wie dringend die Erneuerung des Wärmeerzeugers ist. Moderne Erzeuger besitzen Wirkungsgrade von 96 % und höher. Das entspricht einen Mehrverbrauch von über 18 %.

⁸⁵ Bundesweiter Durchschnittspreis der letzten 365 Tage am 25.10.2013 inkl. MwSt. von TECSON.de

6.6 Detaillierte Variantenbetrachtung

6.6.1 Varianten A

Die Grundlage aller Untervarianten dieser Kategorie beinhalten wie schon zuvor erwähnt den Austausch der mittlerweile 21 Jahre alten Heizölkessel durch moderne Erdgasbrennwertkessel. Die aktuellen Heizölkessel besitzen eine Spitzenleistung von 70 kW.



Abbildung 101: 72 kW Heizölkessel der Liegenschaft Neustädter Ring 61



Abbildung 100: Typenschild des Heizölkessels

Diese sind nach ersten Schätzungen überdimensioniert. Die durchschnittlichen Volllaststunden für Mehrfamilienhäuser betragen zwischen 1.800 und 2.100 Stunden. Nimmt man nun für jedes Gebäude 2.000 Volllaststunden des Wärmeerzeugers an, ergibt dies eine jährliche Wärmemenge von 140.000 kWh. Bei einem Heizwert von Heizöl EL von 10 kWh pro Liter ergibt dies einen jährlichen Heizölverbrauch von 14.000 Litern. Nun beträgt der Durchschnitt jedoch ca. 6.800 Liter pro Jahr. Der aktuelle Heizölkessel besitzt demzufolge ungefähr die doppelte der eigentlich benötigten Leistung. Um einen hohen Wirkungsgrad der neuen Anlage zu gewährleisten, darf diese nicht zu überdimensioniert sein, damit unnötige Taktzyklen vermieden werden. Deshalb ist es ratsam die Spitzenleistung der neuen Anlage zu reduzieren und der realen Heizlast mit entsprechenden Verbräuchen anzupassen.

Hierfür wird der zuvor unter Abschnitt 6.5 ermittelter durchschnittlicher Wärmebedarf in Höhe von ca. 52,6 MWh herangezogen. Zunächst wird die Spitzenleistung anhand 2.000 Volllaststunden ermittelt.

$$P \text{ [kW]} = \frac{\text{jährlicher Wärmebedarf [kWh]}}{\text{Volllaststunden [h]}}$$

$$P = \frac{52,6 \text{ MWh}}{2000 \text{ h}}$$

$$P = 26,3 \text{ kW}$$

Somit ergibt die Berechnung eine Spitzenleistung des neuen Wärmeerzeugers von 26,3 Kilowatt. Um nun eine Versorgungssicherheit bei sehr niedrigen Außentemperaturen, oder bei einem hohen Warmwasserbedarf zu gewährleisten empfiehlt es sich die ermittelte Spitzenleistung um 10% bis 20% zu erhöhen. Demzufolge sollte der zukünftige Erdgasbrennwertkessel für ein Gebäude statt 70 kW eine Leistung von 27 bis 31,5 Kilowatt aufweisen.

6.6.1.1 Variante A1

Bei dieser Untervariante wird für jedes Gebäude ein Erdgasanschluss hergestellt. Eine geeignete Erdgasleitung befindet sich parallel zur Straße Neustädter Ring und versorgt bereits die Liegenschaft Neustädter Ring 65 – 66 mit Erdgas. Die mögliche Verlegung der zusätzlichen Erdgasleitungen sind als gestrichelt Linien angedeutet.



Abbildung 102: mögliche Verlegung der Erdgasleitungen für Variante A1

Ist von der SWG und dessen Heizungsmonteur gewünscht bei der Firma Buderus zu bleiben, so bietet sich in diesem Leistungssegment der Erdgasbrennwertkessel mit der Bezeichnung „Logano plus GB212-30“ an. Dieser ist von 5,5 kW bis 30 kW regelbar. Aufgrund möglicher unterschiedlicher Zuständen der Heizungsanlagen wird eine Erneuerung der restlichen Anlagenteile wie Trinkwasserspeicher oder Pumpen bei den Investitionskosten nicht berücksichtigt. Laut der Sichtprüfung bei Begehung und eigener Beurteilung müssen die Trinkwasserspeicher nicht getauscht werden. Der genaue Zustand muss jedoch von einem Heizungsmonteur geprüft werden.

Vorteile:

- kein Heizöl als Brennstoff
- zusätzlich freiwerdender Kellerraum
- jedes Gebäude mit eigenem Erdgasanschluss inkl. Zähler
- jedes Gebäude mit eigener Erzeugeranlage, bei Ausfall ist nur ein Gebäude betroffen
- unkompliziertes und für regionale Firmen gängiges Verfahren

Nachteile:

- das Straßenpflaster muss evtl. geöffnet werden
- hohe Erzeugerverluste aufgrund vier Erzeugeranlagen

Investitionskostenschätzung

4x Erdgasanschluss (2x bis 25m, 2x ca. 40m)	ca.	8.500 € ⁸⁶
4x Buderus Logano plus GB212-30	ca.	10.000 € ⁸⁷
4x 3 Manntage (8h) zu je 360€	ca.	4.320 €
4x Entsorgung der alten Anlagenteile & Heizöltanks	ca.	4.000 €
Gesamt	ca.	<u>23.400 €</u>

Ermittlung des Erdgasbedarfs und der Brennstoffkosten

Die Ermittlung des Erdgasbedarfs erfolgt über den Wärmebedarf des Gebäudes und den Wirkungsgrad des Wärmeerzeugers. Der Wärmebedarf für ein Gebäude wurde unter Abschnitt 6.5 mit 52,6 MWh/a ermittelt und wird an dieser Stelle für alle vier Gebäude mit vier multipliziert.

$$Q_{\text{Bedarf}} = 52,6 \text{ MWh} * 4 \text{ Gebäude} = 210,4 \text{ MWh}$$

Der realistische Wirkungsgrad jeder Anlage wird mit 86% angenommen.

$$Q_{\text{Erdgas}} [\text{kWh}] = \frac{Q_{\text{Bedarf}} [\text{kWh}]}{\left(\frac{\text{Wirkungsgrad} [\%]}{100\%}\right)}$$

$$Q_{\text{Erdgas}} = \frac{210,4 \text{ MWh}}{\left(\frac{86\%}{100\%}\right)}$$

$$Q_{\text{Erdgas}} = 244,65 \text{ MWh}$$

⁸⁶ Ermittelte Anschlusskosten anhand des Preisblatts des Netzbetreibers Avacon AG gültig ab 01.01.2010

⁸⁷ Preisermittlung über idealo.de am 06.11.2013 für vier Buderus Logano plus GB212-30 (günstigster Preis)

Wirtschaftlichkeit

Wärmebedarf: 210,4 MWh (für beide Liegenschaften)
 Wirkungsgrad alt: 77,4 % (geschätzt)
 Aktueller Heizölpreis: 81,9 ct / Liter
 Wirkungsgrad neu: 86 % (geschätzt)
 Aktueller Erdgaspreis: 6 ct / kWh

Tabelle 39: Kostenermittlung und Wirtschaftlichkeit der Variante A1

	einmalige Kosten	jährliche Kosten	Kosten auf 5 Jahre	Kosten auf 10 Jahre
4x Gasanschluss	8.500 €		8.500 €	8.500 €
4x Gaskessel	10.000 €	600 €	13.000 €	16.000 €
4x Montage & Entsorgung	8.320 €		8.320 €	8.320 €
Brennstoffbedarf		14.679 €	73.395 €	146.791 €
Gesamt	26.820 €	15.279 €	103.215 €	179.611 €

Aktueller Wärmepreis je kWh: **10,58 ct / kWh** (bei 81,9 ct/Liter Heizöl)
 Neuer Wärmepreis je kWh: **8,54 ct / kWh** (bezogen auf 10 Jahre ohne Preisanstieg)

Sensitivitätsanalysen

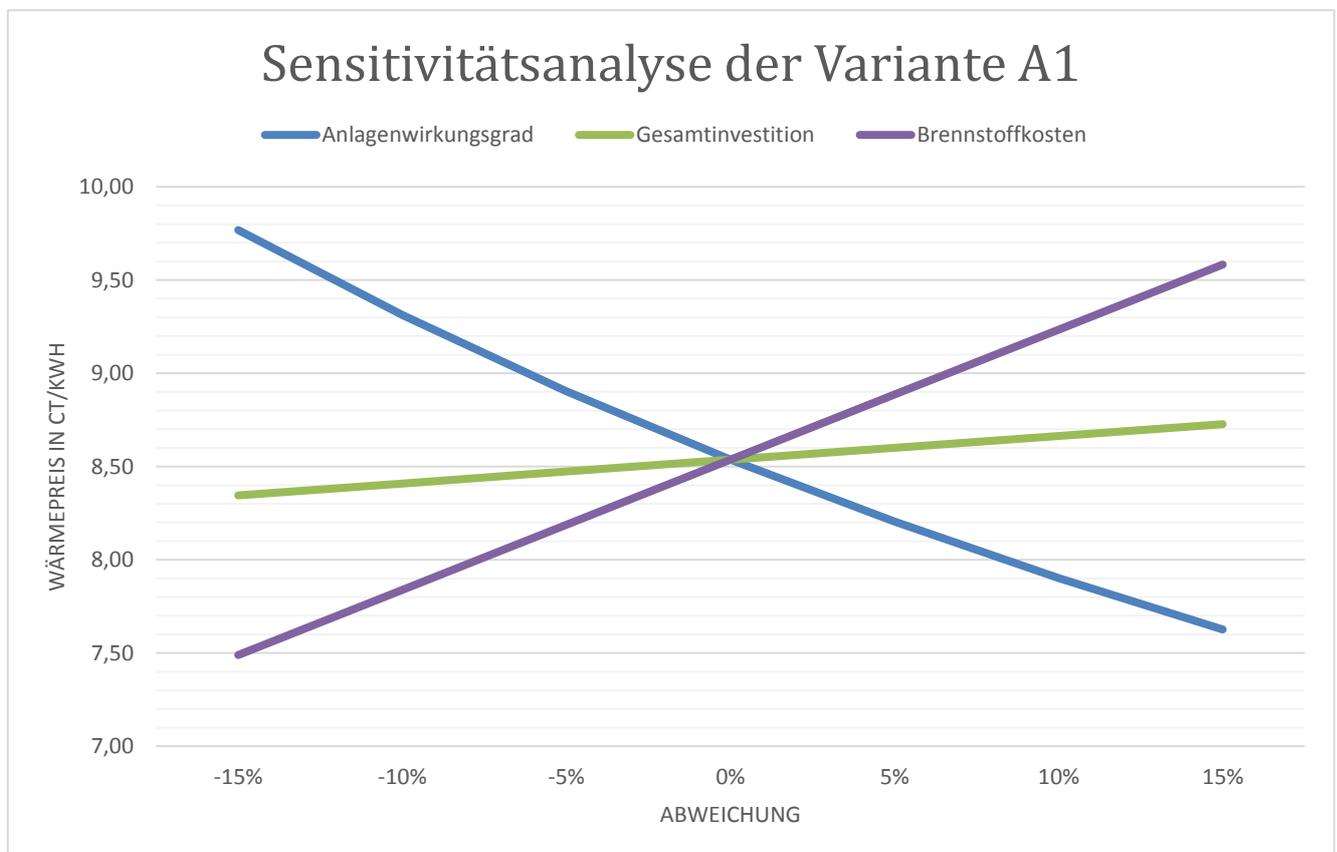


Abbildung 103: Sensitivitätsanalyse der Variante A1

Die Wirtschaftlichkeitsberechnung der Variante A1 hat nach 10 Jahren ohne Preisanstieg einen Wärmepreis in Höhe von 8,54 Cent pro Kilowattstunde ergeben. Die Sensitivitätsanalyse zeigt deutlich, wie viel Einfluss der Wirkungsgrad auf den Wärmepreis hat. Sinkt der Wirkungsgrad um 10%, steigt der Wärmepreis um 9% auf 9,31 Cent pro Kilowattstunde. Einen vergleichbar hohen Einfluss haben die Brennstoffkosten. Sollten diese sich innerhalb von 10 Jahren um 15% erhöhen ist mit einem Wärmepreis in Höhe von 9,58 Cent pro Kilowattstunde zu rechnen. Die Investitionskosten haben dagegen einen geringen Einfluss auf den Wärmepreis.

Zusammenfassung

Diese Variante ist die häufigste gewählte, wenn ein Umstieg von Heizöl auf Erdgas als Energieträger erfolgen soll. Moderne Brennwertkessel sind in der Anschaffung relativ günstig und auch ein etwas längerer Erdgasanschluss hat nur einen geringen Einfluss auf die Gesamtinvestitionskosten. Die verhältnismäßig geringen Investitionskosten der Umrüstung aller vier Gebäude machen sich in dem neuen Wärmepreis deutlich bemerkbar. Obwohl eine Investition in Höhe von fast 27.000 € erfolgen muss, sinkt der Wärmepreis deutlich. Diese Variante ist zu empfehlen, wenn ein geringes Budget vorhanden ist und ein geringes Risiko erwünscht ist.

6.6.1.2 Variante A2

Diese Variante ist eine Modifikation der vorhergehenden Variante. Dabei wird zwischen Gebäude 61 und 62, sowie zwischen 63 und 64 eine Nahwärmeleitung verlegt. Auf diese Weise werden die internen Wärmeverteilnetze miteinander verbunden und es entstehen zwei Liegenschaften mit je 12 Wohneinheiten. Diese 12 Wohneinheiten werden über eine Heizzentrale im Gebäude 61 bzw. 63 mit Wärmeenergie versorgt. Die Übergabe erfolgt in den Gebäuden 62 bzw. 64 durch eine indirekte Übergabestation.



Abbildung 104: mögliche Verlegung der Erdgas- und Wärmeleitungen für Variante A2

Ein passender Erdgasbrennwertkessel der Firma Buderus ist der Kessel mit der Bezeichnung „Logamax plus GB162-65“. Dieser ist von 12,35 bis 65 Kilowatt regelbar und kann genügend Heizleistung für zwei Gebäude bereitstellen.

Vorteile:

- Reduzierte Umwandlungsverluste durch nur zwei Wärmeerzeuger
- Geringere Wartungs- und Schornsteinfegerkosten
- Viel geringerer Platzbedarf in den Gebäuden 62 und 64

Nachteile:

- Bei Ausfall des Wärmeerzeugers sind gleich zwei Gebäude betroffen
- Nur zwei Gebäude erhalten einen Erdgasanschluss
- Höhere Investitionskosten durch Nahwärmeleitungen statt Erdgasleitungen

Investitionskostenschätzung

2x Erdgasanschluss (2x bis 25m)	ca.	3.778 € ⁸⁸
2x Nahwärmeleitung (je ca. 35m)	ca.	21.000 € ⁸⁹
2x Buderus Logamax plus GB162-65	ca.	6.000 € ⁹⁰
2x indirekte Übergabestation	ca.	7.600 € ⁹¹
4x 3 Manntage zu je 360€	ca.	4.320 €
4x Entsorgung der alten Anlagenteile & Heizöltanks	ca.	4.000 € ⁹²
Gesamt	ca.	<u>46.698 €</u>

Ermittlung des Erdgasbedarfs und der Brennstoffkosten

Die Ermittlung des Erdgasbedarfs erfolgt über den Wärmebedarf des Gebäudes und den Wirkungsgrad des Wärmeerzeugers. Der jährliche Wärmebedarf für vier Gebäude wird aus Variante A1 entnommen und beträgt 210,4 kWh. Die geringen Umwandlungsverluste durch nur zwei Wärmeerzeuger werden durch die Verluste der nötigen Fernwärmeleitungen kompensiert. Aus diesem Grund wird der realistische Wirkungsgrad von 86% beibehalten.

⁸⁸ Ermittelte Anschlusskosten anhand des Preisblatts des Netzbetreibers Avacon AG gültig ab 01.01.2010

⁸⁹ Geschätzter Preis mit 300€ pro Meter für Fernwärmeleitungen mit kleinem Durchmesser bei sandigem Boden mit Gras als Oberfläche

⁹⁰ Preisermittlung über idealo.de am 06.11.2013 für zwei Buderus Logamax plus GB162-65 (günstigster Preis)

⁹¹ Buderus Katalog Teil 1 2009, Seite 9007, PCI IS 30 SF (inkl. MwSt.)

⁹² geschätzt

Wirtschaftlichkeit

Wärmebedarf: 210,4 MWh (für beide Liegenschaften)
 Wirkungsgrad alt: 77,4 % (geschätzt)
 Aktueller Heizölpreis: 81,9 ct / Liter
 Wirkungsgrad neu: 86 % (geschätzt)
 Aktueller Erdgaspreis: 6 ct / kWh

Tabelle 40: Kostenermittlung und Wirtschaftlichkeit der Variante A2

	einmalige Kosten	jährliche Kosten	Kosten auf 5 Jahre	Kosten auf 10 Jahre
2x Gasanschluss	3.778 €		3.778 €	3.778 €
2x Gaskessel	6.000 €	400 €	8.000 €	10.000 €
2x Nahwärmeleitung	21.000 €		21.000 €	21.000 €
2x Übergabestation	7.600 €		7.600 €	7.600 €
4x Montage & Entsorgung	8.320 €		8.320 €	8.320 €
Brennstoffbedarf		14.679 €	73.395 €	146.791 €
Gesamt	46.698 €	15.079 €	122.093 €	197.488 €

Aktueller Wärmepreis je kWh: **10,58 ct / kWh** (bei 81,9 ct/Liter Heizöl)
 Neuer Wärmepreis je kWh: **9,39 ct / kWh** (bezogen auf 10 Jahre ohne Preisanstieg)

Sensitivitätsanalysen

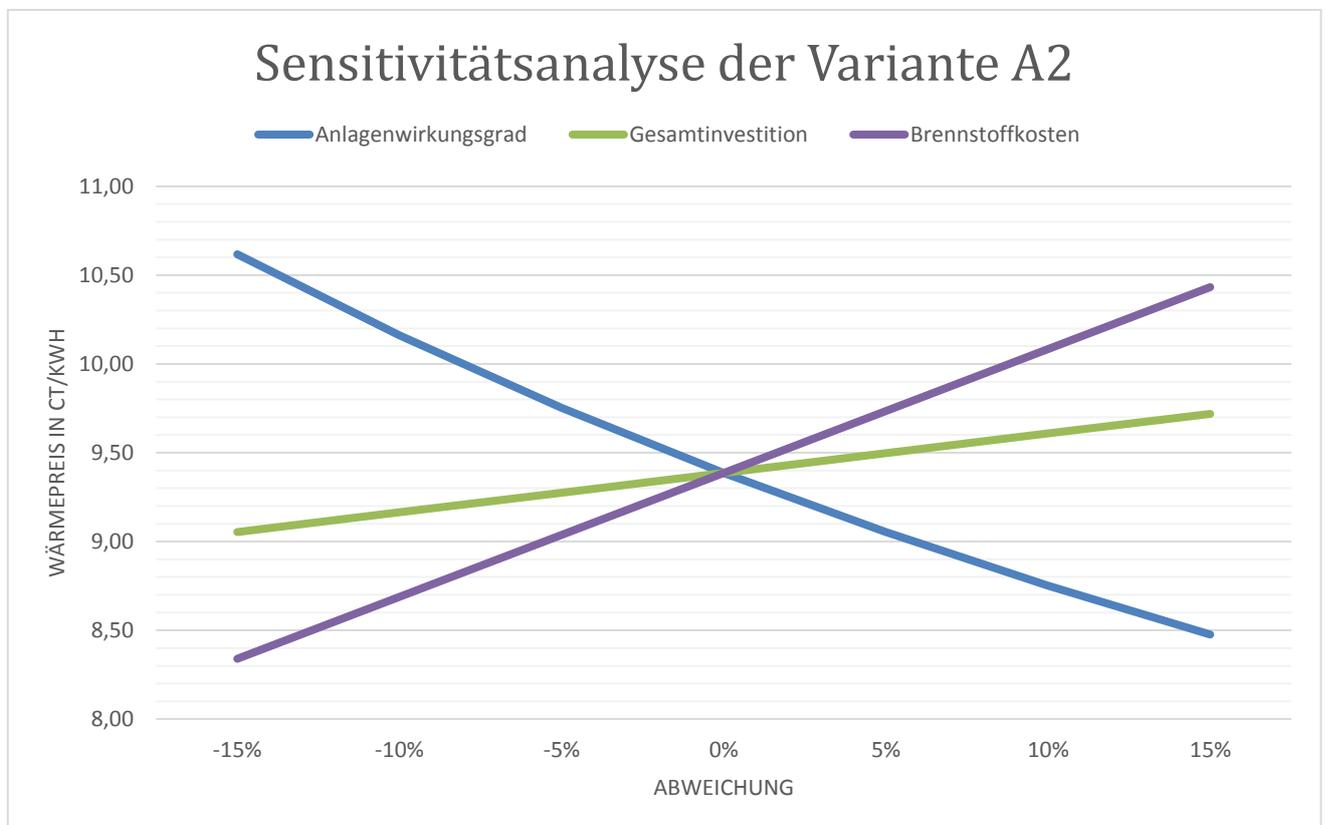


Abbildung 105: Sensitivitätsanalyse der Variante A2

Die Wirtschaftlichkeitsberechnung der Variante A2 hat nach 10 Jahren ohne Preisanstieg einen Wärmepreis in Höhe von 9,39 Cent pro Kilowattstunde ergeben. Die Sensitivitätsanalyse zeigt deutlich, wie viel Einfluss auch hier der Wirkungsgrad auf den Wärmepreis hat. Sinkt der Wirkungsgrad um 10%, steigt der Wärmepreis um ca. 8,2% auf 10,16 Cent pro Kilowattstunde. Einen vergleichbar hohen Einfluss haben die Brennstoffkosten. Sollten diese sich innerhalb von 10 Jahren um 15% erhöhen ist mit einem Wärmepreis in Höhe von 10,34 Cent pro Kilowattstunde zu rechnen. Die Investitionskosten haben dagegen einen geringen Einfluss auf den Wärmepreis, jedoch ist dieser etwas höher als bei Variante A1.

Zusammenfassung

Diese Variante ist im Vergleich zur Variante A1 teurer und weist durch die Verluste der Nahwärmeleitungen leider keine höheren Wirkungsgrad auf. Dies macht sich im höheren Wärmepreis als Variante A1 bemerkbar. Somit ist diese Variante nicht zu empfehlen.

6.6.2 Varianten B

Bei allen Varianten der Kategorie B wird der mögliche Einsatz eines Blockheizkraftwerkes untersucht. Weil ein Gebäude mit seinen 6 Wohneinheiten eine zu geringe Wärmelast besitzt, werden die Gebäude wie bei Variante A2 über eine Nahwärmeleitung miteinander verbunden. Durch den Einsatz eines BHKWs können die Varianten dieser Kategorie als Erweiterungen der Variante A2 angesehen werden.



Abbildung 106: Leitungsverlegplan und BHKW-Standorte der Varianten B

6.6.2.1 Variante B1

Diese Variante beinhaltet ein im Wohnungsbau übliches wärmegeführtes BHKW. Dieses wird dementsprechend nur betrieben, wenn ein ausreichend hoher Wärmebedarf vorhanden ist. Die erzeugte elektrische Energie wird bei diesem Modell über einen konstanten Einspeisepreis in das örtliche Niederspannungsnetz eingespeist. Zusätzlich beinhaltet diese Variante auch die Option des Eigenverbrauchs der erzeugten elektrischen Energie durch die SWG Tangerhütte. Die Berechnung der erzeugten elektrischen Energie sowie für den Brennstoffbedarf erfolgt zunächst für eine Liegenschaft. Für die Ermittlung der Wirtschaftlichkeit werden alle relevanten Werte mit Zwei multipliziert.

Vorteile:

- durch BHKW Erzeugung und Verkauf von elektrischer Energie
- günstige und hocheffizient erzeugte elektrische Energie für die SWG Tangerhütte

Nachteile:

- hohe Investitionskosten
- erhöhte Wartungskosten
- höherer Platzbedarf in den Gebäuden 61 und 63

Jahresdauerlinie zur BHKW-Dimensionierung

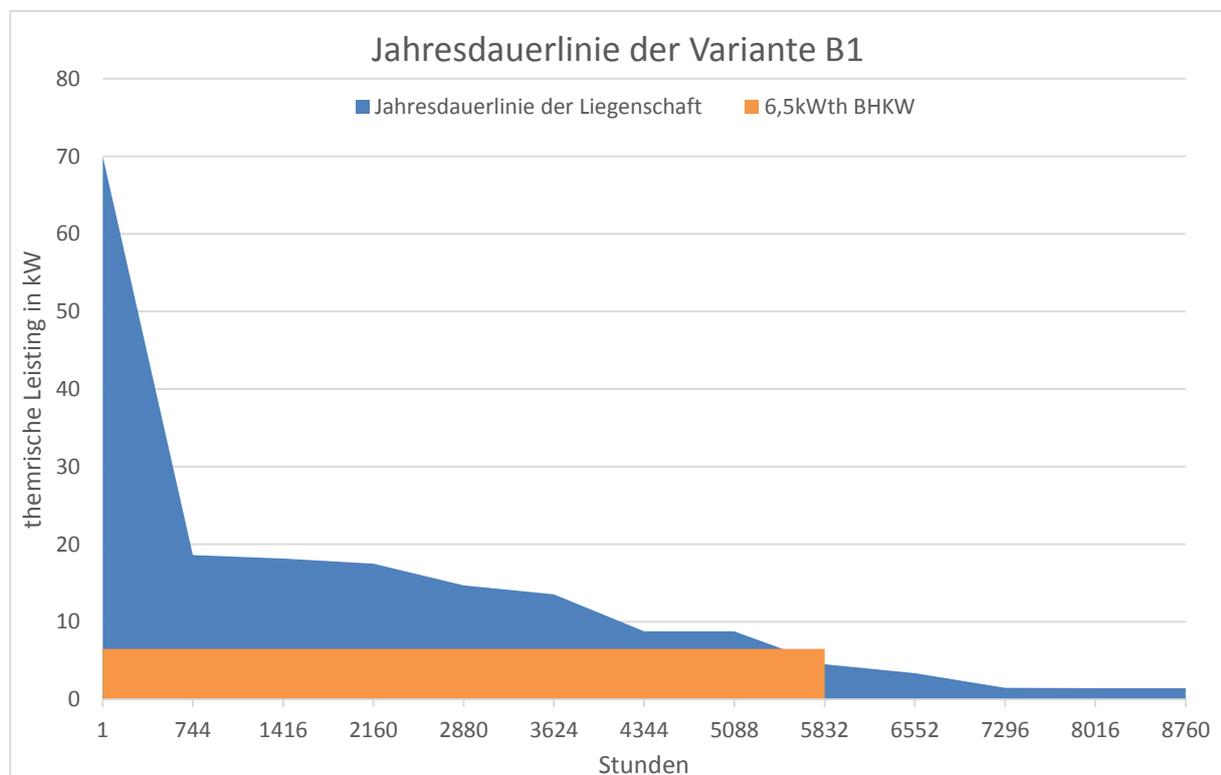


Abbildung 107: Jahresdauerlinie einer Anlage mit einem 6,5 kWth BHKW

Investitionskostenschätzung

2x Erdgasanschluss (2x bis 25m)	ca.	3.778 € ⁹³
2x Buderus Logamax plus GB162-65	ca.	6.000 € ⁹⁴
2x Nahwärmeleitung (je ca. 35m)	ca.	21.000 € ⁹⁵
2x Intelli-BHKW mit 2,6 kW _{el} / 6,5 kW _{th}	ca.	30.000 € ⁹⁶
2x indirekte Übergabestation	ca.	7.600 € ⁹⁷
2x 1000 Liter Pufferspeicher	ca.	3.600 € ⁹⁸
2x 5 Manntage zu je 360€	ca.	3.600 €
4x Entsorgung der alten Anlagenteile & Heizöltanks	ca.	4.000 € ⁹⁹
Gesamt	ca.	<u>79.578 €</u>

Ermittlung der erzeugbaren elektrischen Energie

Die Produktion von elektrischer Energie ergibt sich aus der elektrischen Nennleistung eines BHKWs und dessen Betriebsstunden. Zusätzlich werden wie unter Punkt 6.3.3.4 beschrieben Störungen und Betriebsausfälle durch einen Teillastfaktor von 0,8 berücksichtigt.

$$W_{el} [kWh] = \text{Betriebsstunden} [h] * \text{Teillastfaktor} * \text{Nennleistung} [kW]$$

$$W_{el} = 5500 h * 0,8 * 2,6 kW$$

$$W_{el} = 11440 kWh$$

Mit einem 2,6 kW_{el}-BHKW wird bei schätzungsweise 5.500 Betriebsstunden und einem Teillastfaktor von 0,8 ca. 11,44 MWh elektrische Energie im Jahr erzeugt. Bei einem kWh-Preis inkl. aller Zuschläge von 0,13 € können so jährlich ca. 1.487 € erwirtschaftet werden. Noch wirtschaftlicher wird ein BHKW, wenn der Großteil der erzeugten elektrischen Energie selbst verbraucht wird. So muss weniger elektrische Energie aus dem öffentlichen Versorgungsnetz bezogen werden. Durch einen aktuellen durchschnittlichen Energiepreis von ca. 28 ct/kWh können 15 Cent pro kWh mehr erwirtschaftet werden. Dies ist mehr als das Doppelte als bei direkter Einspeisung in das Netz.

⁹³ Ermittelte Anschlusskosten anhand des Preisblatts des Netzbetreibers Avacon AG gültig ab 01.01.2010

⁹⁴ Preisermittlung über idealo.de am 06.11.2013 für zwei Buderus Logamax plus GB162-65 (günstigster Preis)

⁹⁵ Schätzung mit 300€ pro Meter bei sandigem Boden mit Grasoberfläche und kleiner Leitungsquerschnitt

⁹⁶ Persönliche Erfahrungen, nur das BHKW ohne Montage und Pufferspeicher

⁹⁷ Buderus Katalog Teil 1 2009, Seite 9007, PCI IS 30 SF (inkl. MwSt.)

⁹⁸ Preisermittlung über idealo.de am 07.11.2013 für zwei Buderus Logalux PNR 1000-120 E (günstigster Preis)

⁹⁹ geschätzt

Ermittlung des Erdgasbedarfs und der Brennstoffkosten

Die Ermittlung des Erdgasbedarfs erfolgt über den Wärmebedarf des Gebäudes und den Wirkungsgrad der Wärmeerzeuger. Der jährliche Wärmebedarf für ein Gebäude wird aus Abschnitt 6.5 mit 52,6 MWh/a entnommen und mit zwei multipliziert. Dementsprechend beträgt der Wärmebedarf für zwei Gebäude 105,2 MWh pro Jahr. Aufgrund unterschiedlicher Wärmeerzeuger muss der Bedarf an Brennstoff für beide Erzeuger getrennt betrachtet werden. Besonders bei dem BHKW muss der Wärme- und Stromanteil berücksichtigt werden.

BHKW

Die durch das BHKW erzeugte Gesamtenergiemenge W_{BHKW} setzt sich aus thermischer Energiemenge W_{th} (Wärmemenge) und elektrischer Energiemenge W_{el} zusammen.

$$W_{\text{BHKW}} [kWh] = W_{\text{th}} [kWh] + W_{\text{el}} [kWh]$$

Zunächst muss die produzierte Wärmemenge Q_{th} durch das BHKW ermittelt werden.

$$W_{\text{th}} [kWh] = \text{Betriebsstunden} [h] * \text{Teillastfaktor} * \text{th. Leistung} [kW]$$

$$W_{\text{th}} = 5500 h * 0,8 * 6,5 kW$$

$$W_{\text{th}} = 28600 kWh$$

Die elektrische Energiemenge W_{el} wurde bereits im Punkt zuvor ermittelt und wird an dieser Stelle übernommen.

$$W_{\text{el}} = 11440 kWh$$

Somit ergibt folgende Summengleichung für die erzeugte Gesamtenergiemenge W_{BHKW} .

$$W_{\text{BHKW}} = 28600 kWh + 11440 kWh$$

$$W_{\text{BHKW}} = 40040 kWh \approx 40 MWh$$

Der übliche Gesamtwirkungsgrad eines BHKWs beträgt ungefähr 85%. Nun kann der Bedarf an Erdgas ermittelt werden.

$$\text{Erdgasmenge}_{\text{BHKW}} [kWh] = \frac{W_{\text{BHKW}} [kWh]}{\left(\frac{\text{Wirkungsgrad} [\%]}{100\%}\right)}$$

$$\text{Erdgasmenge}_{\text{BHKW}} = \frac{40 MWh}{\left(\frac{85\%}{100\%}\right)}$$

$$\text{Erdgasmenge}_{\text{BHKW}} = 47,06 MWh$$

Spitzenlastkessel

Durch den Einsatz von zwei Wärmeerzeugern pro Anlage ist die erzeugte Wärmemenge die Summe aus beiden Erzeugern.

$$Q_{\text{Erzeuger}} [kWh] = Q_{\text{BHKW}} [kWh] + Q_{\text{Kessel}} [kWh]$$

$$Q_{\text{BHKW}} = W_{\text{th_BHKW}}$$

Um die Wärmemenge durch den Erdgasbrennwertkessel zu ermitteln muss die Formel wie folgt umgestellt werden. Der Wert für Q_{Erzeuger} beträgt für die Liegenschaft wie zuvor ermittelt 105,2 MWh.

$$Q_{\text{Kessel}} = Q_{\text{Erzeuger}} - Q_{\text{BHKW}}$$

$$Q_{\text{Kessel}} = 105,2 \text{ MWh} - 40 \text{ MWh}$$

$$Q_{\text{Kessel}} = 65,2 \text{ MWh}$$

Somit beträgt die durch den Kessel erzeugte Wärmemenge 65,2 MWh. Der Wirkungsgrad wird wie bei der Variante A2 in Höhe von 86% beibehalten.

$$\text{Erdgasmenge}_{\text{Kessel}} [kWh] = \frac{Q_{\text{Kessel}} [kWh]}{\left(\frac{\text{Wirkungsgrad} [\%]}{100\%}\right)}$$

$$\text{Erdgasmenge}_{\text{Kessel}} = \frac{65,2 \text{ MWh}}{\left(\frac{86\%}{100\%}\right)}$$

$$\text{Erdgasmenge}_{\text{Kessel}} = 75,81 \text{ MWh}$$

Gesamt

Der Gesamtbedarf an Erdgas lässt sich durch die Summe beider Erzeuger ermitteln.

$$\text{Erdgasmenge}_{\text{gesamt}} = \text{Erdgasmenge}_{\text{BHKW}} + \text{Erdgasmenge}_{\text{Kessel}}$$

$$\text{Erdgasmenge}_{\text{gesamt}} = 47,06 \text{ MWh} + 75,81 \text{ MWh}$$

$$\text{Erdgasmenge}_{\text{gesamt}} = 122,87 \text{ MWh}$$

Somit ergibt sich ein jährlicher Erdgasbedarf in Höhe von 122,87 MWh pro Anlage. Bei einem aktuellen Erdgaspreis von 6 ct pro kWh entstehen jährliche Kosten in Höhe von 7.372,2 €.

Wirtschaftlichkeit bei direkter Einspeisung

Erdgasbedarf: 245,74 MWh/a (für beide Liegenschaften)
 Wirkungsgrad alt: 77,4 % (geschätzt)
 Aktueller Heizölpreis: 81,9 ct / Liter
 Wirkungsgrad neu: 86 / 85 % (geschätzt)
 Aktueller Erdgaspreis: 6 ct / kWh
 Einspeisepreis inkl. KWK-Zuschl.: 13 ct / kWh
 Erlöse durch elektrische Energie: 2.974 €/a

Tabelle 41: Kostenermittlung und Wirtschaftlichkeit der Variante B1 bei direkter Einspeisung

	einmalige Kosten	jährliche Kosten	Kosten auf 5 Jahre	Kosten auf 10 Jahre
2x Gasanschluss	3.778 €		3.778 €	3.778 €
2x Gaskessel	6.000 €	400 €	8.000 €	10.000 €
2x Nahwärmeleitung	21.000 €		21.000 €	21.000 €
2x Übergabestation	7.600 €		7.600 €	7.600 €
2x BHKW 2,6kW/6,5kW	30.000 €	1.000 €	35.000 €	40.000 €
2x 1000L Pufferspeicher	3.600 €		3.600 €	3.600 €
4x Montage & Entsorgung	7.600 €		7.600 €	7.600 €
Brennstoffbedarf		14.744 €	73.722 €	147.444 €
Stromerlöse		-2.974 €	-14.872 €	-29.744 €
Gesamt	79.578 €	13.170 €	160.300 €	211.278 €

Aktueller Wärmepreis je kWh: **10,58 ct / kWh** (bei 81,9 ct/Liter Heizöl)
 Neuer Wärmepreis je kWh: **10,04 ct / kWh** (bezogen auf 10 Jahre ohne Preisanstieg)

Sensitivitätsanalyse bei direkter Einspeisung

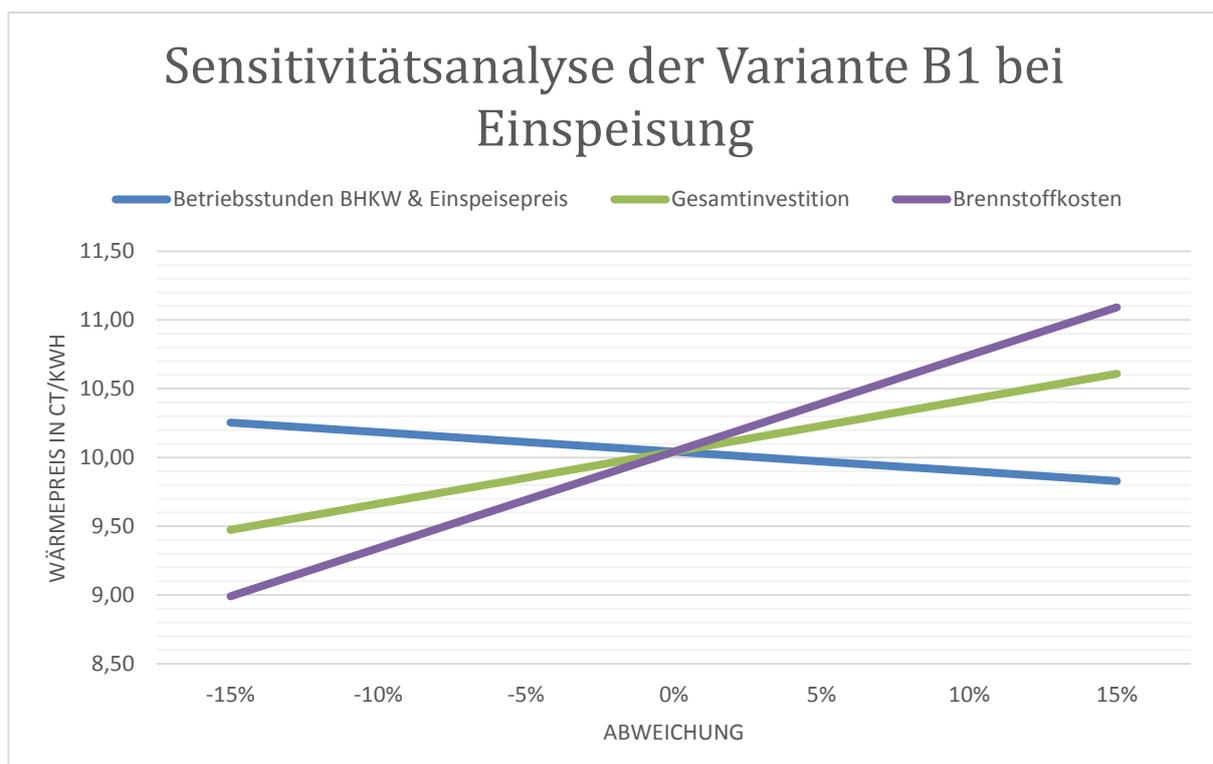


Abbildung 108: Sensitivitätsanalyse der Variante B1 bei direkter Einspeisung

Die Wirtschaftlichkeitsberechnung der Variante B1 bei Einspeisung hat nach 10 Jahren ohne Preisanstieg einen Wärmepreis in Höhe von 10,04 Cent pro Kilowattstunde ergeben. Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass der größte Einfluss die Brennstoffkosten auf den Wärmepreis haben. Sollten diese sich innerhalb von 10 Jahren um 15% erhöhen, ist mit einem Anstieg des Wärmepreises um 10,46% auf 11,09 Cent pro Kilowattstunde zu rechnen. Den geringsten Einfluss haben in dieser Variante die Betriebsstunden des Blockheizkraftwerks sowie der Einspeisepreis. Sinken die Betriebsstunden des Blockheizkraftwerks zum Beispiel aufgrund technischer Probleme um 15%, steigt der Wärmepreis minimal auf 10,25 Cent pro Kilowattstunde. Die Investitionskosten haben einen mittleren Einfluss auf den Wärmepreis.

Wirtschaftlichkeit bei Selbstverbrauch

Erdgasbedarf:	245,74 MWh/a (für beide Liegenschaften)
Wirkungsgrad alt:	77,4 % (geschätzt)
Aktueller Heizölpreis:	81,9 ct / Liter
Wirkungsgrad neu:	86 / 85 % (geschätzt)
Aktueller Erdgaspreis:	6 ct / kWh
Aktueller Strompreis:	28 ct / kWh
KWK-Zuschlag:	5,41 ct / kWh
Erlöse durch elektrische Energie:	7.644 €/a

Tabelle 42: Kostenermittlung und Wirtschaftlichkeit der Variante B1 bei Selbstverbrauch

	einmalige Kosten	jährliche Kosten	Kosten auf 5 Jahre	Kosten auf 10 Jahre
2x Gasanschluss	3.778 €		3.778 €	3.778 €
2x Gaskessel	6.000 €	400 €	8.000 €	10.000 €
2x Nahwärmeleitung	21.000 €		21.000 €	21.000 €
2x Übergabestation	7.600 €		7.600 €	7.600 €
2x BHKW 2,6kW/6,5kW	30.000 €	1.000 €	35.000 €	40.000 €
2x 1000L Pufferspeicher	3.600 €		3.600 €	3.600 €
4x Montage & Entsorgung	7.600 €		7.600 €	7.600 €
Brennstoffbedarf		14.744 €	73.722 €	147.444 €
Stromerlöse		-7.644 €	-38.221 €	-76.442 €
Gesamt	79.578 €	8.500 €	122.079 €	164.580 €

Aktueller Wärmepreis je kWh:	10,58 ct / kWh (bei 81,9 ct/Liter Heizöl)
Neuer Wärmepreis je kWh:	7,82 ct / kWh (bezogen auf 10 Jahre ohne Preisanstieg)

Sensitivitätsanalyse bei Selbstverbrauch

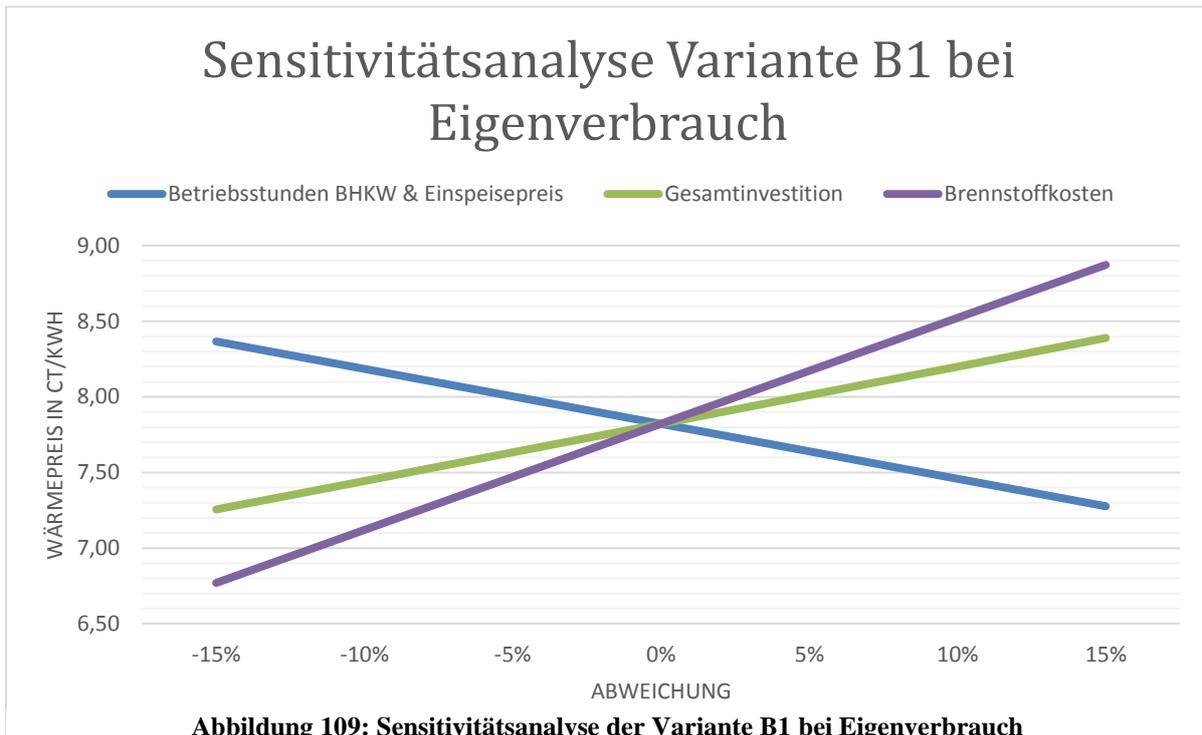


Abbildung 109: Sensitivitätsanalyse der Variante B1 bei Eigenverbrauch

Die Wirtschaftlichkeitsberechnung der Variante B1 bei Eigenverbrauch hat nach 10 Jahren ohne Preisanstieg einen Wärmepreis in Höhe von 7,82 Cent pro Kilowattstunde ergeben. Die Sensitivitätsanalyse zeigt ein ähnliches Bild wie die Variante bei direkter Einspeisung. Jedoch haben die Parameter einen höheren Einfluss. Steigen die Brennstoffkosten innerhalb von 10 Jahren um 15%, so steigt der Wärmepreis um 13,43 % auf 8,87 Cent pro Kilowattstunde. Der Wärmepreis reagiert auch bei den anderen Parametern deutlich sensibler auf Änderungen.

Zusammenfassung

Diese Variante zeigt deutlich, wie vorteilhaft ein BHKW sein kann. Die gleiche Variante ohne BHKW (A2) besitzt wirtschaftlich keine Vorteile. Diese Bild hat sich durch den Einsatz eines passenden Blockheizkraftwerks gedreht. Ist ein Eigenverbrauch der erzeugten elektrischen Energie im unmittelbaren Umfeld möglich, so ist eine weite Senkung des Wärmepreises möglich. Werden nun noch staatliche Förderungen für das BHKW, den Speicher und die Nahwärmeleitungen in Anspruch genommen, ist mit einem neuen Wärmepreis unter 7,5 Cent pro Kilowattstunde zu rechnen.

6.6.2.2 Variante B2

Ein BHKW kann neben der wärmegeführten Integration auch bedarfsgeführt eingesetzt werden. Dies ist aktuell im Wohnungsbau unüblich. Hierbei wird das BHKW ohne Spitzenlastkessel betrieben. Die Leistung muss dementsprechend der maximalen Heizlast des Gebäudes und zusätzlich der nötigen Leistung zur Trinkwassererwärmung betragen. Was sich zuerst nicht besonders problematisch anhört hat drei gravierende Nachteile.

Zum einen erhöhen sich die Investitionskosten durch ein BHKW mit großer Leistung. Zum zweiten sinken die jährlichen Betriebsstunden von ca. 5.500 auf 1.500 Stunden. Zum dritten wird ein viel größerer Wärmespeicher als bei einer wärmegeführten Integration benötigt.

Interessant wird diese Variante bei Nutzung eines Smart-Grids. Der Begriff „Smart-Grid“ ist relativ neu und ist die internationale Bezeichnung für ein intelligentes Stromnetz bei dem Erzeuger, Speicher und Verbraucher miteinander kommunizieren. Ein BHKW kann in ein solches Netzwerk als „intelligenter Erzeuger“ betrieben werden und kann zu dem Zeitpunkt elektrische Energie erzeugen, wenn sie benötigt wird. Zum Beispiel zum Ausgleich von regenerativen Erzeugern wie Photovoltaik- oder Windkraftanlagen. Die erzeugte elektrische Energie kann somit zu einem höheren Preis als der Baseloadpreis verkauft werden. Die Firma Lichtblick ist mit ihrem „SchwarmStrom“ Vorreiter dieses Prinzips.

Auf diese Weise wird ein sehr hoch dimensioniertes BHKW mit wenigen Betriebsstunden wirtschaftlich attraktiv. Grundvoraussetzung ist dabei die Möglichkeit einen sehr großen Wärmespeicher zu installieren. Dieser wird benötigt um die Wärme des BHKWs über längeren Zeitraum auch dann aufzunehmen, wenn kein Wärmebedarf vorhanden ist.

In den vier Gebäuden der Liegenschaft Neustädter Ring 61 – 64 steht ausreichend Platz für einen größeren Wärmespeicher zur Verfügung. Dieser entsteht bei der Umstellung von Heizöl auf Erdgas als Energieträger und der damit verbundenen Entsorgung der Heizöltanks. Diese Räume besitzen genug Stellfläche um mehrere Wärmespeicher aufzustellen. Dabei werden die Speicher wie unter Punkt 6.3.3.5 beschrieben zu einem großen verbunden. Die Raumhöhe erlaubt den Einsatz von bis zu 1.500L-Speicher.



Abbildung 110: Heizölraum Neustädter Ring 61

Weil der Einspeisepreis für die erzeugte elektrische Energie bei einem Smart-Grid stark schwanken kann wird der nötige Einspeisepreis bei der Wirtschaftlichkeit ermittelt. Diese Variante kann als direkte Alternative zu Variante B1 angesehen werden. Somit ist auch sie eine Erweiterung von Variante A2.

Bei dieser Art ein BHKW als Wärmeerzeuger zu nutzen gibt es zwei Ansätze bei der Auswahl eines geeigneten Kraftwerks. Wird sich für den Einsatz eines einzelnen Aggregats entschieden, sollte die thermische Leistung im Bereich der nötigen Gesamtheizlast liegen. Gleichzeitig sollte die Geräuschentwicklung aufgrund der Aufstellung in einem Wohngebäude so geringe wie möglich sein. In der Leistungsklasse über $50 \text{ kW}_{\text{th}}$ ist dies sehr oft nicht gegeben. Eine Alternative ist der Einsatz einer Kaskade aus mehreren Aggregaten. Vorteil einer solchen Lösung ist die Abstufung der Leistung bei geringen thermischen Lasten oder geringeren Bedarf an elektrischer Energie. Außerdem besitzen kleinere Aggregate in der Regel eine geringere Geräuschentwicklung. Aus diesem Grund wird an dieser Stelle der Einsatz einer solchen Kaskade weiterverfolgt.

Sehr gute Erfahrungen wurden mit den Aggregaten der Firma EC Power (Dänemark) gemacht. Dieses Erdgas-BHKWs mit den Bezeichnungen XRGI verfügen über einer thermischen Leistung von 30 – 40 kW und sind besonders durch ihre geringen Betriebsgeräusche für Kellerräume von Wohngebäuden geeignet. Die empfohlene thermische Leistung für zwei Gebäude mit der vorgesehenen Nahwärmeleitung beträgt 60 – 70 kW. Somit bietet sich eine Kombination aus einem BHKW mit einer thermischen Leistung in Höhe von 30 kW (XRGI 15) und eines mit einer Leistung in Höhe von 40 kW (XRGI 20) an.

Vorteile:

- durch Smart-Grid hohe Erlöse durch den Verkauf von elektrischer Energie

Nachteile:

- sehr hohe Investitionskosten
- hohe Wartungskosten
- sehr großer Platzbedarf in den Gebäuden 61 und 63

Investitionskostenschätzung

2x Erdgasanschluss (2x bis 25m)	ca.	3.778 € ¹⁰⁰
2x Nahwärmeleitung (je ca. 35m)	ca.	21.000 € ¹⁰¹
2x Buderus Logamax plus GB162-65	ca.	6.000 € ¹⁰²
2x EC Power XRGI 15 mit (15 kW _{el} / 30 kW _{th})	ca.	55.500 € ¹⁰³
2x EC Power XRGI 20 mit (20 kW _{el} / 40 kW _{th})	ca.	65.500 € ¹⁰⁴
2x indirekte Übergabestation	ca.	7.600 € ¹⁰⁵
2x sechs 1000 Liter Pufferspeicher	ca.	21.600 € ¹⁰⁶
2x 5 Manntage zu je 360€	ca.	3.600 €
4x Entsorgung der alten Anlagenteile & Heizöltanks	ca.	4.000 € ¹⁰⁷
Gesamt	ca.	<u>188.578 €</u>

¹⁰⁰ Ermittelte Anschlusskosten anhand des Preisblatts des Netzbetreibers Avacon AG gültig ab 01.01.2010

¹⁰¹ Schätzung mit 300€ pro Meter bei sandigem Boden mit Grasoberfläche und kleiner Leitungsquerschnitt

¹⁰² Preisermittlung über idealo.de am 06.11.2013 für zwei Buderus Logamax plus GB162-65 (günstigster Preis)

¹⁰³ Listenpreis für XRGI 15 laut Internetportal BHKW-Infothek ohne Montage und Pufferspeicher [08.11.2013]

¹⁰⁴ Listenpreis für XRGI 20 laut Internetportal BHKW-Infothek ohne Montage und Pufferspeicher [08.11.2013]

¹⁰⁵ Buderus Katalog Teil 1 2009, Seite 9007, PCI IS 30 SF (inkl. MwSt.)

¹⁰⁶ Preisermittlung über idealo.de am 07.11.2013 für 12 Buderus Logalux PNR 1000-120 E (günstigster Preis)

¹⁰⁷ geschätzt

Ermittlung der BHKW-Betriebsstunden

Durch die Abdeckung der gesamten Heizlast durch zwei Blockheizkraftwerken ist eine Ermittlung der Betriebsstunden mittels Jahresdauerlinie nicht möglich. Aus diesem Grund kann die Ermittlung klassisch mit der thermischen Gesamtleistung der Erzeugeranlage erfolgen. Hierfür wird der Quotient aus der jährlichen Wärmemenge der zwei Gebäude in Kilowattstunden und der thermischen Erzeugerleistung in Kilowatt gebildet. Die jährliche Wärmemenge wird aus Abschnitt 6.5 entnommen und die thermische Erzeugerleistung beträgt 70 kW. Eine Berücksichtigung der Verluste durch die Nahwärmeleitung und der Speichermasse werden an dieser Stelle nicht berücksichtigt. Dies würde die Wirtschaftlichkeit begünstigen und entspricht auf diese Weise den Teillastfaktor der übrigen Varianten.

$$\text{Betriebsstunden [h]} = \frac{Q_{\text{Bedarf [kWh]}}}{W_{\text{th Erzeuger [kW]}}$$

$$\text{Betriebsstunden} = \frac{105,2 \text{ MWh}}{70 \text{ kW}}$$

$$\text{Betriebsstunden} = 1503 \text{ h} \approx 1500 \text{ h}$$

Somit wird die Kaskade aus beiden Blockheizkraftwerken mit einer thermischen Gesamtleistung in Höhe von 70 kW 1.500 Stunden im Jahr betrieben.

Ermittlung der erzeugbaren elektrischen Energie

Die Produktion von elektrischer Energie ergibt sich aus der elektrischen Nennleistung eines BHKWs und dessen Betriebsstunden. Die elektrische Erzeugerleistung beider Blockheizkraftwerke beträgt 35 kW

$$W_{\text{el [kWh]}} = \text{Betriebsstunden [h]} * \text{Teillastfaktor} * \text{Nennleistung [kW]}$$

$$W_{\text{el}} = 1500 \text{ h} * 35 \text{ kW}$$

$$W_{\text{el}} = 52500 \text{ kWh}$$

Mit 35 kW elektrischer Erzeugerleistung werden bei 1.500 Betriebsstunden ca. 52,5 MWh elektrische Energie pro Anlage im Jahr erzeugt.

Ermittlung des Erdgasbedarfs und der Brennstoffkosten

Die Ermittlung des Erdgasbedarfs erfolgt über den Wärme- und Stromanteil der BHKW-Kaskade. Die erzeugte Gesamtenergiemenge W_{BHKW} setzt aus thermische Energiemenge W_{th} (Wärmemenge) und elektrische Energiemenge W_{el} zusammen. Die thermische Energiemenge wird aus der Variante B1 mit 105,2 MWh pro Anlage übernommen. Die elektrische Energiemenge wurde bereits im Punkt zuvor ermittelt und wird an dieser Stelle ebenfalls übernommen.

$$W_{\text{BHKW}} [MWh] = W_{\text{th}} [MWh] + W_{\text{el}} [MWh]$$

$$W_{\text{BHKW}} = 105,2 \text{ MWh} + 52,5 \text{ kWh}$$

$$W_{\text{BHKW}} = 157,7 \text{ MWh}$$

Der übliche Gesamtwirkungsgrad eines BHKWs beträgt ungefähr 85%. Demzufolge kann der Bedarf an Erdgas ermittelt werden.

$$\text{Erdgasmenge} [kWh] = \frac{W_{\text{BHKW}} [kWh]}{\left(\frac{\text{Wirkungsgrad} [\%]}{100\%}\right)}$$

$$\text{Erdgasmenge} = \frac{157,7 \text{ MWh}}{\left(\frac{85\%}{100\%}\right)}$$

$$\text{Erdgasmenge} = 185,53 \text{ MWh}$$

Somit ergibt sich ein jährlicher Erdgasbedarf für eine Anlage in Höhe von 185,53 MWh. Bei einem aktuellen Erdgaspreis von 6 ct pro kWh entstehen jährliche Kosten in Höhe von 11.131,76 €.

Wirtschaftlichkeit

Ziel der Wirtschaftlichkeitsberechnung ist der nötige Einspeisepreis für die Kilowattstunde elektrische Energie um mit der Variante B1 bei direkter Einspeisung zu konkurrieren. Die Kostenermittlung sieht im Detail folgendermaßen aus. Auch hier werden die zuvor ermittelten Werte pro Anlage mit Zwei multipliziert um die Wirtschaftlichkeit beider Anlagen zu analysieren.

Wärmebedarf: 210,40 MWh/a (für beide Liegenschaften)
 Erdgasbedarf: 371,06 MWh/a (für beide Liegenschaften)
 Aktueller Erdgaspreis: 6 ct / kWh

Tabelle 43: Kostenermittlung der Variante B2

	einmalige Kosten	jährliche Kosten	Kosten auf 5 Jahre	Kosten auf 10 Jahre
2x Gasanschluss	3.778 €		3.778 €	3.778 €
2x Übergabestation	7.600 €		7.600 €	7.600 €
2x Nahwärmeleitung	21.000 €		21.000 €	21.000 €
2x EC Power XRG1 15	55.500 €	1.100 €	61.000 €	66.500 €
2x EC Power XRG1 20	65.500 €	1.400 €	72.500 €	79.500 €
2x sechs 1000L Speicher	21.600 €		21.600 €	21.600 €
4x Montage & Entsorgung	7.600 €		7.600 €	7.600 €
Brennstoffbedarf		22.264 €	111.318 €	222.636 €
Gesamt	182.578 €	24.764 €	306.396 €	430.214 €

Demzufolge ergeben sich Gesamtkosten über 10 Jahre in Höhe von 430.214,00 €. Nun müssen die Einnahmen durch den Verkauf der erzeugten elektrischen Energie so hoch sein, dass die Gesamtkosten über 10 Jahre gleich der Variante B1 mit Direkteinspeisung sind. Diese betragen ca. 211.278,00 € und ermöglichen einen Wärmepreis in Höhe von 10,04 Cent pro Kilowattstunde.

$$211 \text{ T€} = 430 \text{ T€} - X$$

$$X = 430 \text{ T€} - 203 \text{ T€}$$

$$X = 219 \text{ T€}$$

Somit muss mit dem Verkauf der elektrischen Energie ca. 219.000,00 € in 10 Jahren erwirtschaftet werden. Bei 1.500 Betriebsstunden mit einer elektrischen Gesamtleistung von 35 kW werden wie zuvor berechnet insgesamt 52.500 kWh elektrische Energie im Jahr erzeugt und es kann der nötige Einspeisepreis (inkl. KWK-Zuschlag) pro Kilowattstunde ermittelt werden.

$$\text{Einspeisepreis} \left[\frac{\text{ct}}{\text{kWh}} \right] = \frac{X \text{ [€]} * 100}{10 \text{ Jahre} \cdot W_{\text{el}} \text{ [kWh]}}$$

$$Einspeisepreis = \frac{219.000 \text{ €} * 100}{\frac{10 \text{ Jahre}}{52.500 \text{ kWh}}}$$

$$Einspeisepreis = 41,714 \text{ ct/kWh}$$

Um mit der Variante B1 mit direkter Einspeisung ins Netz des örtlichen Energieversorgungsunternehmens konkurrieren zu können, muss der Einspeisepreis bei ca. 41,714 Cent pro Kilowattstunde betragen. Wird nun der KWK-Zuschlag mit aktuell 5,41 ct / kWh berücksichtigt, reduziert sich die nötige Vergütung des Netzbetreibers auf 36,304 ct / kWh. Im Detail sieht die Wirtschaftlichkeitsanalyse wie folgt aus.

Wärmebedarf:	210,40	MWh/a (für beide Liegenschaften)
Erdgasbedarf:	371,06	MWh/a (für beide Liegenschaften)
Aktueller Erdgaspreis:	6	ct / kWh
Einspeisepreis ohne KWK-Zuschl.:	36,304	ct / kWh
KWK-Zuschlag:	5,41	ct / kWh

Tabelle 44: Kostenermittlung und Wirtschaftlichkeit der Variante B2 in Konkurrenz zur Variante B1

	einmalige Kosten	jährliche Kosten	Kosten auf 5 Jahre	Kosten auf 10 Jahre
2x Gasanschluss	3.778 €		3.778 €	3.778 €
2x Übergabestation	7.600 €		7.600 €	7.600 €
2x Nahwärmeleitung	21.000 €		21.000 €	21.000 €
2x EC Power XRG1 15	55.500 €	1.100 €	61.000 €	66.500 €
2x EC Power XRG1 20	65.500 €	1.400 €	72.500 €	79.500 €
2x sechs 1000L Speicher	21.600 €		21.600 €	21.600 €
4x Montage & Entsorgung	7.600 €		7.600 €	7.600 €
Brennstoffbedarf		22.264 €	111.318 €	222.636 €
Stromerlöse		-21.900 €	-109.499 €	-218.999 €
Gesamt	182.578 €	2.864 €	196.896 €	211.215 €

Aktueller Wärmepreis je kWh: **10,58 ct / kWh** (bei 81,9 ct/Liter Heizöl)
 Neuer Wärmepreis je kWh: **10,04 ct / kWh** (bezogen auf 10 Jahre ohne Preisanstieg)

Sensitivitätsanalyse

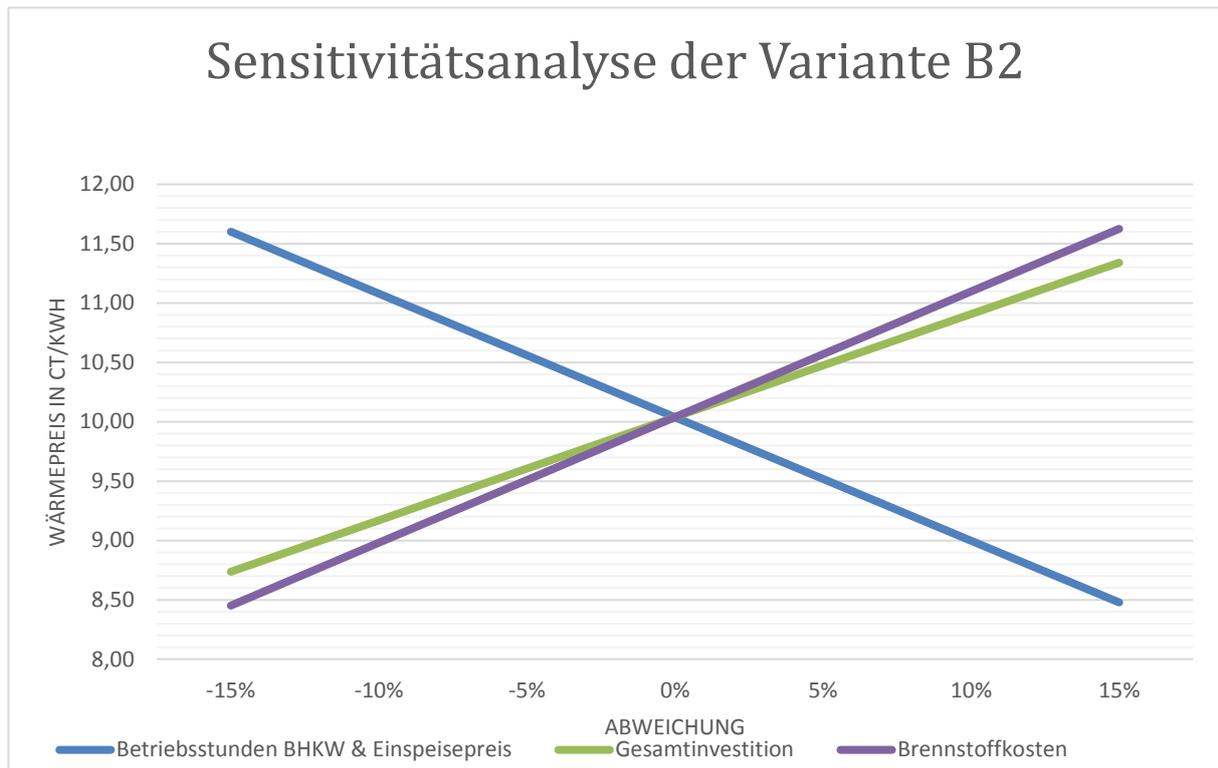


Abbildung 111: Sensitivitätsanalyse der Variante B2

Die Wirtschaftlichkeitsberechnung der Variante B2 hat wie Variante B1 nach 10 Jahren ohne Preisanstieg einen Wärmepreis in Höhe von 10,04 Cent pro Kilowattstunde ergeben. Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass diese Variante deutlich empfindlicher auf Änderungen der Parameter reagiert als die Varianten B1. Der Einfluss der Betriebsstunden, des Einspeisepreises und der Brennstoffkosten sind nahezu identisch. Sollten sich die Kosten für Erdgas innerhalb von 10 Jahren um 15% erhöhen, ist mit einem Anstieg des Wärmepreises um 15,8% auf 11,63 Cent pro Kilowattstunde zu rechnen. Schwankungen der Betriebsstunden haben einen ähnlichen Einfluss. Am geringsten ist der Einfluss der Investitionskosten. Jedoch ist der Unterschied zu den anderen Parametern sehr gering.

Zusammenfassung

Diese Variante zeigt wie schwierig die Versorgung mit 100 Prozent KWK-Anteil aktuell ist. Jeder aufgeführte Punkt ist prinzipiell technisch möglich, jedoch speziell wirtschaftlich schwierig umzusetzen. Um mit der üblichen „Grundlast-Methode“ der Variante B1 konkurrieren zu können, ist eine Gesamtvergütung der elektrischen Energie von mindestens 41,714 Cent pro Kilowattstunde und Investitionen in Höhe von ca. 182.500 € nötig. Ein nach Bedarf steuerbares Kleinkraftwerk ist für einen Netzbetreiber generell höchst interessant. Gerade in Bezug auf die Netzstabilität wächst der Bedarf solcher kurzfristig zuschaltbaren Erzeuger. Doch ob in naher Zukunft Blockheizkraftwerke mit einer elektrischen Leistung kleiner 100 kW davon betroffen sind bleibt fraglich und ist nicht abzuschätzen. Weil der nötige Einspeisepreis ohne KWK-Zuschlag in Höhe von 36,3 Cent pro Kilowattstunde aktuell wahrscheinlich von keinem Netzbetreiber gezahlt wird, ist diese Variante nicht zu empfehlen. Auch mögliche staatliche Förderungen werden den nötigen Einspeisepreis nicht genug senken.

6.6.3 Varianten C

Bei den Varianten der Kategorie C werden alle vier Gebäude über Nahwärmeleitungen miteinander verbunden. Durch diese Maßnahme entsteht ein Wohnquartier mit einer Gesamtheizlast von ca. 120 kW. Solch eine Wärmesenke ist ideal für den Einsatz von Kraftwärmekopplung und dezentraler Energieerzeugung. Die folgenden Varianten zeigen zwei Möglichkeiten für die Integration von Blockheizkraftwerken in ein solches Nahwärmenetz.



Abbildung 112: mögliches Nahwärmenetz und Erdgasleitung

6.6.3.1 Variante C1

Bei dieser Variante gibt es zwei Möglichkeiten die Wärmeerzeuger in das Netz zu integrieren. Entweder zusammen in einem Gebäude, oder getrennt in zwei Gebäuden. Beide Möglichkeiten haben Vor- und Nachteile. Bei der Unterbringung der Wärmeerzeuger an einem Ort wird nur ein Erdgasanschluss benötigt, jedoch muss der Aufstellraum groß genug für beide Wärmeerzeuger sein. Bei der getrennten Integration können die Aufstellräume kleiner sein, jedoch wird ein zusätzlicher Erdgasanschluss benötigt. Die aktuellen Heizräume aller Gebäude sind für die Unterbringungen von mehreren Wärmeerzeugern und Wärmespeichern zu klein. Aus diesem Grund wird in dieser Variante die Integration an zwei Orten im Nahwärmenetz untersucht. Hierfür wird der Kessel in Gebäude 61 und das BHKW im Gebäude 63 aufgestellt. Die Aufstellung der Pufferspeicher erfolgt direkt bei den Erzeugern. Großer Vorteil dieser Methode ist der zusätzlich nutzbare Kellerraum, welche bei Entsorgung der Heizöltanks in allen Gebäuden entsteht.



Abbildung 113: mögliches Nahwärmenetz und Wärmeerzeugerstandorte der Variante C1

Vorteile:

- Größere zusammenhängende Wärmesenke und bessere Ausnutzung von KWK
- Aktuelle Heizölräume werden in allen Gebäuden nutzbar

Nachteile:

- höhere Verluste durch das Nahwärmenetz
- Abhängigkeit aller vier Gebäude von einer Anlage, einem Energieträger und einem Betreiber

Investitionskostenschätzung

2x Erdgasanschluss (2x bis 25m)	ca.	3.778 € ¹⁰⁸
1x Nahwärmeleitung (ca. 135m)	ca.	40.500 € ¹⁰⁹
1x Kessel Buderus Logano plus GB312-160	ca.	9.000 € ¹¹⁰
1x EC Power XRGI 6 mit (6 kW _{el} / 13,5 kW _{th})	ca.	18.750 € ¹¹¹
2x indirekte Übergabestation	ca.	7.600 € ¹¹²
2x 1000 Liter Pufferspeicher	ca.	3.600 € ¹¹³
1x 6 Manntage zu je 360€	ca.	2.160 €
4x Entsorgung der alten Anlagenteile & Heizöltanks	ca.	4.000 € ¹¹⁴
Gesamt	ca.	<u>89.388 €</u>

Verluste des Nahwärmenetzes

Aufgrund der geschätzten Länge des Nahwärmenetzes von 135 Meter müssen die Verluste berücksichtigt werden. Die Verluste der Leitungen sind herstellerbedingt und können erst genau berechnet werden, wenn ein Hersteller der Nahwärmeleitungen fest steht. Aus diesem Grund muss eine vorläufige Schätzung der Verluste erfolgen.

Als Grundlage für die Schätzung dienen übliche Werte der Wärmeverluste auf Basis der mittleren Erdreichtemperatur von 10°C und der mittleren Temperatur des Nahwärmenetzes von 60°C Diese liegen für kleine Leitungsdurchmesser um die 7 – 11 Watt pro laufenden Meter.¹¹⁵ Somit kann im Durchschnitt eine Verlustleistung in Höhe von 9 Watt pro laufenden Meter angenommen werden. Die Berechnung der Verlustleistung des Nahwärmenetzes W_{Netz} und der sich daraus folgende jährlichen Energiemenge Q_{Netz} lautet wie folgt.

¹⁰⁸ Ermittelte Anschlusskosten anhand des Preisblatts des Netzbetreibers Avacon AG gültig ab 01.01.2010

¹⁰⁹ Schätzung mit 300€ pro Meter bei sandigem Boden mit Grasoberfläche und kleiner Leitungsquerschnitt

¹¹⁰ Preisrecherche beim Internetshop „Klint.de“ für Buderus Logano plus GB312-160 [10.11.13]

¹¹¹ Listenpreis für XRGI 15 laut Internetportal BHKW-Infothek ohne Montage und Pufferspeicher [08.11.2013]

¹¹² Buderus Katalog Teil 1 2009, Seite 9007, PCI IS 30 SF (inkl. MwSt.)

¹¹³ Preisermittlung über idealo.de am 07.11.2013 für zwei Buderus Logalux PNR 1000-120 E (günstigster Preis)

¹¹⁴ geschätzt

¹¹⁵ Werte und Schätzung auf Grundlage von

<http://www.doepik.de/fernwaermeleitungen-doepik-umwelttechnik-stadtlohn.htm> [11.10.2013]

$$W_{\text{Netz}} [W] = \text{Verlustleistung pro Meter} \left[\frac{W}{m} \right] * \text{Netzlänge} [m]$$

$$W_{\text{Netz}} = 9 \frac{W}{m} * 135 m$$

$$W_{\text{Netz}} = 1215 W \approx 1,2 kW$$

Das Nahwärmenetz wird das ganze Jahr betrieben. Demzufolge beläuft sich die Betriebszeit des Netzes auf 8760 Stunden im Jahr.

$$Q_{\text{Netz}} [kWh] = W_{\text{Netz}} [kW] * 8760 h$$

$$Q_{\text{Netz}} = 1,2 kW * 8760 h$$

$$Q_{\text{Netz}} = 10512 kWh \approx 10 MWh$$

Demzufolge besitzt das Nahwärmenetz eine Verlustleistung in Höhe von 1,2 Kilowatt. Über ein komplettes Jahr hinweg werden somit ca. 10 MWh an das Erdreich abgegeben. Der jährliche Energiebedarf erhöht sich somit auf 220,4 MWh für das gesamte Wohnquartier inkl. Nahwärmenetz.

Jahresdauerlinie

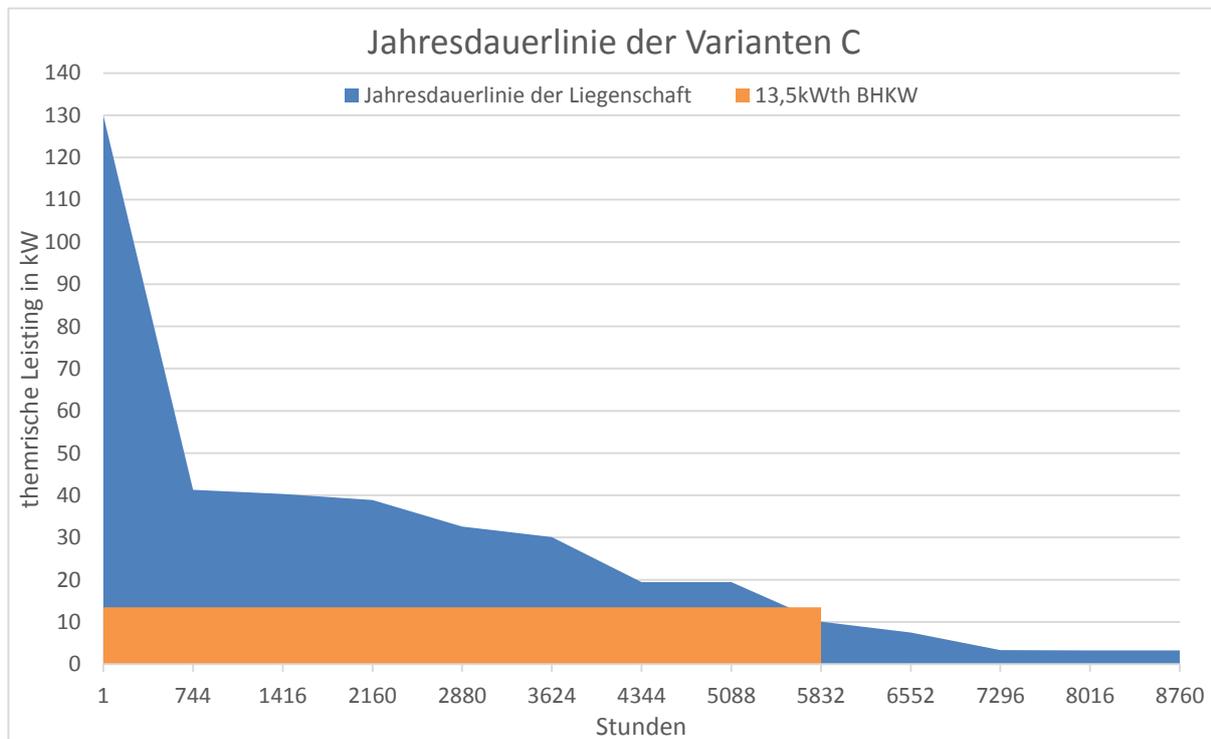


Abbildung 114: Jahresdauerlinie des Nahwärmenetzes mit einem 13,5 kWth BHKW

Ermittlung der erzeugbaren elektrischen Energie

Die Produktion von elektrischer Energie ergibt sich aus der elektrischen Nennleistung eines BHKWs und dessen Betriebsstunden. Zusätzlich werden wie unter Punkt 6.3.3.4 beschrieben Störungen und Betriebsausfälle durch einen Teillastfaktor von 0,8 berücksichtigt.

$$W_{el} [kWh] = \text{Betriebsstunden} [h] * \text{Teillastfaktor} * \text{Nennleistung} [kW]$$

$$W_{el} = 5700 h * 0,8 * 6 kW$$

$$W_{el} = 27360 kWh$$

Mit einem 6kW_{el}-BHKW wird bei schätzungsweise 5700 Betriebsstunden und einem Teillastfaktor von 0,8 ca. 27,36 MWh elektrische Energie im Jahr erzeugt. Bei einem kWh-Preis inkl. aller Zuschläge von 0,13 € können so jährlich ca. 3.556,80 € erwirtschaftet werden. Noch wirtschaftlicher wird ein BHKW, wenn der Großteil der erzeugten elektrischen Energie selbst verbraucht wird. So muss weniger elektrische Energie aus dem öffentlichen Versorgungsnetz bezogen werden. Durch einen aktuellen durchschnittlichen Energiepreis von ca. 28 ct/kWh können 15 Cent pro kWh mehr erwirtschaftet werden. Dies ist mehr als das Doppelte als bei direkter Einspeisung in das Netz.

Ermittlung des Erdgasbedarfs und der Brennstoffkosten

Die Ermittlung des Erdgasbedarfs erfolgt über den Wärmebedarf des Wohnquartiers in inkl. des Nahwärmenetzes in Höhe von 220,4 MWh im Jahr. Aufgrund unterschiedlicher Wärmeerzeuger muss der Bedarf an Brennstoff für beide Erzeuger getrennt betrachtet werden. Besonders bei dem BHKW muss der Wärme- und Stromanteil berücksichtigt werden.

BHKW

Die durch das BHKW erzeugte Gesamtenergiemenge W_{BHKW} setzt sich aus thermischer Energiemenge W_{th} (Wärmemenge) und elektrischer Energiemenge W_{el} zusammen.

$$W_{BHKW} [kWh] = W_{th} [kWh] + W_{el} [kWh]$$

Zunächst muss die produzierte Wärmemenge Q_{th} durch das BHKW ermittelt werden.

$$W_{th} [kWh] = \text{Betriebsstunden} [h] * \text{Teillastfaktor} * \text{th. Leistung} [kW]$$

$$W_{th} = 5700 h * 0,8 * 13,5 kW$$

$$W_{th} = 61560 kWh$$

Die elektrische Energiemenge W_{el} wurde bereits im Punkt zuvor ermittelt und wird an dieser Stelle übernommen.

$$W_{el} = 27360 kWh$$

Somit ergibt sich folgende Summengleichung für die erzeugte Gesamtenergiemenge W_{BHKW} .

$$W_{\text{BHKW}} = 61560 \text{ kWh} + 27360 \text{ kWh}$$

$$W_{\text{BHKW}} = 88920 \text{ kWh} \approx 88,9 \text{ MWh}$$

Der übliche Gesamtwirkungsgrad eines BHKWs beträgt ungefähr 85%. Demzufolge kann der Bedarf an Erdgas ermittelt werden.

$$\text{Erdgasmenge}_{\text{BHKW}} [\text{kWh}] = \frac{W_{\text{BHKW}} [\text{kWh}]}{\left(\frac{\text{Wirkungsgrad} [\%]}{100\%}\right)}$$

$$\text{Erdgasmenge}_{\text{BHKW}} = \frac{88,9 \text{ MWh}}{\left(\frac{85\%}{100\%}\right)}$$

$$\text{Erdgasmenge}_{\text{BHKW}} = 104,59 \text{ MWh}$$

Spitzenlastkessel

Durch den Einsatz von zwei Wärmeerzeugern pro Anlage ist die erzeugte Wärmemenge die Summe aus beiden Erzeugern.

$$Q_{\text{Erzeuger}} [\text{kWh}] = Q_{\text{BHKW}} [\text{kWh}] + Q_{\text{Kessel}} [\text{kWh}]$$

$$Q_{\text{BHKW}} = W_{\text{th_BHKW}}$$

Um die Wärmemenge durch den Erdgasbrennwertkessel zu ermitteln muss die Formel wie folgt umgestellt werden. Der Wert für Q_{Erzeuger} beträgt für das Wohnquartier wie zuvor ermittelt 220,4 MWh.

$$Q_{\text{Kessel}} = Q_{\text{Erzeuger}} - Q_{\text{BHKW}}$$

$$Q_{\text{Kessel}} = 220,4 \text{ MWh} - 88,9 \text{ MWh}$$

$$Q_{\text{Kessel}} = 131,5 \text{ MWh}$$

Somit beträgt die durch den Kessel erzeugte Wärmemenge 58,14 MWh. Der Wirkungsgrad wird wie bei der Variante A2 in Höhe von 86% beibehalten.

$$\text{Erdgasmenge}_{\text{Kessel}} [\text{kWh}] = \frac{Q_{\text{Kessel}} [\text{kWh}]}{\left(\frac{\text{Wirkungsgrad} [\%]}{100\%}\right)}$$

$$Erdgasmenge_{\text{Kessel}} = \frac{131,5 \text{ MWh}}{\left(\frac{86\%}{100\%}\right)}$$

$$Erdgasmenge_{\text{Kessel}} = 154,7 \text{ MWh}$$

Gesamt

Der Gesamtbedarf an Erdgas lässt sich durch die Summe beider Erzeuger ermitteln.

$$Erdgasmenge_{\text{gesamt}} = Erdgasmenge_{\text{BHKW}} + Erdgasmenge_{\text{Kessel}}$$

$$Erdgasmenge_{\text{gesamt}} = 104,59 \text{ MWh} + 154,7 \text{ MWh}$$

$$Erdgasmenge_{\text{gesamt}} = 259,29 \text{ MWh}$$

Somit ergibt sich ein jährlicher Erdgasbedarf in Höhe von 259,29 MWh. Bei einem aktuellen Erdgaspreis von 6 ct pro kWh entstehen jährliche Kosten in Höhe von 15.557,40 €.

Wirtschaftlichkeit bei direkter Einspeisung

Erdgasbedarf:	245,74 MWh/a (für beide Liegenschaften)
Wirkungsgrad alt:	77,4 % (geschätzt)
Aktueller Heizölpreis:	81,9 ct / Liter
Wirkungsgrad neu:	86 / 85 % (geschätzt)
Aktueller Erdgaspreis:	6 ct / kWh
Einspeisepreis inkl. KWK-Zuschl.:	13 ct / kWh
Erlöse durch elektrische Energie:	3.557 €/a

Tabelle 45: Kostenermittlung und Wirtschaftlichkeit der Variante C1 bei direkter Einspeisung

	einmalige Kosten	jährliche Kosten	Kosten auf 5 Jahre	Kosten auf 10 Jahre
2x Gasanschluss	3.778 €		3.778 €	3.778 €
Gaskessel	9.000 €	300 €	10.500 €	12.000 €
135m Nahwärmeleitung	40.500 €		40.500 €	40.500 €
2x Übergabestation	7.600 €		7.600 €	7.600 €
BHKW EC Power XRGBI 20	18.750 €	500 €	21.250 €	23.750 €
2x 1000L Pufferspeicher	3.600 €		3.600 €	3.600 €
4x Montage & Entsorgung	6.160 €		6.160 €	6.160 €
Brennstoffbedarf		15.557 €	77.787 €	155.574 €
Stromerlöse		-3.557 €	-17.784 €	-35.568 €
Gesamt	89.388 €	12.801 €	171.175 €	217.394 €

Aktueller Wärmepreis je kWh:	10,58 ct / kWh (bei 81,9 ct/Liter Heizöl)
Neuer Wärmepreis je kWh:	10,33 ct / kWh (bezogen auf 10 Jahre ohne Preisanstieg)

Sensitivitätsanalyse bei direkter Einspeisung

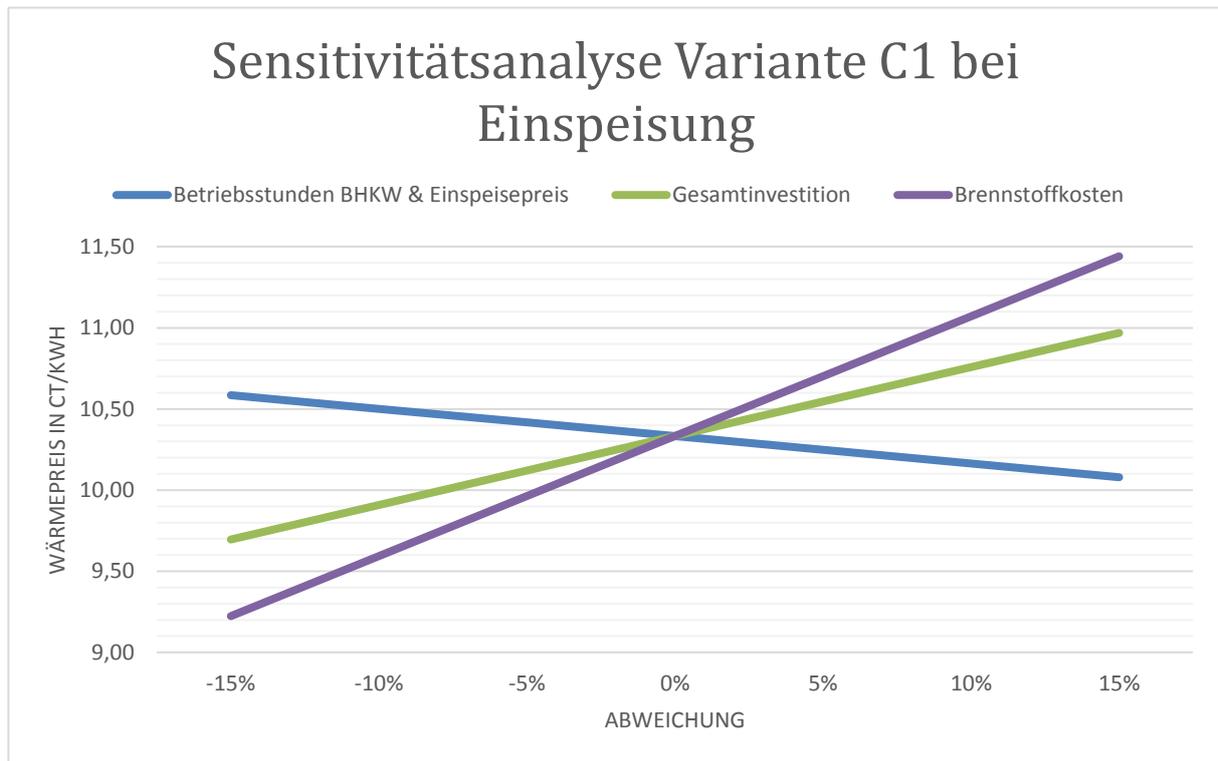


Abbildung 115: Sensitivitätsanalyse der Variante C1 bei direkter Einspeisung

Die Wirtschaftlichkeitsberechnung der Variante C1 bei hat nach 10 Jahren ohne Preisanstieg einen Wärmepreis in Höhe von 10,33 Cent pro Kilowattstunde ergeben. Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass wieder die Brennstoffkosten den größten Einfluss auf den Wärmepreis haben. Sollten diese sich innerhalb von 10 Jahren um 15% erhöhen, ist mit einem Anstieg des Wärmepreises um 10,75% auf 11,33 Cent pro Kilowattstunde zu rechnen. Den geringsten Einfluss haben in dieser Variante die Betriebsstunden des Blockheizkraftwerks sowie der Einspeisepreis. Die Investitionskosten haben einen mittleren Einfluss auf den Wärmepreis.

Wirtschaftlichkeit bei Eigenverbrauch

Erdgasbedarf:	245,74 MWh/a (für beide Liegenschaften)
Wirkungsgrad alt:	77,4 % (geschätzt)
Aktueller Heizölpreis:	81,9 ct / Liter
Wirkungsgrad neu:	86 / 85 % (geschätzt)
Aktueller Erdgaspreis:	6 ct / kWh
Aktueller Strompreis:	28 ct / kWh
KWK-Zuschlag:	5,41 ct / kWh
Erlöse durch elektrische Energie:	9.141 €/a

Tabelle 46: Kostenermittlung und Wirtschaftlichkeit der Variante C1 bei Eigenverbrauch

	einmalige Kosten	jährliche Kosten	Kosten auf 5 Jahre	Kosten auf 10 Jahre
2x Gasanschluss	3.778 €		3.778 €	3.778 €
1x Gaskessel	9.000 €	300 €	10.500 €	12.000 €
135m Nahwärmeleitung	40.500 €		40.500 €	40.500 €
2x Übergabestation	7.600 €		7.600 €	7.600 €
BHKW EC Power XRGI 20	18.750 €	500 €	21.250 €	23.750 €
2x 1000L Pufferspeicher	3.600 €		3.600 €	3.600 €
4x Montage & Entsorgung	6.160 €		6.160 €	6.160 €
Brennstoffbedarf		15.557 €	77.787 €	155.574 €
Stromerlöse		-9.141 €	-45.705 €	-91.410 €
Gesamt	89.388 €	7.216 €	125.470 €	161.552 €

Aktueller Wärmepreis je kWh: **10,58 ct / kWh** (bei 81,9 ct/Liter Heizöl)
 Neuer Wärmepreis je kWh: **7,68 ct / kWh** (bezogen auf 10 Jahre ohne Preisanstieg)

Sensitivitätsanalyse bei Eigenverbrauch

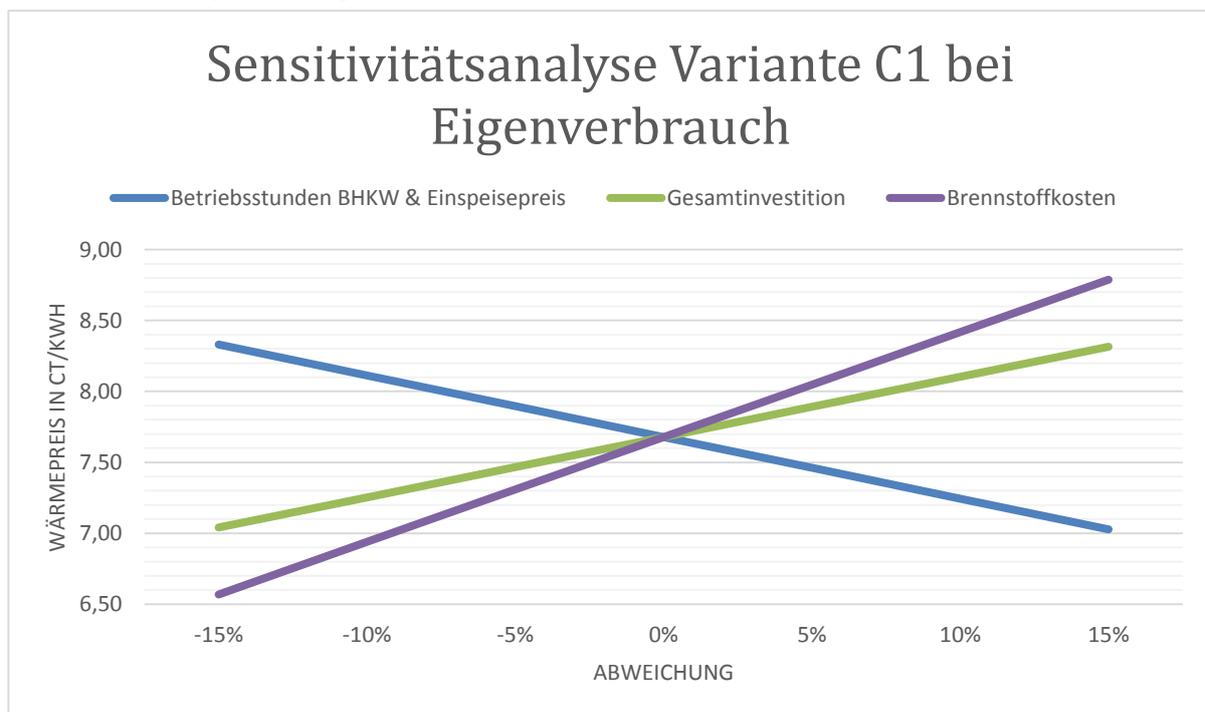


Abbildung 116: Sensitivitätsanalyse der Variante C1 bei Eigenverbrauch

Die Wirtschaftlichkeitsberechnung der Variante C1 bei Eigenverbrauch hat nach 10 Jahren ohne Preisanstieg einen Wärmepreis in Höhe von 7,68 Cent pro Kilowattstunde ergeben. Die Sensitivitätsanalyse zeigt ein ähnliches Bild wie die Variante bei direkter Einspeisung. Jedoch haben die Parameter einen höheren Einfluss. Steigen die Brennstoffkosten innerhalb von 10 Jahren um 15%, so steigt der Wärmepreis um 14,45 % auf 8,79 Cent pro Kilowattstunde. Der Wärmepreis reagiert auch bei den anderen Parametern deutlich sensibler auf Änderungen.

Zusammenfassung

Dieser Variante zeigt deutlich, wie wirtschaftlich die Errichtung eines kleinen Nahwärmenetzes sein kann. Die erhöhte Verlustleistung des Netzes von ca. 1,2 kW gegenüber der Variante ohne Wärmenetz (B1) wirkt sich durch den Einsatz nur eines größeren Blockheizkraftwerkes positiv aus. Trotz der höheren Investitionskosten als Variante B1 ist ein etwas niedriger Wärmepreis das Ergebnis. Werden zusätzlich staatliche Förderungen für das BHKW, den Speicher und speziell für das Nahwärmenetz berücksichtigt, ist ein Wärmepreis in Höhe von 7,25 Cent pro Kilowattstunde durchaus möglich.

6.6.3.2 Variante C2

Bei der zweiten Variante der Kategorie C wird die Errichtung eines Heizhauses betrachtet. Diese Option ist dann empfehlenswert, wenn kein BHKW in eines der Gebäude installiert werden kann oder darf. Gründe hierfür können zum Beispiel ein erhöhte Lärmbelastung durch Motorgeräusche durch das BHKW sein.



Abbildung 117: mögliche Verlegung eines Nahwärmenetzes und Standort eines Heizhauses

Vorteile:

- Größere zusammenhängende Wärmesenke und bessere Ausnutzung von KWK
- Aktuelle Heizungs- und Heizölräume werden in allen Gebäuden nutzbar

Nachteile:

- Höhere Investitionskosten als Variante C1 durch das zusätzliche Heizhaus
- höhere Verluste durch das Nahwärmenetz
- Abhängigkeit aller vier Gebäude von einer Anlage, einem Energieträger und einem Betreiber

Investitionskostenschätzung

1x Erdgasanschluss (80m)	ca. 3.525 € ¹¹⁶
1x Nahwärmeleitung (ca. 135m)	ca. 40.500 € ¹¹⁷
1x Kessel Buderus Logano plus GB312-160	ca. 9.000 € ¹¹⁸
1x EC Power XRGI 6 mit (6 kW _{el} / 13,5 kW _{th})	ca. 18.750 € ¹¹⁹
4x indirekte Übergabestation	ca. 15.200 € ¹²⁰
2x 1000 Liter Pufferspeicher	ca. 3.600 € ¹²¹
1x 6 Manntage zu je 360€	ca. 2.160 €
4x Entsorgung der alten Anlagenteile & Heizöltanks	ca. 4.000 € ¹²²
1x Heizhaus	ca. 35.000 € ¹²³
Gesamt	<u>ca. 131.735 €</u>

Wirtschaftlichkeit bei direkter Einspeisung

Die Werte für Verluste, erzeugte elektrische Energie, sowie für Brennstoffbedarf und –kosten entsprechen denen aus der vorangegangenen Variante C1 und werden an dieser Stelle übernommen.

Tabelle 47: Kostenermittlung und Wirtschaftlichkeit der Variante C2 bei direkter Einspeisung

	einmalige Kosten	jährliche Kosten	Kosten auf 5 Jahre	Kosten auf 10 Jahre
Gasanschluss (80m)	3.525 €		3.525 €	3.525 €
Gaskessel	9.000 €	300 €	10.500 €	12.000 €
135m Nahwärmeleitung	40.500 €		40.500 €	40.500 €
4x Übergabestation	15.200 €		15.200 €	15.200 €
BHKW EC Power XRGI 20	18.750 €	500 €	21.250 €	23.750 €
2x 1000L Pufferspeicher	3.600 €		3.600 €	3.600 €
4x Montage & Entsorgung	6.160 €		6.160 €	6.160 €
Heizhaus	35.000 €		35.000 €	35.000 €
Brennstoffbedarf		15.557 €	77.787 €	155.574 €
Stromerlöse		-3.557 €	-17.784 €	-35.568 €
Gesamt	131.735 €	12.801 €	213.522 €	259.741 €

Aktueller Wärmepreis je kWh: **10,58 ct / kWh** (bei 81,9 ct/Liter Heizöl)
 Neuer Wärmepreis je kWh: **12,35 ct / kWh** (bezogen auf 10 Jahre ohne Preisanstieg)

¹¹⁶ Ermittelte Anschlusskosten anhand des Preisblatts des Netzbetreibers Avacon AG gültig ab 01.01.2010

¹¹⁷ Schätzung mit 300€ pro Meter bei sandigem Boden mit Grasoberfläche und kleiner Leitungsquerschnitt

¹¹⁸ Preisrecherche beim Internetshop „Klint.de“ für Buderus Logano plus GB312-160 [10.11.13]

¹¹⁹ Listenpreis für XRGI 15 laut Internetportal BHKW-Infothek ohne Montage und Pufferspeicher [08.11.2013]

¹²⁰ Buderus Katalog Teil 1 2009, Seite 9007, PCI IS 30 SF (inkl. MwSt.)

¹²¹ Preisermittlung über idealo.de am 07.11.2013 für zwei Buderus Logalux PNR 1000-120 E (günstigster Preis)

¹²² geschätzt

¹²³ geschätzt

Sensitivitätsanalyse bei direkter Einspeisung

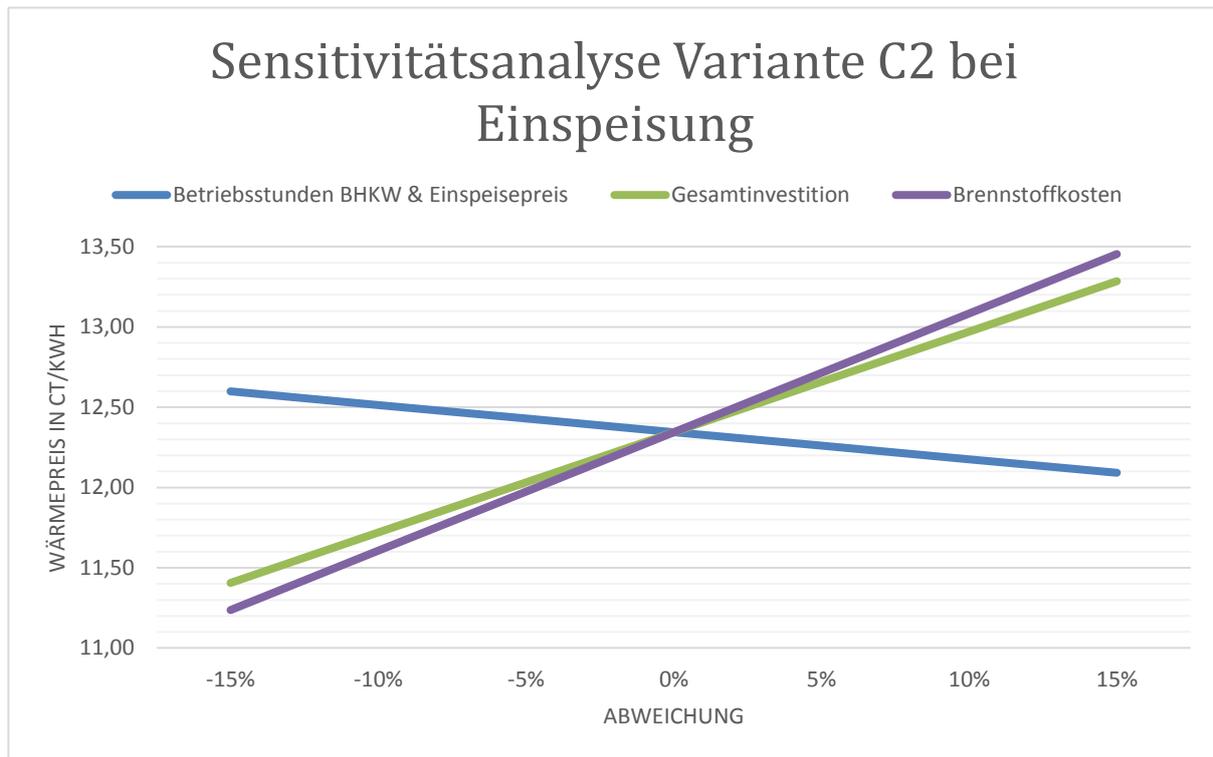


Abbildung 118: Sensitivitätsanalyse der Variante C2 bei direkter Einspeisung

Die Wirtschaftlichkeitsberechnung der Variante C2 bei hat nach 10 Jahren ohne Preisanstieg einen Wärmepreis in Höhe von 12,35 Cent pro Kilowattstunde ergeben. Diese Variante ist somit mit Abstand die teuerste. Die Sensitivitätsanalyse zeigt im Grunde ein ähnliches Bild wie die Variante C1. Jedoch haben die Investitionskosten aufgrund es zusätzlichen Heizhauses einen ähnlich großen Einfluss auf den Wärmepreis wie die Brennstoffkosten. Können die Errichtungskosten der Anlage, zum Beispiel durch staatliche Förderungen, um 15% reduziert werden, sinkt der Wärmepreis um 7,6% auf 11,41 Cent pro Kilowattstunde. Die Variante ist aber auch dann die teuerste aller untersuchten Varianten.

Wirtschaftlichkeit bei Eigenverbrauch

Die Werte für Verluste, erzeugte elektrische Energie, sowie für Brennstoffbedarf und –kosten entsprechen denen aus der vorangegangenen Variante C1 und werden an dieser Stelle ebenfalls übernommen.

Tabelle 48: Kostenermittlung und Wirtschaftlichkeit der Variante C2 bei Eigenverbrauch

	einmalige Kosten	jährliche Kosten	Kosten auf 5 Jahre	Kosten auf 10 Jahre
Gasanschluss (80m)	3.525 €		3.525 €	3.525 €
Gaskessel	9.000 €	300 €	10.500 €	12.000 €
135m Nahwärmeleitung	40.500 €		40.500 €	40.500 €
4x Übergabestation	15.200 €		15.200 €	15.200 €
BHKW EC Power XRGI 20	18.750 €	500 €	21.250 €	23.750 €
2x 1000L Pufferspeicher	3.600 €		3.600 €	3.600 €
4x Montage & Entsorgung	6.160 €		6.160 €	6.160 €
Heizhaus	35.000 €		35.000 €	35.000 €
Brennstoffbedarf		15.557 €	77.787 €	155.574 €
Stromerlöse		-9.141 €	-45.705 €	-91.410 €
Gesamt	131.735 €	7.216 €	167.817 €	203.899 €

Aktueller Wärmepreis je kWh: **10,58 ct / kWh** (bei 81,9 ct/Liter Heizöl)
 Neuer Wärmepreis je kWh: **9,69 ct / kWh** (bezogen auf 10 Jahre ohne Preisanstieg)

Sensitivitätsanalyse bei Eigenverbrauch

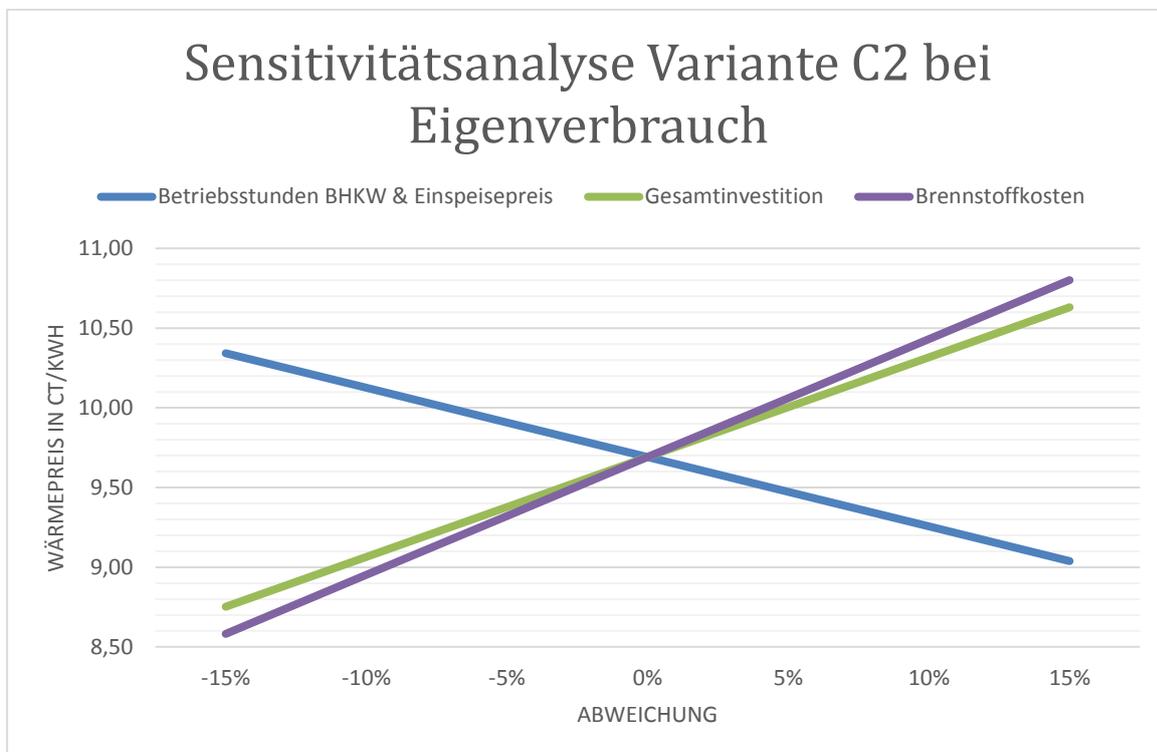


Abbildung 119: Sensitivitätsanalyse der Variante C1 bei Eigenverbrauch

Die Wirtschaftlichkeitsberechnung der Variante C2 bei Eigenverbrauch hat nach 10 Jahren ohne Preisanstieg einen Wärmepreis in Höhe von 7,69 Cent pro Kilowattstunde ergeben. Die Sensitivitätsanalyse zeigt ein ähnliches Bild wie die Variante bei direkter Einspeisung. Jedoch haben die Parameter auch hier einen höheren Einfluss. Steigen die Brennstoffkosten innerhalb von 10 Jahren um 15%, so steigt der Wärmepreis um 10,28 % auf 10,8 Cent pro Kilowattstunde. Der Wärmepreis reagiert auch bei den anderen Parametern deutlich sensibler auf Änderungen.

Zusammenfassung

Diese Variante mit sollte nur dann in Betracht gezogen werden, wenn kein BHKW in eines der Gebäude installiert werden kann. Abgesehen von den sehr hohen Investitionskosten und dem daraus folgenden hohen Wärmepreis entspricht diese Variante der Variante C1.

6.7 Fazit

Das Ziel dieser Arbeit war es die 21 Jahre alte Heizölheizungsanlagen von vier Gebäude mit je 6 Wohneinheiten sinnvoll zu modernisieren. Nebenanforderung der SWG Tangerhütte war die Substitution von Heizöl als Brennstoff und ein möglicher Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung. Es wurden sechs Versorgungskonzepte erstellt, wovon drei eine Untervariante mit der Option zum Eigenverbrauch der erzeugten elektrischen Energie aufweisen. Insgesamt wurden damit neun, zum Teil sehr unterschiedliche, Varianten aus energetischen und Wirtschaftlichen Sicht betrachtet. Es wurde für jede einzelne Variante eine Analyse der möglichen Faktoren durchgeführt. Hautaugenmerk war der Preis für die erzeugte Wärmenergie in Cent pro Kilowattstunde. So kristallisierten sich einige wirtschaftlich attraktive und lohnenswerte Varianten heraus.

Insgesamt gibt es drei empfehlenswerte Varianten. Eine klassische Variante mit vier Erdgasbrennwertkesseln, eine mit einem Blockheizkraftwerke ohne Nahwärmenetz und eine mit einem Blockheizkraftwerk und Nahwärmenetz.

	Variante A1	Variante B1	Variante C1
Investitionssumme	27.000 €	79.500 €	89.500 €
mögliche Förderungen	keine	11.454	16.600
BHKW	nein	ja 2x 6,5kWth	ja 1x 13,5kWth
Nahwärmenetz	nein	2 Leitungen	ja
Vorteil	risikoarm	BHKW	BHKW sehr wirtschaftlich Nahwärmenetz
Nachteil	kein BHKW	hohe Investitionskosten	höchsten Investitionskosten
Wärmepreis*	8,54 ct/kWh	10,04 ct/kWh	10,33 ct/kWh
möglicher Wärmepreis bei Einspeisung**	8,54 ct/kWh	9,50 ct/kWh	9,54 ct/kWh
möglicher Wärmepreis bei Selbstverbrauch**	8,54 ct/kWh	7,28 ct/kWh	6,89 ct/kWh

* auf 10 Jahre ohne Preisänderungen und ohne Förderungen

** auf 10 Jahre ohne Preisänderungen mit möglichen Förderungen

Die Variante mit den geringsten Investitionskosten, dem geringen Risiko und dem niedrigsten Wärmepreis ist die Variante A1. Diese ist die häufigste praktizierte Variante, wenn es um einen Umstieg von Heizöl auf Erdgas als Brennstoff geht. Alle Firmen in dieser Branche beherrschen die Umrüstung und moderne Erdgasbrennwertkessel sind günstig in der Anschaffung. Wie wirtschaftlich der Umstieg von Heizöl auf Erdgas aktuell sein kann, zeigt der ermittelte neue Wärmepreis. Selbst bei einer Investitionshöhe von ca. 27.000 Euro sinkt der Wärmepreis von aktuell 10,58 ct / kWh um mehr als 2 Cent auf 8,54 ct / kWh, wenn ein Zeitraum von 10 Jahren ohne Preisanstieg betrachtet wird. Wenn die Kosten für Erdgas um 15% steigen beträgt der neue Wärmepreis 9,58 ct / kWh und ist somit 1 Cent geringer als der aktuelle.

Die beiden Varianten mit Mini-Blockheizkraftwerken lohnen sich nach aktuellen Erkenntnissen nur, wenn der erzeugte Strom möglichst selbst verbraucht wird. Hohe Investitionskosten und ein geringer Baseloadpreis senken die Wirtschaftlichkeit neuer Anlagen. Größter Faktor ist die geringe Wärmelast pro Gebäude. Sechs Wohneinheiten pro Gebäude sind für heutige Mini- oder Micro-Blockheizkraftwerke einfach noch zu wenig um bei gleichzeitig hohen Anschaffungskosten wirtschaftlich zu arbeiten. Ist jedoch ein Selbstverbrauch der erzeugten elektrischen Energie möglich, dann werden folgende zwei Varianten sehr interessant.

Die Variante B1 ist zu empfehlen, wenn der Einsatz eines Blockheizkraftwerks erwünscht ist, jedoch die Errichtung eines Nahwärmenetzes nicht. Trotzdem müssen bei dieser Variante wenige Meter Nahwärmeleitungen verlegt werden. Der ermittelte Wärmepreis bei direkter Einspeisung inkl. Förderungen beträgt 9,50 ct / kWh und kann mit der zuvor empfohlene Variante A1 nicht konkurrieren. Bei Selbstverbrauch sinkt der Wärmepreis jedoch deutlich auf 7,28 ct / kWh. Aus energetischer Sicht ist diese Variante die effektivste und nutzt die eingesetzte Primärenergie am besten. Eine Möglichkeit die elektrische Energie selbst zu verbrauchen wäre die Treppenhausbeleuchtung der angrenzenden Mehrfamilienhäuser im Plattenbaustiel. Diese befinden sich im Besitz der SWG Tangerhütte. Die durch das BHKW erzeugte elektrische Energie könnte mit den Energiekosten dieser Gebäude bilanziell mit Absprache des örtlichen Netzbetreibers verrechnet werden.

Als sehr gute Alternative ist die Variante C1 zu erwähnen. Trotz höheren Investitionskosten nach Abzug der möglichen staatlichen Förderung ist der Wärmepreis bei Selbstverbrauch der elektrischen Energie nochmals geringer und beträgt 6,89 ct / kWh. Energetisch betrachtet ist diese Variante nicht ganz optimal, denn im Verhältnis zu den einzelnen Gebäuden ist die Verlustleitung des Wärmenetzes recht hoch, jedoch noch akzeptabel.

7 Abkürzungsverzeichnis

KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
BHKW	Blockheizkraftwerk
HHS	Holz hackschnitzel
KWK-G	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
SO ₂	Schwefeldioxid
NO _x	Stickoxide
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
GuD	Gas und Dampf
Abs.	Absatz
Abb.	Abbildung
Nr.	Nummer
MAP	Marktanreizprogramm
EEX	European Energy Exchange (Europäische Strombörse)
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
DDR	Deutsche Demokratische Republik
el.	elektrisch/-e/-er/-en
kW	Kilowatt (Einheit el. / th. Leistung)
MW	Megawatt (Einheit el. / th. Leistung. 1 MW = 1.000 kW)
kWh	Kilowattstunde/-n (Einheit Wärmearbeit, el. Arbeit)
MWh	Megawattstunde/-n (Einheit Wärmearbeit, el. Arbeit)
GWh	Gigawattstunde/-n (Einheit Wärmearbeit, el. Arbeit)
€ / EUR	Euro
ct	Cent / Eurocent (1 Euro = 100 Cent)
srm	Schüttraummeter
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
SWG	Städtische Wohnungsgesellschaft GmbH Tangerhütte
EnEV	Energieeinsparverordnung
AM	Airmass, air mass, airmass
WE	Wohneinheiten
th.	thermisch
el.	elektrisch

8 Eidesstattliche Erklärung

Name, Vorname: Träbert, Marco Geburtsdatum: 08.08.1985
Matrikelnummer: 20082627 Geburtsort: Staßfurt

Hiermit versichere ich an Eides statt und durch meine Unterschrift, dass die vorliegende Arbeit von mir selbstständig, ohne fremde Hilfe angefertigt worden ist. Inhalte und Passagen, die aus fremden Quellen stammen und direkt oder indirekt übernommen worden sind, wurden als solche kenntlich gemacht. Ferner versichere ich, dass ich keine andere, außer der im Literaturverzeichnis angegebenen Literatur verwendet habe. Diese Versicherung bezieht sich sowohl auf Textinhalte sowie alle enthaltenden Abbildungen, Skizzen und Tabellen. Die Arbeit wurde bisher keiner Prüfungsbehörde vorgelegt und auch noch nicht veröffentlicht.

Stendal, den 02.12.2013

.....
Marco Träber

9 Anhang

- GetSolar-Reporte für Variante 1 bis 1C, sowie Variante 3 mit 18 und 36 Kollektoren
- Berechnung der Heizölrechnung für Neustädter Ring 62 – 63 der SWG Tangerhütte