



**Konzept Plus-Energie-
Siedlung**

Für das Wohngebiet West in Bad Salzhausen

1.1.1.1. Förderprojekt

Laufzeit: Mai - September 2022

Land Hessen

HESSEN



2.1.1.1. Projektpartner

Dieses Projekt wurde unter Zusammenarbeit der Stadt Nidda, der blfp planungs GmbH und der energielenker projects GmbH durchgeführt.

Auftraggeber

Der Magistrat der Stadt Nidda

Wilhelm-Eckhardt-Platz
63667 Nidda

Tel.: +49 6043/8006-254

Ansprechpartner: Herr Hildebrandt

Auftragnehmer

energielenker projects GmbH

Niederlassung Rhein-Main
Robert-Bosch-Straße 5
63303 Dreieich

Tel.: +496103-376698-1

Ansprechpartner: Herr Cannas



Lesehinweis

Aus Gründen der besseren Lesbarkeit wurde im vorliegenden Bericht bei Personen-Bezeichnungen in der Regel die maskuline Form verwendet. Diese schließt jedoch gleichermaßen die feminine Form mit ein. Die Leserinnen und Leser werden dafür um Verständnis gebeten.

INHALTSVERZEICHNIS

Inhaltsverzeichnis	3
Abbildungsverzeichnis	6
Tabellenverzeichnis	9
1 Ausgangssituation und Projektansatz	12
1.1 SZENARIEN ZUR ENTWICKLUNG DES WOHNBAUGEBIETS	14
2 Ermittlung des Energiebedarfs	16
2.1 ERMITTLUNG DES WÄRMEBEDARFS	16
2.1.1 Energetische Anforderungen an Gebäude	19
2.1.2 Thermische Gebäudesimulation	23
2.2 ERMITTLUNG DES STROMBEDARFS	26
3 Potenzialermittlung zur Nutzung erneuerbarer Energien im Plangebiet	28
3.1 PHOTOVOLTAIK	28
3.2 ABWÄRME	32
4 Wärmeversorgungskonzepte	33
4.1 ZENTRALE VERSORGUNGSVARIANTEN	33
4.1.1 Variante 1: Warmes Nahwärmenetz – Biomassekessel	35
4.1.2 Variante 2: (Mittel-)warmes Nahwärmenetz – Luft-Wasser-Wärmepumpe (Cluster MFH u. Betreuts Wohnen) + dezentrale Luft-Wasser-Wärmepumpen	39
4.2 DEZENTRALE VERSORGUNGSVARIANTEN	43
4.2.1 Variante 3: Luft-Wasser-Wärmepumpe	43
4.3 VERGLEICH DER VERSORGUNGSVARIANTEN	45
4.3.1 Wirtschaftlicher Vergleich	45
4.3.2 Ökologischer Vergleich	50
4.3.3 Plus-Energie-Bilanz	56
4.3.4 Autarkiegrad	59
4.4 ENTWICKLUNG DES STROM-VERTEILNETZES DES WOHNGEBIET WEST ...	62
5 Speichertechnologien	64
5.1 WÄRMESPEICHER	65
5.2 STROMSPEICHER	67
5.2.1 Stromspeicher Vergleich zentral / dezentral	69

5.3	BEWERTUNG.....	71
6	Smart Grid	73
7	Solartechnische Untersuchung	75
7.1	VERSCHATTUNG DURCH TOPOGRAPHIE	75
7.2	VERSCHATTUNG UND ORIENTIERUNG DER PLANGEBÄUDE.....	75
7.3	DACHFORMEN UND DACHAUSRICHTUNG	86
7.4	ANORDNUNG VON BEPFLANZUNG	86
7.5	SOLARENERGETISCHES OPTIMIERUNGSPOTENZIAL	88
7.5.1	Optimierungsmaßnahmen Gebäude C und D	89
7.5.2	Optimierungsmaßnahmen Gebäude H	90
7.5.3	Optimierungsmaßnahmen Gebäude I	91
7.5.4	Optimierungsmaßnahmen Gebäude J-N.....	92
7.5.5	Optimierungsmaßnahmen Gebäude P.....	93
8	Betreibermodelle	94
8.1	BETREIBERMODELL-CONTRACTING	95
8.1.1	Betreibermodelle zentrale Energieversorgung.....	95
8.1.1.1	Nahwärmenetz mit Biomasse und Erdgas-Spitzenlastkessel	95
8.1.1.2	(Mittel-)warmes Nahwärmenetz – Luft-Wasser-Wärmepumpe (Cluster MFH u. betreuts Wohnen).....	99
8.2	BETREIBERMODELLE DEZENTRALE ENERGIEVERSORGVARIANTE....	99
9	Zukunftsorientierte Mobilität.....	101
9.1	VARIANTENBETRACHTUNG ZUR REDUKTION DES ENDENERGIE- BEDARFES UND DER THG-EMISSIONEN.....	103
9.1.1	Basisszenario „weiter wie bisher“	103
9.1.2	Szenario „vermeiden und verlagern“	105
9.1.3	Szenario „vermeiden, verlagern und verbessern“	106
9.2	ALTERNATIVEN MOTORISIERTEN INDIVIDUALVERKEHR.....	109
9.2.1	Verkehrsanbindung.....	109
9.2.2	Anbindung an den öffentlichen Verkehr	111
9.2.3	Tempo-Zonierungen.....	111
9.2.4	Schaffung von überdachten, hochwertigen Fahrradabstellanlagen im Bereich der Mehrfamilienhäuser.....	112
9.2.5	Quartiersmobilitätsstation.....	112

9.2.6	Installation von E-Bike-Ladesäulen	113
9.2.7	Förderung von Car- und Bikesharing	113
9.3	LADEINFRASTRUKTUR UND E-MOBILITÄT	113
10	Festsetzungsmöglichkeiten und Handlungsempfehlung	115
10.1	FESTSETZUNGSMÖGLICHKEITEN IN DER BAULEITPLANUNG	115
10.2	NUTZERVERHALTEN UND NUTZERSENSIBILISIERUNG.....	122
10.3	HANDLUNGSEMPFEHLUNG	125
10.4	NUTZWERTANALYSE	126
10.5	SENSITIVITÄTSANALYSE.....	128
10.6	PLUSENERGIEHAUS.....	132
11	Literaturverzeichnis	134
12	Anhang	136

ENTWURF

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1.1: Städtebauliches Konzept „Wohngebiet West“ (Quelle: Gemeinde Nidda; blfp Planungs GmbH, Stand: 15.07.2022).....	13
Abbildung 1.2: Szenarien zur Entwicklung der Haushaltsstruktur im Plangebiet „Wohngebiet West“ (energielenker GmbH 2022).....	15
Abbildung 2.1: Darstellung der Gebäudetypenzuweisung des Neubaugebiets.....	17
Abbildung 2.2: Übersicht der Anforderungswerte des Referenzgebäudes für ein Wohngebäude	19
Abbildung 2.3: Exemplarische Darstellung EH 40 plus Effizienzhaus.....	20
Abbildung 2.4: Kostenvergleich GEG, EH 40 / EH 40 Plusenergiehaus.....	22
Abbildung 2.5: Durchschnittliche AußentemperaturNidda Quelle: Klimadaten für Nidda aus Meteonorm 2019.....	23
Abbildung 2.6: Wärmegewinne und Wärmeverluste.....	24
Abbildung 2.7: Behaglichkeit Raumklima in einem Wohnraum im Erdgeschoss (Südausrichtung).....	25
Abbildung 2.8: Energiebedarf des Baugebietes (energielenker projects GmbH, 2022).....	27
Abbildung 3.1: Durchschnittliche Strahlungsintensität, Nidda.....	28
Abbildung 3.2: Auszug aus dem Solarpotenzialkataster des Landes Hessen für Bad Salzhausen Nidda.....	29
Abbildung 3.3: Einfamilienhaus mit Ost-West-Ausrichtung (links) und Mehrfamilienhaus 8 WE mit Ost-West Ausrichtung (rechts).....	29
Abbildung 3.4: Betreutes Wohnen mit PV Belegung.....	30
Abbildung 3.5: Aufbauprinzip eines Solargründaches.....	31
Abbildung 4.1: Darstellung Bilanzgrenze für den Vergleich der zentralen Versorgungsvarianten	35
Abbildung 4.2: Potenzieller Verlauf und Vordimensionierung eines warmen Nahwärmenetzes.....	36
Abbildung 4.3: Potenzieller Verlauf eines mittel warmen Nahwärmenetzes	40
Abbildung 4.4: Versorgungsschema Luft-Wasser-Wärmepumpe	43
Abbildung 4.5: Variantenvergleich kostendeckender Wärmepreis im EH 55 und EH 40 Baustandard (Vollkostenrechnung)	48
Abbildung 4.6: Variantenvergleich Investitionskosten im EH 55 und EH 40 Baustandard (Vollkostenrechnung).....	48
Abbildung 4.7: Variantenvergleich jährliche Kosten Wärmepreis im EH 55 und EH 40 Baustandard (Vollkostenrechnung).....	49
Abbildung 4.8: Verlauf des CO ₂ -Emissionsfaktor des deutschen Strommix seit 1990.....	50
Abbildung 4.9: Grafische Darstellung CO ₂ -Emissionen des Gesamtgebiets nach Wärmeversorgung und Haushaltsstrom im EH 55 Standard gegenüber potenziellen PV-Erträgen.....	53
Abbildung 4.10: Grafische Darstellung CO ₂ -Emissionen des Gesamtgebiets nach Wärmeversorgung und Haushaltsstrom im EH 40 Standard gegenüber potenziellen PV-Erträgen.....	53

Abbildung 4.11: Variantenvergleich jährlicher Primärenergiebedarf für Wärme und Haushaltsstrom im EH 55 Standard	55
Abbildung 4.12: Variantenvergleich jährlicher Primärenergiebedarf für Wärme und Haushaltsstrom im EH 40 Standard	56
Abbildung 4.13: Auswertung Plus-Energie-Bilanz mit EH 55 Standard.....	58
Abbildung 4.14: Auswertung Plus-Energie-Bilanz mit EH 40 Standard.....	58
Abbildung 4.15: Auswertung Autarkiegrad mit EH 55 Standard.....	61
Abbildung 4.16: Auswertung Autarkiegrad mit EH 40 Standard.....	61
Abbildung 4.17: Abgrenzung Stromnetz, geschlossenes Verteilnetz, Kundenanlage (Quelle: Rödl & partner 2018, www. roedl.de)	63
Abbildung 5.1: Überblick Speichertechnologien, gestrichelt: Für Eigenheime und Quartiere relevant.....	65
Abbildung 5.2: Darstellung der theoretischen Amortisationszeit der dezentralen Speicher durch monatliche Kosten für zentralen Speicher	71
Abbildung 6.1: Grafische Zusammenfassung Smart Grid	73
Abbildung 7.1: Lichtarten (quelle: www.naturallighting.wordpress.com).....	76
Abbildung 7.2: Intensität der Globalstrahlung (Quelle: www.sbz-monteur.de).....	76
Abbildung 7.3: Nummerierung der Plangebäude im Wohngebiet West (Eigene Darstellung 2022)...	77
Abbildung 7.4: Strahlungsleistung der Sonne im Wohngebiet West; Ansicht Süd-Ost (Ø Heizperiode, Eigene Darstellung 2022).....	78
Abbildung 7.5: Strahlungsleistung der Sonne im Wohngebiet West; Ansicht Nord-Ost (Ø Heizperiode, Eigene Darstellung 2022).....	78
Abbildung 7.6: Zuordnung der Hauptwohnfassaden im Wohnquartier Mitte.....	80
Abbildung 7.7: Solarenergetische Verluste durch Orientierung und Verschattung.....	85
Abbildung 7.8: Aufbauprinzip eines Solargründaches (Eigene Darstellung 2017)	86
Abbildung 7.9: Anordnung der Bestands- und Planbäume im Wohngebiet West (Eigene Darstellung 2022).....	87
Abbildung 7.10: Benötigter Abstand zwischen Einzelbäumen und Südfassade (Quelle: Baden- Württemberg, Solarfibel)	87
Abbildung 7.11: Optimierungsvorschlag	90
Abbildung 7.12: Stellung der Gebäude im städtebaulichen Entwurf.....	90
Abbildung 7.13: Darstellung der Baumstandorte im städtebaulichen Entwurf.....	90
Abbildung 7.14: Darstellung der Baumstandorte unter Berücksichtigung um der Abstandsregel.....	90
Abbildung 7.15: Darstellung der Optimierungsmaßnahmen.....	91
Abbildung 7.16: Stellung der Gebäude im städtebaulichen Entwurf.....	91
Abbildung 7.17: Darstellung der Gebäudeausrichtung im städtebaulichen Entwurf	92
Abbildung 7.18: Darstellung der Optimierungsmaßnahmen.....	92

Abbildung 7.19: Darstellung der Baumstandorte unter Berücksichtigung um der Abstandsregel.....	93
Abbildung 7.20: Darstellung der Baumstandorte im städtebaulichen Entwurf.....	93
Abbildung 8.1: Laden mit statischen Lastmanagement, Quelle: (energielenker projects GmbH, 2022).....	98
Abbildung 8.2: Laden mit dynamischen Lastmanagement, Quelle: (energielenker projects GmbH, 2022).....	98
Abbildung 9.1: Bausteine nachhaltiger Mobilität	101
Abbildung 9.2: Relevante Akteure im Bereich nachhaltige Mobilitätsentwicklung im Quartier	102
Abbildung 9.3: Modal-Split des Raumtyps „ländliche Region- städtischer Raum“ [eigene Darstellung, Datengrundlage: (10)].....	103
Abbildung 9.4: Endenergieverbrauch (rechts) und THG-Emissionen (links) des Verkehrs	104
Abbildung 9.5: Szenarien im Vergleich THG-Emissionen	107
Abbildung 9.6: Szenarien im Vergleich Endenergiebedarf (energielenker 2021) (eigene Berechnung und Darstellung)	108
Abbildung 9.7: Verkehrsanbindung Neubaugebiet West	109
Abbildung 9.8: Erreichbarkeitsanalyse Radverkehr [eigene Darstellung, Kartengrundlage OSM]	110
Abbildung 9.9: Ausschnitt aus dem Liniennetzplan für den Wetteraukreis (12)	111
Abbildung 9.10: Tempo-Zonierungen im Neubaugebiet West.....	112
Abbildung 9.11: Zentraler Quartiersparkplatz als Standort für Ladeinfrastruktur (Ausschnitt Bebauungsplan)	114
Abbildung 10.1: Haushaltsstrombedarf des Gesamtgebiets in Abhängigkeit des Nutzerverhaltens.....	122
Abbildung 10.2: Sensitivitätsanalyse Jahresheizkosten - Variation Strombezugskosten (alle Angaben netto)	128
Abbildung 10.3: Sensitivitätsanalyse Jahresheizkosten - Variation Preissteigerungsrate.....	129
Abbildung 10.4: Sensitivitätsanalyse CO ₂ -Emissionen - Variation Nutzerverhalten.....	130
Abbildung 10.5: Sensitivitätsanalyse CO ₂ -Emissionen - Variation Emissionsfaktor.....	131
Abbildung 10.6: Vergleich der Plusenergiebilanz der einzelnen Gebäude	133

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1.1:	Annahmen Szenarien Haushaltsstruktur	14
Tabelle 1.2:	Szenarien zur Verteilung der Haushaltsstruktur in Prozent und Anzahl der Bewohner im Plangebiet (energielenker GmbH 2022).....	14
Tabelle 2.1:	Anzahl der Wohngebäudetypen im Plangebiet und energetische Nutzflächen.....	16
Tabelle 2.2:	Wärmebedarf pro Gebäudetyp nach GEG	18
Tabelle 2.3:	Wärmebedarf pro Gebäudetyp nach EH 55	18
Tabelle 2.4:	Wärmebedarf pro Gebäudetyp nach EH 40 / Plusenergiehaus	18
Tabelle 2.5:	Dämmaufwand GEG, EH 40	21
Tabelle 2.6:	Übersicht der möglichen Fördermittel nach BEG (KfW),	22
Tabelle 2.7:	Ansichten des beispielhaften EFH-Musterhauses.....	23
Tabelle 2.8:	Bauteile und Massen des Musterhauses nach EH 40.....	24
Tabelle 2.9:	Behaglichkeitsstunden für einen Wohnraum im Beispielhaus.....	25
Tabelle 2.10:	Jahresstrombedarf nach Effizienzstandards	26
Tabelle 2.11:	Gesamtenergiebedarf	27
Tabelle 3.1:	Potenzialermittlung Photovoltaik	30
Tabelle 3.2:	Vergleich der Himmelsausrichtungen Ost-West und Süd beim Einfamilienhaus	31
Tabelle 4.1:	Übersicht der Gebäudetypen in den Versorgungsvarianten	34
Tabelle 4.2:	Konzeption und Grobdimensionierung für Variante 1	37
Tabelle 4.3:	Konzeption und Grobdimensionierung für Variante 1	38
Tabelle 4.4:	Konzeption und Grobdimensionierung für Variante 2	40
Tabelle 4.5:	Konzeption und Grobdimensionierung für Variante 2	41
Tabelle 4.6:	Konzeption und Grobdimensionierung für Variante 3	43
Tabelle 4.7:	Konzeption und Grobdimensionierung für Variante 3	44
Tabelle 4.8:	Rahmenbedingungen der Wirtschaftlichkeitsberechnung.....	46
Tabelle 4.9:	Wirtschaftlicher Vergleich der Wärmeversorgungsvarianten im EH 55 Standard	47
Tabelle 4.10:	Wirtschaftlicher Vergleich der Wärmeversorgungsvarianten im EH 40 Standard	47
Tabelle 4.11:	Variantenvergleich jährliche CO ₂ -Emissionen im Gesamtgebiet für Wärme und Haushaltsstrom im EH 55 Standard	51
Tabelle 4.12:	Variantenvergleich jährliche CO ₂ -Emissionen im Gesamtgebiet für Wärme und Haushaltsstrom im EH 40 Standard	52
Tabelle 4.13:	Variantenvergleich jährlicher Primärenergiebedarf im Gesamtgebiet für Wärme und Haushaltsstrom im EH 55 Standard	54
Tabelle 4.14:	Variantenvergleich jährlicher Primärenergiebedarf im Gesamtgebiet für Wärme und Haushaltsstrom im EH 40 Standard	54

Tabelle 4.15:	Variantenvergleich jährlicher Endenergiebedarf im Gesamtgebiet für Wärme und Haushaltsstrom im EH 55 Standard	57
Tabelle 4.16:	Variantenvergleich jährlicher Endenergiebedarf im Gesamtgebiet für Wärme und Haushaltsstrom im EH 40 Standard	57
Tabelle 4.17:	dezentrale Stromspeicher je Gebäudetyp (energielenker projects GmbH, 2022)	59
Tabelle 4.18:	Auswertung Autarkiegrad mit EH 55 Standard.....	60
Tabelle 4.19:	Auswertung Autarkiegrad mit EH 40 Standard.....	60
Tabelle 5.1:	Praxisbeispiele für Quartierseisspeicher	66
Tabelle 5.2:	Tarife zentraler Quartierspeicher (Entega AG,2022)	69
Tabelle 5.3:	Tarife zentraler Quartierspeicher (Entega AG,2022)	69
Tabelle 5.4:	Vergleich dezentrale zu zentraler Stromspeicher	70
Tabelle 7.1:	Durchschnittlicher Strahlungswert innerhalb der Heizperiode (1. Oktober bis 30. April) im Wohngebiet West.....	79
Tabelle 7.2:	Einzelergebnisse der solarenergetischen Bewertung	82
Tabelle 7.3:	Solarenergetisches Optimierungspotenzial	89
Tabelle 8.1:	Übersicht unterschiedlicher Betreibermodelle	94
Tabelle 9.1:	Basisszenario - verkehrsbezogener Endenergie-, Primärenergieverbrauch und THG-Emissionen nach Kraftstoffen	105
Tabelle 9.2:	Szenario „vermeiden und verlagern“ - verkehrsbezogener Endenergie-, Primärenergieverbrauch und THG-Emissionen nach Kraftstoffen	106
Tabelle 9.3:	Szenario „vermeiden, verlagern und verbessern“ - verkehrsbezogene Endenergie-, Primärenergieverbrauch und THG-Emissionen	106
Tabelle 9.4:	Szenarien im Vergleich THG-Emissionen nach Energieträgern, Angaben in t.....	107
Tabelle 9.5:	Szenarien im Vergleich Endenergiebedarfe nach Energieträgern, Angaben in MWh/a	108
Tabelle 10.1:	Übersicht über klimaschutzrelevante Darstellungs- und Festsetzungsmöglichkeiten in der Bauleitplanung und weiteren Planungsinstrumenten	115
Tabelle 10.2:	Einflussbereiche durch Nutzerverhalten und energieeinsparende Beispiele.....	123
Tabelle 10.3:	Entscheidungsmatrix	127
Tabelle 10.4:	Sensitivitätsanalyse – Variation Strombezugskosten umd 20 % (alle Angaben netto)	128
Tabelle 10.5:	Sensitivitätsanalyse – Variation Strombezugskosten Steigerungsrate (alle Angaben netto)	129
Tabelle 10.6:	Auswertung Plusenergiehaus für Variante 3 im Baustandard EH 40.....	132
Tabelle A.1:	CO ₂ Emissionsfaktoren in g CO ₂ -Äquivalent pro kWh	136
Tabelle A.2:	Primärenergiefaktoren nicht erneuerbarer Anteil	137

Tabelle A.3: Annahme und Berechnungsgrundlage 138

ENTWURF

1 AUSGANGSSITUATION UND PROJEKTANSATZ

Ein Ziel der Bundesregierung Deutschland ist es, den Primärenergieverbrauch bis 2045 gegenüber 2008 um 50 % zu senken. Aktuell können fast 43 % des Stroms aus erneuerbaren Quellen wie Wind, Sonne, Wasser oder Biomasse gewonnen werden. Neben der Wende in der Stromproduktion, rückt der Energiebedarf im Gebäudebereich mehr und mehr in den Vordergrund. Der Gebäudebereich und damit insbesondere der Energieeinsatz in den eigenen vier Wänden für Heizung und Warmwasser, hat einen Anteil von ca. 35 % am gesamten Endenergieverbrauch der Bundesrepublik. Kernziel ist es, diese Bedarfe zunehmend mit erneuerbaren Energien und effizient zu decken.

Demzufolge hat sich das Bundesland Hessen zum Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2045 den Energiebedarf für Strom und Wärme ausschließlich aus erneuerbaren Energien zu decken. Die Gemeinde Nidda orientiert sich an diesem Ausbauziel und möchte die Entwicklung eines innovativen, energetischen Konzeptes anstreben, um die Klimaschutzziele auf kommunaler Ebene zu fördern und eine Entscheidungsgrundlage für Investitionen im Energie- und Baubereich zu bilden.

Das geplante Neubaugebiet „Wohngebiet West“ befindet sich am südwestlichen Rand von Bad Salzhausen. Auf der Fläche, die zum Teil landwirtschaftlich genutzt wird und im nordöstlichen Teil als Parkplatz dient, soll ein beispielhaftes Wohngebiet entstehen, das den hohen energetischen Standard mit ökologischen, wirtschaftlichen und vor allem auch gesellschaftlichen Ziele verbindet. Das Plangebiet „Wohngebiet West“ stellt eine zusammenhängende Baugebietsfläche dar, welche im südwestlichen Teil des Ortsteil Bad Salzhausen der Gemeinde Nidda liegt. Die umliegenden Flächen im Westen, Süden und Osten sind landwirtschaftlich genutzt, im Norden schließt sich eine aufgelockerte Bebauung aus Ein-, Zwei- und Mehrfamilienhäusern an. Die Erschließung des Baugebietes erfolgt über zwei Zufahrten über die Straße „Im Seefeld“ sowie über eine Zufahrt über die „Kurallee“ (s. Abbildung 1.1)

Der städtebauliche Entwurf (Stand 15.07.2022) sieht eine Bebauung mit zweigeschossigen Einzelhäusern (11), zweigeschossigen Mehrfamilienhäusern (7), sowie einer Einrichtung für Betreutes Wohnen vor. Insgesamt sollen im Baugebiet 19 Gebäude für ca. 211 Bewohner entstehen.

Im Rahmen des vorliegenden Energieversorgungskonzeptes wurden für das Plangebiet verschiedene Energieversorgungslösungen ausgearbeitet und konzeptionell entwickelt. Neben dem Aufzeigen von Möglichkeiten zur Steigerung der Energieeffizienz in der Strom- und Wärmeversorgung sowie des Ausbaus der Netzinfrastruktur, enthält das Energieversorgungskonzept eine nachhaltige Verkehrskonzeption in drei Varianten sowie umsetzungsorientierte Maßnahmen- und Handlungsempfehlungen.

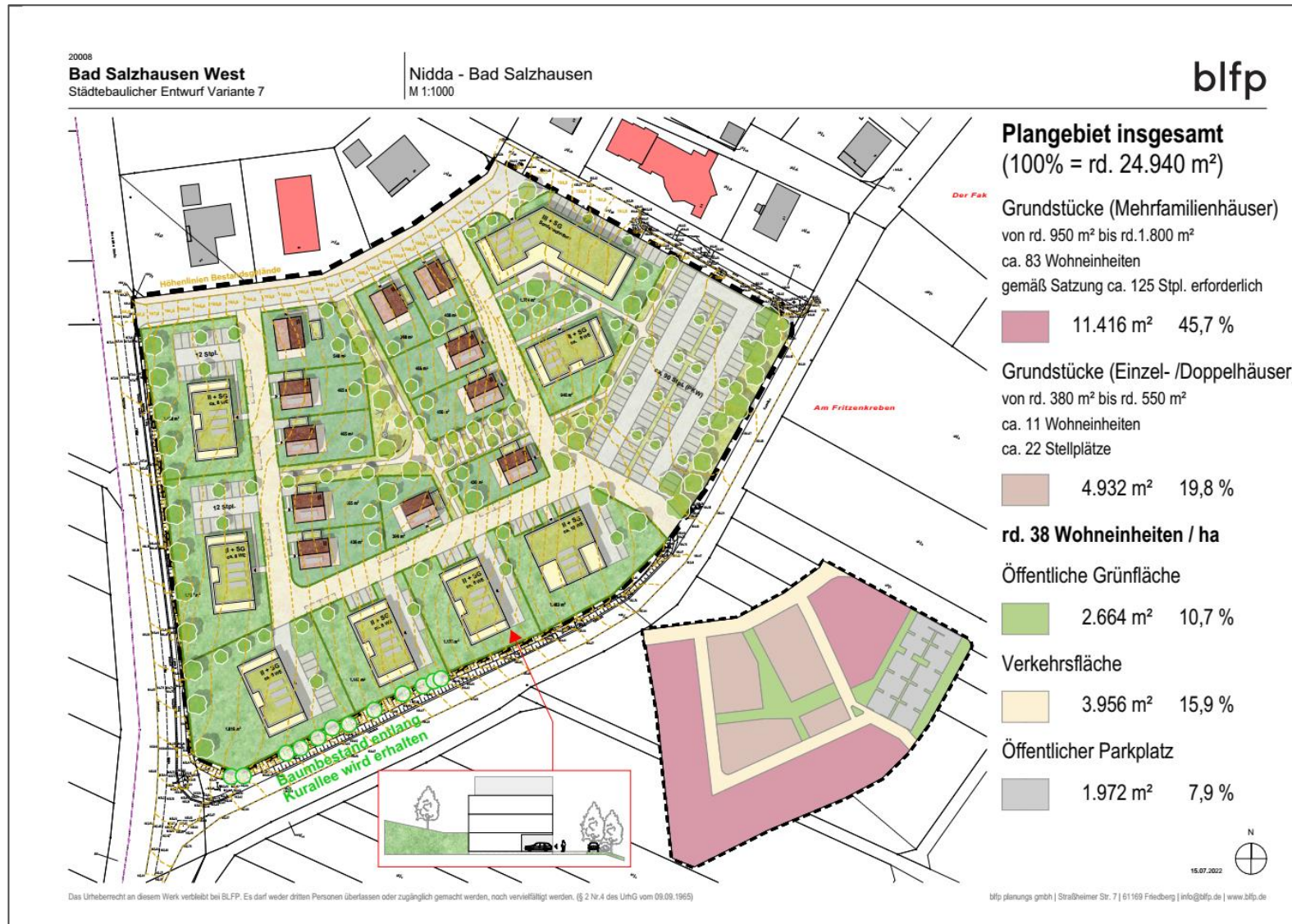


Abbildung 1.1: Städtebauliches Konzept „Wohngbiet West“ (Quelle: Gemeinde Nidda; blfp Planungs GmbH, Stand: 15.07.2022)

1.1 SZENARIEN ZUR ENTWICKLUNG DES WOHNBAUGEBIETS

Um Rückschlüsse auf die Anzahl der Haushalte der geplanten Gebäude und auf die Haushaltsgröße zu erhalten, wurden im Rahmen des Energieversorgungskonzepts drei Szenarien zur Entwicklung des Neubaugebietes „Wohngebiet West“ erarbeitet. Dabei wurden drei Szenarien auf der Grundlage des städtebaulichen Konzepts (u. a. vorgesehene Gebäudetypen) mit folgenden Annahmen entwickelt. Die Tabelle 1.1 und Tabelle 1.2 geben eine Übersicht der drei Szenarien zur Verteilung der Haushaltsstruktur und Anzahl der Bewohner im „Wohngebiet West“:

Tabelle 1.1: Annahmen Szenarien Haushaltsstruktur (energielenker GmbH 2022)

Einpersonenhaushalt-Szenario	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Hoher Anteil an Einpersonenhaushalten (z. B. Studenten, Senioren) ▪ Begünstigt durch die Realisierung von kleineren Wohnungen innerhalb der Geschosswohnungsbauten (z. B. Studenten- und Seniorenwohnungen)
Basisszenario	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Durchmischte Bewohner- und Haushaltsstruktur (Ein- und Mehrpersonenhaushalte) ▪ Begünstigt durch das ausgewogene Verhältnis zwischen Ein- und Doppelhäusern, Reihenhäusern und Geschosswohnungsbau ▪ Begünstigt durch Wohnungen und Gebäude die zukünftig eine modulare Nutzung durch flexible Grundrisse mit variabler Nutzung von Flächen ermöglichen
Mehrpersonenhaushalt-Szenario	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Hoher Anteil an großen Haushalten durch z. B. Familien, Wohngruppen ▪ Begünstigt durch die Realisierung von großen Wohnraumflächen für Familien oder gemeinschaftliche Wohnprojekte

Tabelle 1.2: Szenarien zur Verteilung der Haushaltsstruktur in Prozent und Anzahl der Bewohner im Plangebiet (energielenker GmbH 2022)

	Einpersonenhaushalt-Szenario	Basisszenario	Mehrpersonenhaushalt-Szenario
1-Personenhaushalte	51,1%	38,5%	33,2%
2-Personenhaushalte	30,2%	33,1%	29,8%
3-Personenhaushalte	10,3%	13,4%	16,6%
4+-Personenhaushalte	8,4%	15,0%	20,4%
Anzahl Bewohner gesamt	166	193	211

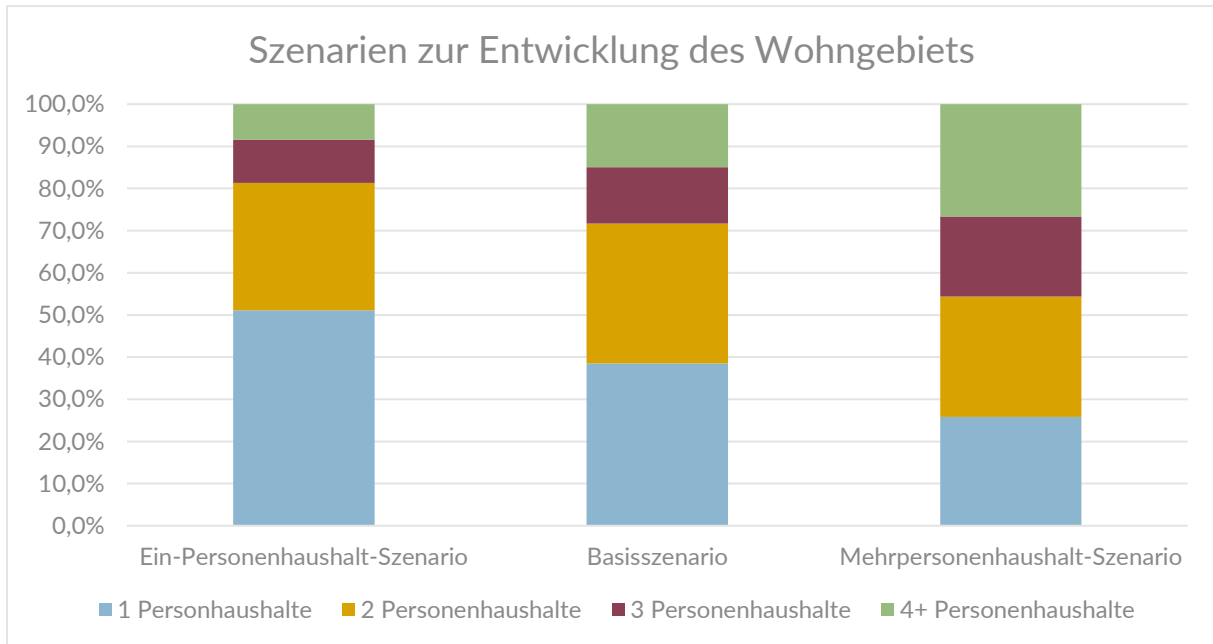


Abbildung 1.2: Szenarien zur Entwicklung der Haushaltsstruktur im Plangebiet „Wohngebiet West“ (energielenker GmbH 2022)

Zur Ermittlung des zukünftigen Energiebedarfs wurde die Haushaltsverteilung aus dem Mehrpersonenhaushalt-Szenario herangezogen. Demnach leben zukünftig im Plangebiet 211 Personen in 94 Haushalten.

2 ERMITTLUNG DES ENERGIEBEDARFS

Die Berechnung des Jahreswärmebedarfes erfolgt über die energetische Nutzfläche und den spezifischen Wärmebedarf des jeweiligen Gebäudes. Der Nutzwärmebedarf für das Trinkwarmwasser wird nach Tabelle 4 der DIN V 18599-10: 2011-12 angesetzt. Die Ermittlung des Wärmebedarfs wird aus dem Gebäudeenergiegesetz (GEG) abgeleitet und auf mittels des Softwareprogramms Energieberater 3D PLUS der Firma Hottgenroth gemäß der DIN V 18599 berechnet.

Nach der Berechnungsmethodik der DIN V 18599 wird der Verbrauch einer bestimmten Energiemenge von Strom und Wärme ermittelt, die z.B. in einem Gebäude zur Beheizung, zur Bereitstellung von Trinkwarmwasser oder zur Beleuchtung des Raums benötigt wird. Diese Energiemenge wird unter der Verwendung von standardisierten Randbedingungen rechnerisch ermittelt und als Energiebedarf gekennzeichnet. Beim Energiebedarf wird das Nutzerverhalten der Bewohner bzw. der Endverbraucher nicht berücksichtigt, daher muss der Haushaltsstrombedarf hinzugezogen werden.

2.1 ERMITTLUNG DES WÄRMEBEDARFS

Der Gesamtenergiebedarf des Wohngebiets setzt sich aus dem Wärme- und Strombedarf zusammen. Der Wärmebedarf ergibt sich aus dem jeweiligen energetischen Standard des Gebäudes. Für das Plangebiet werden folgende Gebäudestandards berücksichtigt: Gebäude nach Mindestanforderungen des GEG, das Effizienzhauses (EH) nach EH 55 und das Effizienzhauses nach EH 40 sowie auch das Plusenergiehaus. Ein KfW-Effizienzhaus ist ein Wohngebäude, welches einen bestimmten Standard in Sachen Energieeffizienz erfüllt. Ein Effizienzhaus 40 benötigt beispielsweise 60% weniger Energie als das Gebäudeenergiegesetz vorgibt.

Die folgende Tabelle 2.1 gibt einen Überblick über die Anzahl der Plangebäude, inkl. der energetischen Nutzfläche, zur Ermittlung des zukünftigen Energiebedarfs.

Tabelle 2.1: Anzahl der Wohngebäudetypen im Plangebiet und energetische Nutzflächen (energielenker projects GmbH, 2022)

Gebäudetyp	Gebäude Anzahl	Wohnfläche [m ²]
Einfamilienhaus	11	198
Mehrfamilienhaus 8 Wohneinheiten	6	738
Mehrfamilienhaus 10 Wohneinheiten	1	909
Mehrfamilienhaus – Betreutes Wohnen	1	2.356

Die Wohnfläche der jeweiligen Gebäude ist auf Grundlage der Grundstücksgrößen und der Geschossflächenanzahl des Bebauungsplans bestimmt. Abbildung 2.1 zeigt die Zuweisung der entsprechend Gebäudetypen aus Tabelle 2.1.



Abbildung 2.1: Darstellung der Gebäudetypenzuweisung des Neubaugebiets (energielenker projects GmbH, 2022)

Die Ermittlung des spezifischen Wärmebedarfs erfolgt wie bereits beschrieben anhand der Berechnung gem. DIN V 18599 für die jeweils beschriebenen Gebäudetypen.

Der Wärmebedarf für die unterschiedlichen Gebäude ergibt sich dabei aus dem Wärmebedarf für Trinkwarmwasser, dem Wärmebedarf für die Heizung und Lüftung und ist für Mindestanforderungen des GEG, den Energiestandards des EH 55 und des EH 40 sowie für das Plusenergiehaus in den beiden nachfolgenden Tabellen aufgeführt (s. Tabelle 2.2 bis Tabelle 2.4). Eine aktive Klimatisierung des Gebäudes ist nicht vorgesehen.

Tabelle 2.2: Wärmebedarf pro Gebäudetyp nach GEG (energielenker projects GmbH, 2022)

Gebäude	Gebäudeanzahl	Energ. Nutzfläche	Spez. Wärmebedarf GEG	Jahreswärmebedarf GEG pro Gebäude	Jahreswärmebedarf GEG gesamt
Einfamilienhaus	11	198	86 kWh/m ² a	17.001 kWh/a	187.011 kWh/a
Mehrfamilienhaus 8 Wohneinheiten	6	738	77 kWh/m ² a	56.657 kWh/a	339.942 kWh/a
Mehrfamilienhaus 10 Wohneinheiten	1	909	66 kWh/m ² a	59.722 kWh/a	59.722 kWh/a
Mehrfamilienhaus – Betreutes Wohnen	1	2.356	59 kWh/m ² a	137.875 kWh/a	137.875 kWh/a
Summe	19	9.872 m²		271.255 kWh/a	724.550 kWh/a

Tabelle 2.3: Wärmebedarf pro Gebäudetyp nach EH 55 (energielenker projects GmbH, 2022)

Gebäude	Gebäudeanzahl	Energ. Nutzfläche	Spez. Wärmebedarf EH 55	Jahreswärmebedarf EH 55 pro Gebäude	Jahreswärmebedarf EH 55 gesamt
Einfamilienhaus	11	198	65 kWh/m ² a	12.891 kWh/a	141.801 kWh/a
Mehrfamilienhaus 8 Wohneinheiten	6	738	62 kWh/m ² a	45.548 kWh/a	273.288 kWh/a
Mehrfamilienhaus 10 Wohneinheiten	1	909	58 kWh/m ² a	52.666 kWh/a	52.666 kWh/a
Mehrfamilienhaus – Betreutes Wohnen	1	2.356	47 kWh/m ² a	110.602 kWh/a	110.602 kWh/a
Summe	19	9.872 m²		221.707 kWh/a	578.357 kWh/a

Tabelle 2.4: Wärmebedarf pro Gebäudetyp nach EH 40 / Plusenergiehaus (energielenker projects GmbH, 2022)

Gebäude	Gebäudeanzahl	Energ. Nutzfläche	Spez. Wärmebedarf EH 40 / Plusenergiehaus	Jahreswärmebedarf EH 40 / Plusenergiehaus pro Gebäude	Jahreswärmebedarf EH 40 / Plusenergiehaus gesamt
Einfamilienhaus	11	198	42 kWh/m ² a	8.390 kWh/a	92.290 kWh/a
Mehrfamilienhaus 8 Wohneinheiten	6	738	38 kWh/m ² a	28.208 kWh/a	169.248 kWh/a
Mehrfamilienhaus 10 Wohneinheiten	1	909	34 kWh/m ² a	31.337 kWh/a	31.337 kWh/a
Mehrfamilienhaus – Betreutes Wohnen	1	2.356	26 kWh/m ² a	62.414 kWh/a	62.414 kWh/a
Summe	19	9.872 m²		130.349 kWh/a	355.298 kWh/a

In Summe ergibt sich für das Baugebiet ein Jahreswärmebedarf von ca. 724.550 kWh/a im GEG Mindeststandard. Analog dazu ergeben sich die Werte für die energetischen Standards

„Effizienzhaus 55“ mit 578.357 kWh/a und „Effizienzhaus 40 / Plusenergiehaus“ mit 355.298 kWh/a (s. Tabelle 2.4). Mit der Wahl des Effizienzhauses 40 können somit jährlich ca. 369.252 kWh/a im Vergleich zum Mindeststandard eingespart werden.

2.1.1 Energetische Anforderungen an Gebäude

Um den Energiebedarf und somit auch die Treibhausgas-Emissionen von Gebäuden möglichst gering zu halten, existiert das Gebäudeenergiegesetz, welches das Energieeinspargesetz (EnEG), die Energieeinsparverordnung (EnEV) und das Erneuerbare-Energien-WärmeGesetz (EEWärmeG) zusammenführt. Das GEG ist ein Instrument der Energie- und Klimaschutzpolitik der Bundesregierung auf Basis des Energieeinsparungsgesetzes und verringert durch bestimmte Vorgaben so schrittweise den Energieverbrauch von Gebäuden. Das GEG enthält Anforderungen an die energetische Qualität von Gebäuden. Sie bezieht sich auf Hüllflächen sowie Anlagentechnik und soll im Kontext der Energiewende für einen sinkenden Energieverbrauch im Gebäudebereich sorgen. Anwendung findet die Verordnung daher bei jedem Neubau- und bei zahlreichen Sanierungsvorhaben.

Das GEG nimmt eine Unterteilung nach der Nutzung der Gebäude vor: Unterschieden wird zwischen Wohn- und Nichtwohngebäude. Die Bewertung der Gebäude findet auf der Grundlage der Vorgaben der DIN V 18599 Energetische Bewertung von Gebäuden – Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung oder der DIN V 4108 Wärmeschutz und Energie-Einsparung in Gebäuden statt. Die Berechnungen erfolgen im vergleichenden Referenzverfahren zu einem modellhaft abgebildeten Gebäude, das die vorgegebenen Werte nach DIN V 18599 bzw. GEG nutzt.



Abbildung 2.2: Übersicht der Anforderungswerte des Referenzgebäudes für ein Wohngebäude

Im November 2020 wurde die Energieeinsparverordnung (EnEV) durch das bereits beschriebene GEG abgelöst. Mit der Novellierung des Gesetzes gibt es bislang keine höheren energetischen Anforderungen an Neubauten und an den Gebäudebestand.

Eine weitere Stufe der energetischen Verbesserung von Gebäuden sind die sogenannten KfW-Effizienzhäuser. Am 04. November 2022 wurde bekanntgegeben, dass es ab dem 01. Februar 2022 keine Förderungen mehr für Effizienzhäuser 55 im Neubau geben wird. Diese Fristsetzung führte dazu, dass es eine massive Antragswelle zu diesem Förderprogramm gab und sämtliche Haushaltsmittel der KfW Bank bereits am 24. Januar 2022 ausgeschöpft waren. Hauptsächlich wurden Effizienzhäuser 55 im Neubau beantragt. Der Grund für eine solch massive Antragswelle für diesen Gebäudestandard war, dass es kaum Anstrengungen gegenüber der Mindestanforderungen GEG gab. Ein Effizienzhaus 55 ist

Mehraufwand und die Mehrkosten für ein Einfamilienhaus, um den Effizienzhausstandard EH 40 und Plusenergiehaus zu erreichen.

Tabelle 2.5: Dämmaufwand GEG, EH 40

Bauteil	Ausführung nach GEG / EH 55 ²	U-Wert [W/m ² K]	Ausführung nach EH 40 ³ / Plusenergiehaus	U-Wert [W/m ² K]
Außenwand	Zweischaliges Mauerwerk mit 14 cm Mineralwolle (0,035 W/mK)	0,22	Zweischaliges Mauerwerk mit 20 cm Kerndämmung Mineralwolle (0,032 W/mK)	0,14
Fenster	Zweischeibenverglasung	1,10	Dreischeibenverglasung	0,80
Satteldach	24 cm Zwischensparrendämmung (0,035 W/mK)	0,18	24 cm Zwischensparrendämmung (0,032 W/mK) + 6 cm Untersparrendämmung (0,032 W/mK)	0,13
Bodenplatte	10 cm Dämmung unter Estrich (0,035 W/mK)	0,32	12 cm Dämmung (0,032 W/mK) + Bodenplattendämmung 8cm (0,035 W/mK)	0,15

² Zum Erreichen des Effizienzhaus 55 ist zudem noch eine Verbesserung der Wärmebrücken notwendig (pauschaler Planungsansatz aus Katalog A – 0,05 W/m²K. Hier entstehen höhere Planungskosten zur wärmebrückenfreien Planung

³ Das Effizienzhaus 40 wurde mit einem detaillierten Wärmebrückennachweis von 0,02 W/m²K berechnet. Auch hier entstehen im Falle der Umsetzung höhere Planungskosten des Gebäudes.

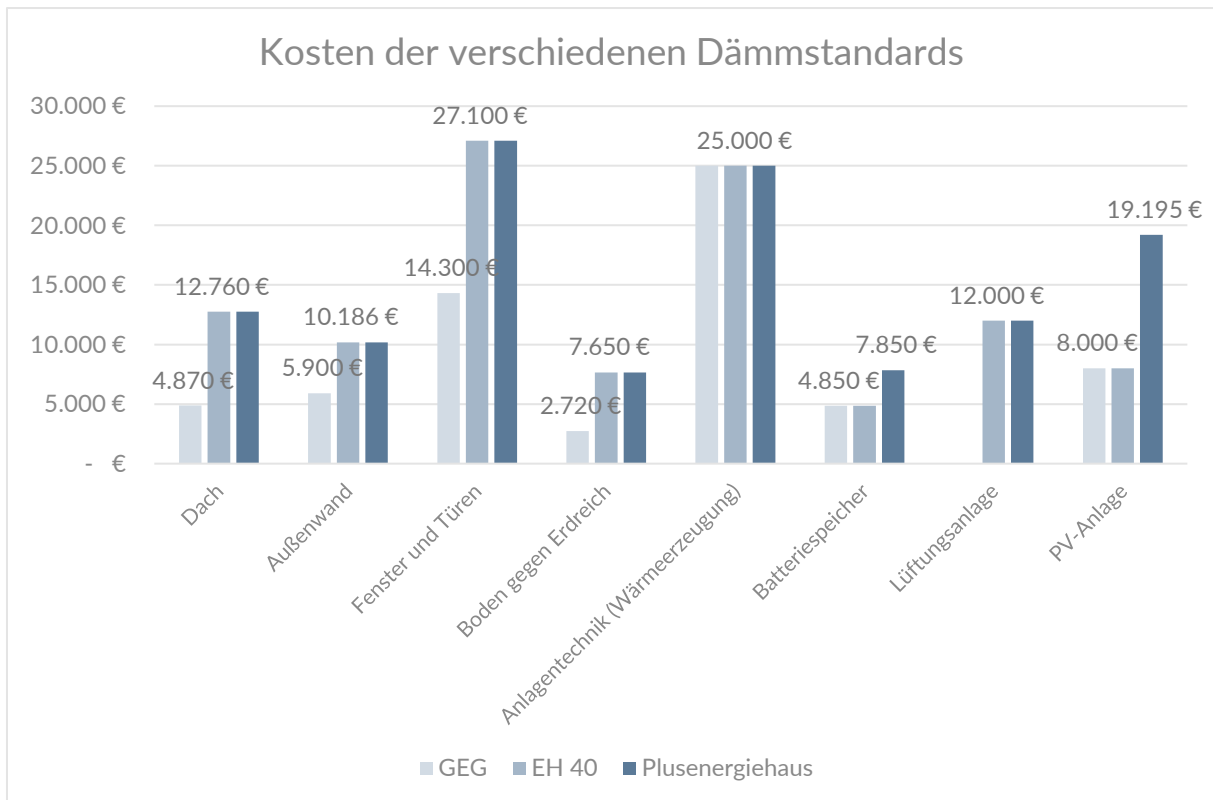


Abbildung 2.4: Kostenvergleich GEG, EH 40 / EH 40 Plusenergiehaus

Die entstehenden Mehrkosten für einen EH 40 Standard können durch das oben genannte Förderprogramm in Form eines Kredites mit Zuschuss (Programm Nr. 261) oder über einen direkten Zuschuss (Programm Nr. 461) der KfW teilweise aufgefangen werden. Wird für ein Gebäude der Effizienzhausstandard 40 NH erreicht, gewährt die KfW einen Tilgungszuschuss derzeit von max. 5% auf 120.000 Euro je Wohneinheit. So werden dann 6.000 Euro je Wohneinheit gefördert. Zudem muss für die Einhaltung einer solchen Klasse noch eine Nachhaltigkeitszertifizierung durchgeführt werden. Die Kosten hierzu variieren je nach Zertifizierungssystem. Aktuell sind die Förderkonditionen für den Neubau nicht mehr so attraktiv wie man es aus der Vergangenheit kannte. Dennoch sollte der Fokus auf der potenziellen Energieersparnis und auf einem zukunftsfähigen Haus liegen.

In der folgenden Tabelle befindet sich die Übersicht der Fördermittel zum Stand 01.09.2022. Da das Förderprogramm derzeit überarbeitet wird, kann es sein, dass es in Zukunft zu anderen Förderkonditionen kommen wird. Die Förderung für das Effizienzhaus 55 im Neubau gibt es, wie bereits im vorangegangenen Text erwähnt, nicht mehr.


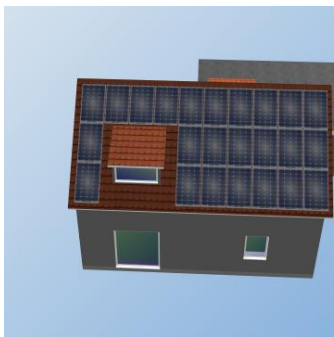
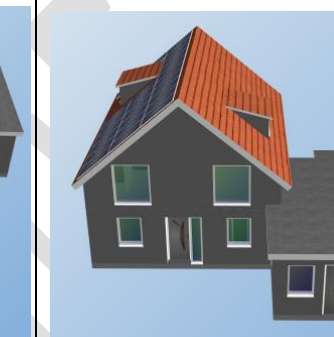
Tabelle 2.6: Übersicht der möglichen Fördermittel nach BEG (KfW), (energielenker projects GmbH, 2022)

Effizienzhaus Standard	Zuschuss
Effizienzhaus 55	15 % auf 120.000€/WE
Effizienzhaus 40 NH	5 % auf 120.000€/WE

2.1.2 Thermische Gebäudesimulation

Zur besseren Bewertung der energetischen Gebäudestandards wurde für das Plangebiet eine thermische Gebäudeanalyse anhand von dreidimensionalen virtuellen Musterhäusern durchgeführt. Beispielhaft soll die Vorgehensweise an einem Musterhaus (Einfamilienhaus) aufgezeigt werden. Es handelt sich um ein Einfamilienhaus mit Satteldach und das Gebäude entspricht einem EH 40 Standard mit Einhaltung der Erneuerbaren-Energien-Klasse. Der Wohnraum im Erdgeschoss und die Photovoltaik-Anlage auf dem Dach ist nach Süden ausgerichtet. Die Fenster sind mit einem außenliegenden Sonnenschutz versehen.

Tabelle 2.7: Ansichten des beispielhaften EFH-Musterhauses (energielenker projects GmbH, 2022)

		
Musterhaus Ansicht Süd	Musterhaus Ansicht Südost	Musterhaus Ansicht Nordwest
Nutzfläche: 216,2 m ² Hüllfläche 454,5 m ² Volumen 675,7 m ³ Geschosshöhe 2,65 m		

Temperaturverlauf:

Folgende Klimadaten standen für den Standort in Nidda zur Verfügung.

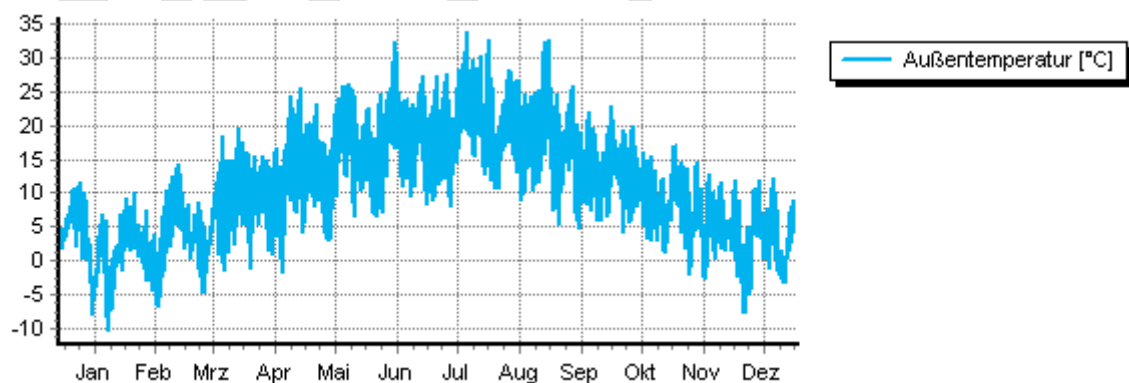


Abbildung 2.5: Durchschnittliche Außentemperatur Nidda Quelle: Klimadaten für Nidda aus Meteonorm 2019

Mit Hilfe der thermischen Simulation lassen sich für die o.g. Randbedingungen die Wärmeverluste und Wärmegewinne für jeden Raum im Gebäude und für das Gebäude als Ganzes berechnen. Die folgende Simulation bezieht sich auf das angesprochene Musterhaus nach dem Effizienzhaus 40 Standard.

Tabelle 2.8: Bauteile und Massen des Musterhauses nach EH 40

Bauteil	Angrenzart	Fläche	U-Wert [W/m ² K]	g-Wert
Dach	Außenluft	110 m ²	0,13	-
Fenster		40 m ²	0,80	0,50
Außentür		4 m ²	1,10	-
Außenwand		255 m ²	0,14	-
Bodenplatte	Erdreich	90 m ²	0,15	-

Für die Berechnung wird von einer durchschnittlichen Jahresraumtemperatur von 19°C ausgegangen. Da das Nutzerverhalten eine entscheidende Rolle spielt und der Energiebedarf vom Energieverbrauch in der Regel stark voneinander abweicht, wurde diese Raumtemperatur gewählt, um möglichst realistische Ergebnisse zu erhalten.

Über das Jahr gesehen ist mit folgenden Energiebedarfen zur Wärmeversorgung zu rechnen:

Energiebedarf /-abgabe

Heizenergiebedarf	7.103,4 kWh
-------------------	-------------

Heiz- und Kühllasten

Max. Heizlast Wärme	4,27 kW (24.Januar, 8-9 h)
Betriebsstunden	5.164 h (Heizung)

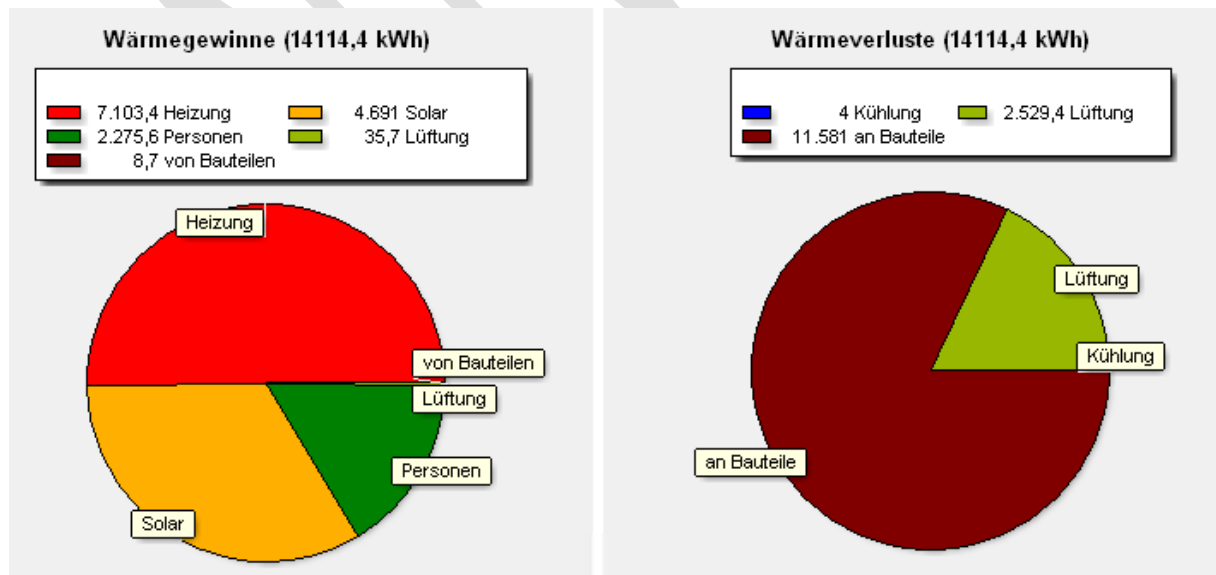


Abbildung 2.6: Wärmegewinne und Wärmeverluste

Thermische Behaglichkeit

Die thermische Behaglichkeit meint thermische Neutralität, das ist das Fehlen negativer Empfindungen (z.B. angenehmes Raumklima). Das folgende Diagramm zeigt einen behaglichen Bereich in dem die Größen „Raumtemperatur“ und „Luftfeuchte“ in einem angenehmen / behaglichen Bereich liegen (orange und gelbe Flächen). Die blaue Punktwolke in der folgenden Abbildung ermittelten die Jahresstunden. Die Abbildung zeigt, an wie vielen Stunden sich ein „behagliches“ Raumklima in einem Wohnraum (Erdgeschoss) einstellt. Der Wohnraum befindet sich im Erdgeschoss des Gebäudes mit einem Fensterflächenanteil von 7,2 m² ausgerichtet nach Süden und Westen.

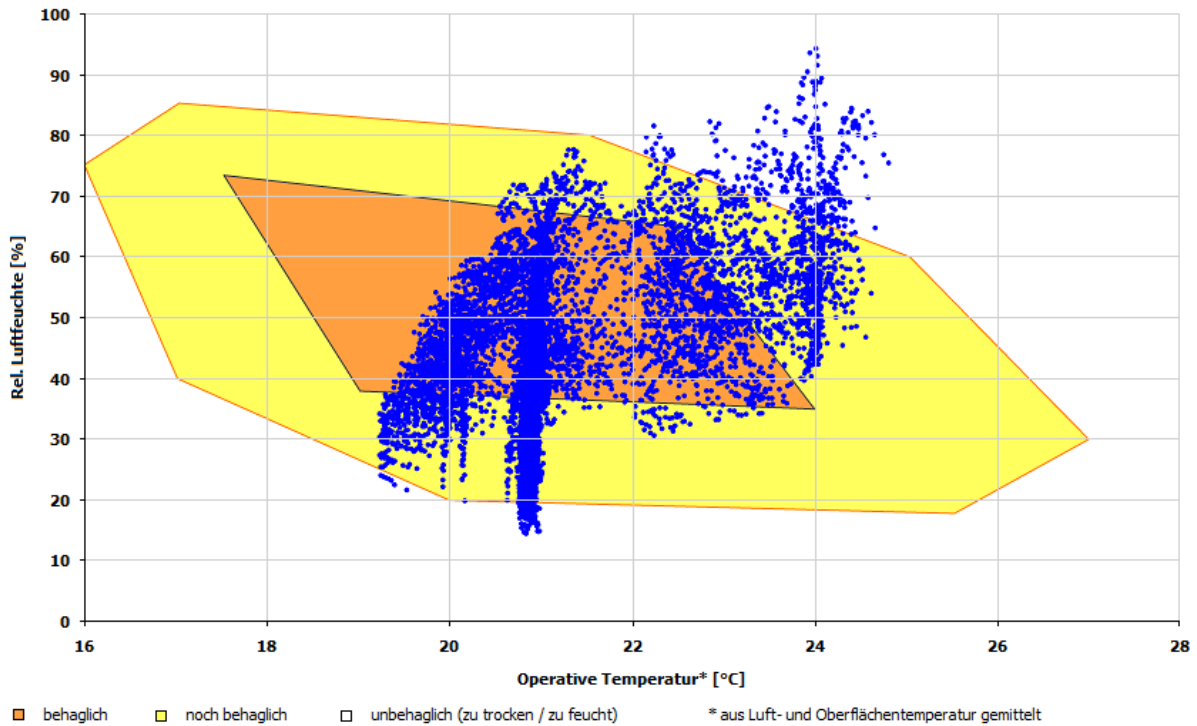


Abbildung 2.7: Behaglichkeit Raumklima in einem Wohnraum im Erdgeschoss (Südausrichtung)

Tabelle 2.9: Behaglichkeitsstunden für einen Wohnraum im Beispielhaus (energielenker projects GmbH, 2022)

Gebäudeelement	Stunden behaglich (gesamt 1434 Personenstunden)	Stunden noch behaglich	Stunden unbehaglich
EG-R1 - Wohnraum	799	554	82

2.2 ERMITTLUNG DES STROMBEDARFS

Der zukünftige Strombedarf wurde anhand der geplanten Gebäude, Wohneinheiten und Haushaltsgrößen auf der Grundlage des Bebauungsplans und Angaben der Stadt Nidda berechnet (s. Kapitel 1.1). Als Datengrundlage wird der Stromspiegel für Deutschland 2021/2022 zugrunde gelegt und ein durchschnittliches Nutzerverhalten angenommen (1). Die ermittelten Werte führen dann zu folgendem Mehrpersonenhaushalt – Szenario.

Tabelle 2.10: Jahresstrombedarf nach Effizienzstandards (energielenker projects GmbH, 2022)

Gebäude	Personen pro Haushalt	spez. Verbrauch	Anzahl der Haushalte ca.:	Haushaltsstrom Verbrauch
EFH	1 Personen	2.000 kWh/a	0	0 kWh/a
	2 Personen	2.800 kWh/a	0	0 kWh/a
	3 Personen	3.400 kWh/a	4	13.600 kWh/a
	4 Personen	3.700 kWh/a	7	25.900 kWh/a
MFH 10 WE	1 Personen	1.200 kWh/a	3	3.600 kWh/a
	2 Personen	1.800 kWh/a	3	5.400 kWh/a
	3 Personen	2.200 kWh/a	2	4.400 kWh/a
	4 Personen	2.500 kWh/a	2	5.000 kWh/a
MFH 8 WE	1 Personen	1.200 kWh/a	13	15.600 kWh/a
	2 Personen	1.800 kWh/a	15	27.000 kWh/a
	3 Personen	2.200 kWh/a	10	22.000 kWh/a
	4 Personen	2.500 kWh/a	10	25.000 kWh/a
MFH - Betreutes Wohnen	1 Personen	1.200 kWh/a	15	18.000 kWh/a
	2 Personen	1.800 kWh/a	10	18.000 kWh/a
Summe	211 Personen		94	183.500 kWh/a

Der zukünftige Gesamtenergiebedarf setzt sich aus dem Wärme- und Strombedarf zusammen. Der Wärmebedarf ergibt sich aus dem jeweiligen energetischen Standard des Gebäudes, hinzugezogen wird der Haushaltsstrombedarf. Für die Berechnung des Wärmebedarfs im Plangebiet wurden die verschiedenen Gebäudetypen (EFH/MFH/MFH-Betreutes Wohnen) in den unterschiedlichen Effizienzhausstandards simuliert. Der simulierte Wärmebedarf der unterschiedlichen Gebäudetypen wurde im Anschluss über die Anzahl der geplanten Gebäude auf dem „Wohngebiet West“ hochgerechnet.

Für die Gebäudestandards nach GEG, EH 55 und EH 40 ergeben sich folgende Gesamtenergiebedarfe.

Tabelle 2.11: Gesamtenergiebedarf (energielenker projects GmbH, 2022)

Gebäudestandard	Wärmebedarf	Strombedarf	Gesamtenergiebedarf
	[kWh/a]	[kWh/a]	[kWh/a]
GEG	724.550	183.500	792.554
EH 55	578.357	183.500	761.857
EH 40 / Plusenergiehaus	355.298	183.500	682.814

Der jährliche Gesamtenergiebedarf im Plangebiet wird je nach realisiertem, energetischem Standard der Gebäude zwischen 682.814 kWh (EH 40) und 792.554 kWh (GEG / gesetzliche Mindestanforderung) liegen. Folgendes Diagramm zeigt die Endenergiebedarfe für das zukünftige Wohngebiet:

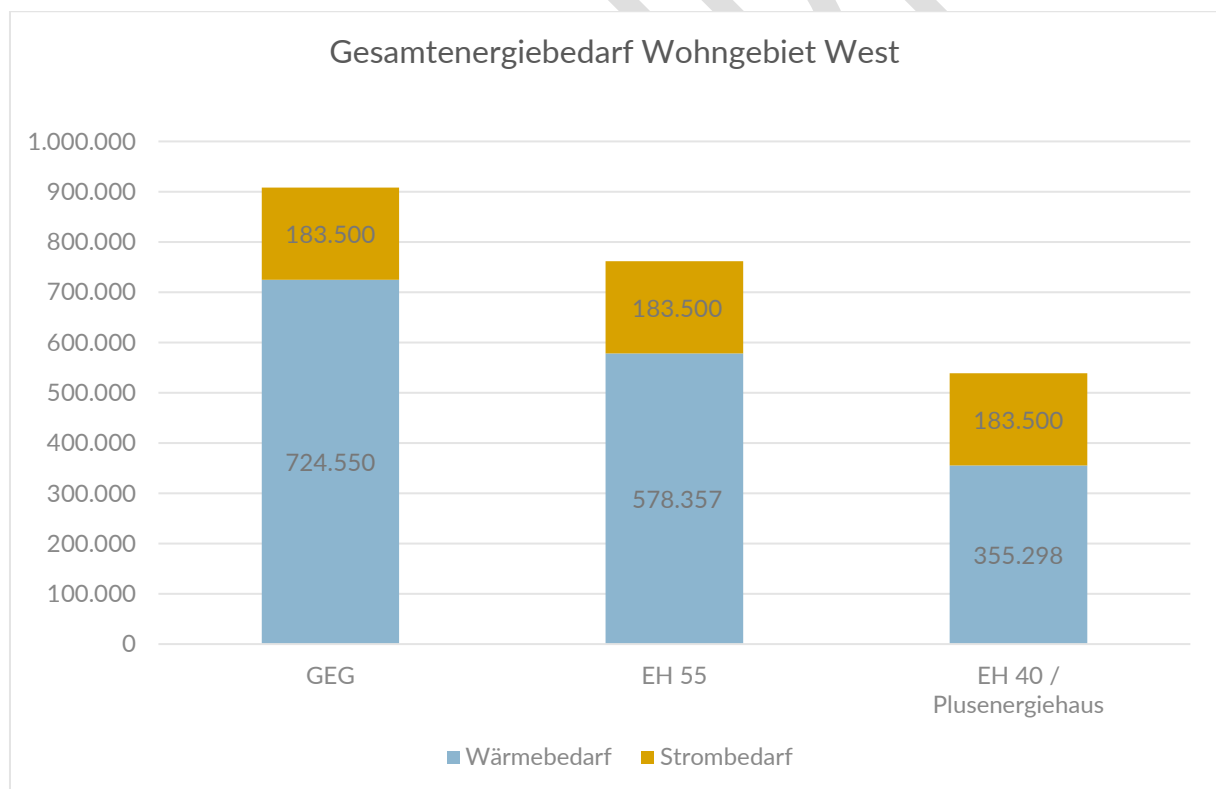


Abbildung 2.8: Energiebedarf des Baugebietes (energielenker projects GmbH, 2022)

Hinweis: Der angesetzte Strombedarf beinhaltet lediglich den Strombedarf des Nutzerverhaltens der einzelnen Haushalte. Strombedarfe für eine zukünftige Wärmeversorgung wurden hier nicht betrachtet. Mit einer Wärmepumpe erhöht sich der Strombedarf pro Gebäude.

3 POTENZIALERMITTLUNG ZUR NUTZUNG ERNEUERBARER ENERGIEN IM PLANGEBIET

3.1 PHOTOVOLTAIK

Stromversorgung aus erneuerbaren Energien

Für die Ermittlung der zukünftigen Sonnenenergieerträge für das Plangebiet wurden die bereits benannten Gebäude (EFH, MFH und Betreutes Wohnen) in einem 3D-Berechnungsprogramm (ETU-Simulation der Firma Hottgenroth) eingegeben und simuliert. Das PV-Potenzial wurde je nach Ausrichtung und Dachaufbau der Gebäude in Süd- oder Ost-West-Ausrichtung für den Standort berechnet. Mittels des Solarpotentialkatasters des Landes Hessen und der Meteorormdaten des Simulationsprogrammes wurden die Potenziale für die Stromerzeugung auf den Dachflächen mit Südausrichtung (Firstrichtung ost-west) und mit Ost-Westausrichtung (Firstrichtung nord-süd) ermittelt.

Strahlungsintensität:

Das Diagramm zur Strahlungsintensität zeigt den jahreszeitlichen Verlauf der Solarstrahlung auf das Plangebiet. Unter Globalstrahlung versteht man die am Boden auf einer horizontalen Ebene empfangene Sonnenstrahlung. Sie setzt sich zusammen aus der auf direktem Weg eintreffenden Solarstrahlung, der Direktstrahlung, und der kurzwelligen Diffusstrahlung, welche die Erdoberfläche über Streuung an Wolken, Wasser, oder Staubteilchen erreicht (2).

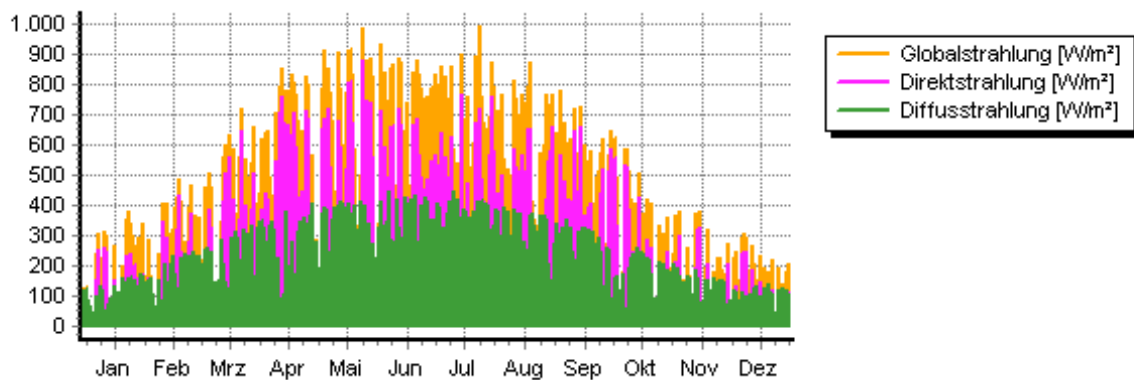


Abbildung 3.1: Durchschnittliche Strahlungsintensität, Nidda

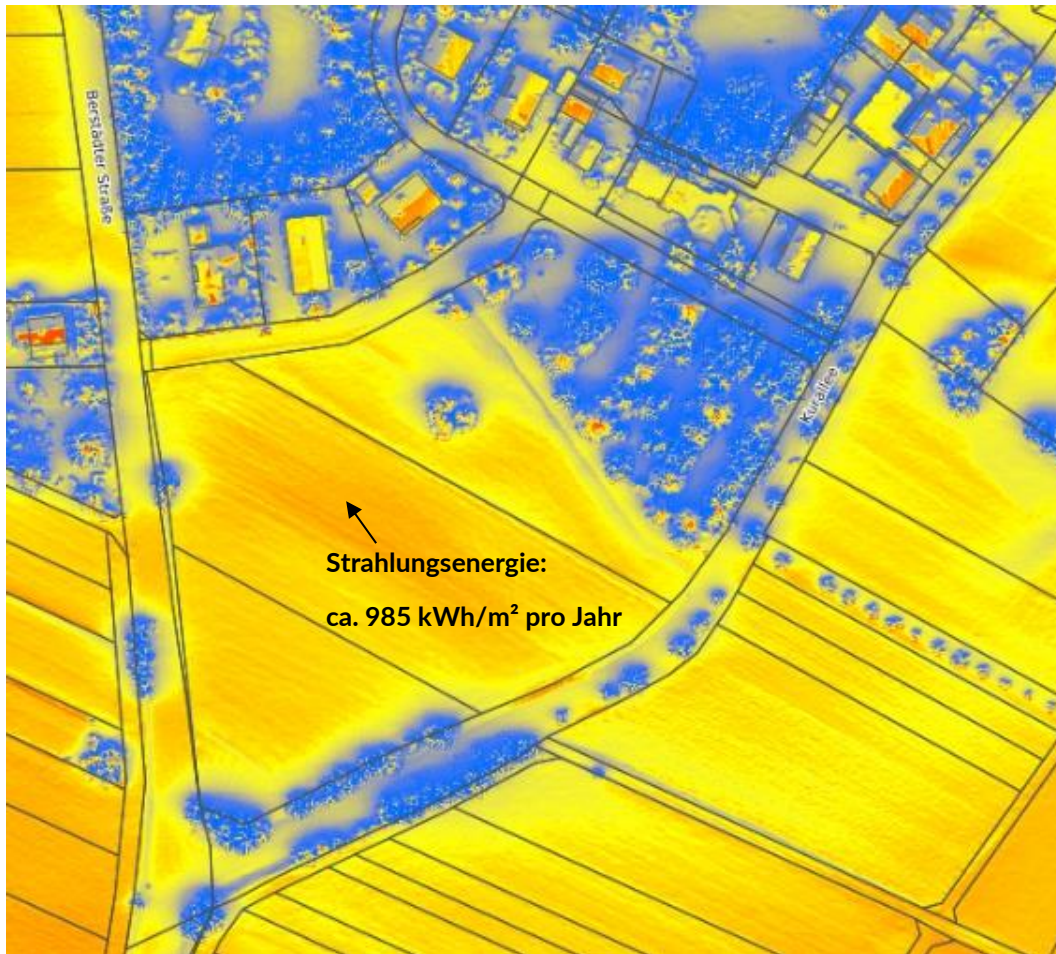


Abbildung 3.2: Auszug aus dem Solarpotenzialkataster des Landes Hessen für Bad Salzhausen Nidda (Quelle: Energieland Hessen)

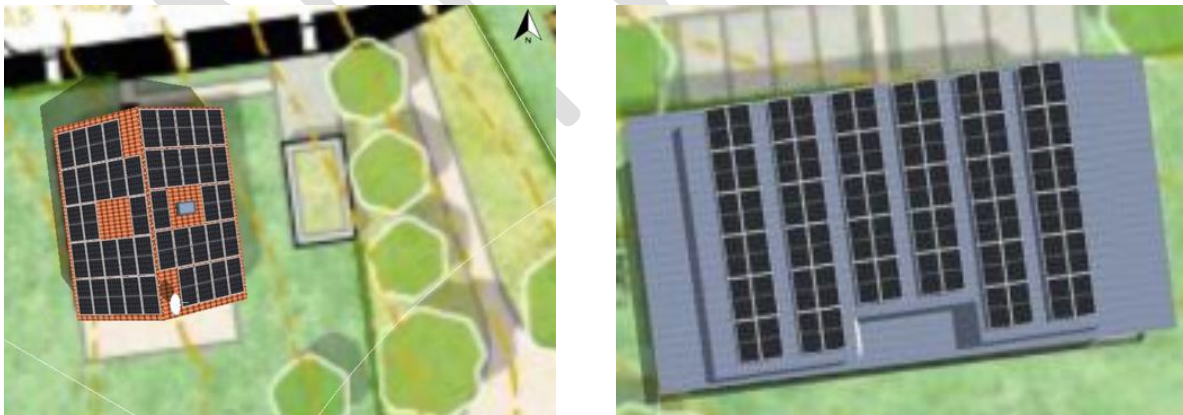


Abbildung 3.3: Einfamilienhaus mit Ost-West-Ausrichtung (links) und Mehrfamilienhaus 8 WE mit Ost-West Ausrichtung (rechts) (energielenker projects GmbH, 2022)

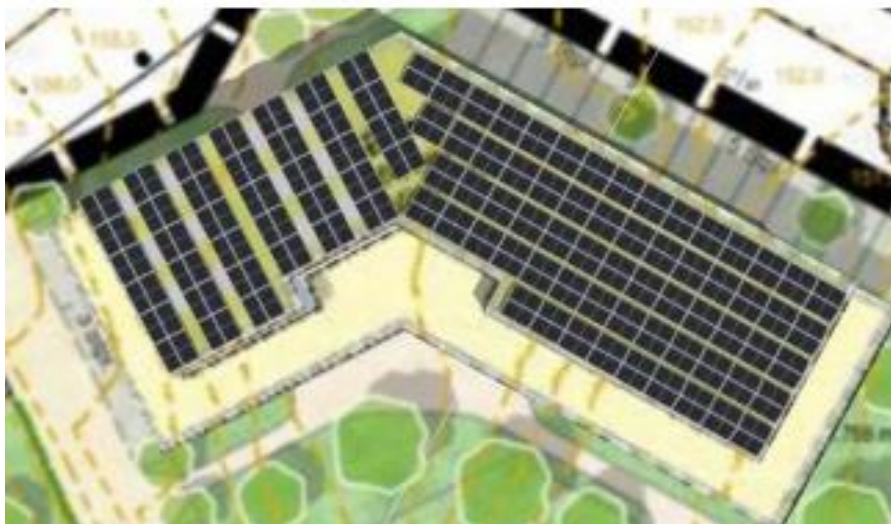


Abbildung 3.4: Betreutes Wohnen mit PV Belegung (energielenker projects GmbH, 2022)

Um die mögliche Stromproduktion im Plangebiet abzuschätzen, wurden durchschnittliche Gebäudegrößen angenommen. Aus den beiden dargestellten Potenzialen ergeben sich folgende gemittelte Werte, die zur Abschätzung des PV-Potenzials dienen.

Tabelle 3.1: Potenzialermittlung Photovoltaik (energielenker projects GmbH, 2022)

Gebäudetyp	Gebäude Anzahl	Spez. PV-Ertrag [kWh/kWp]	Zu installierende PV-Leistung pro Gebäude [kWp]	Jahresertrag PV pro Gebäude [kWh]	Jahresertrag PV [kWh]
Einfamilienhaus Ost-West	11	866	18,04	15.767	173.437
Mehrfamilienhaus 8 WE NO + SW	1	961	27,88	26.802	26.802
Mehrfamilienhaus 8 WE Ost-West	5	962	27,06	26.048	130.240
Mehrfamilienhaus 10 WE	1	955	48,38	46.297	46.297
Betreutes Wohnen	1	961	82,82	79.653	79.653
Summe PV-Potenzial	19				456.429

Im derzeitigen Bebauungsplan werden die Einfamilienhäuser in unterschiedliche Ausrichtungen platziert. Eine Süd-Ausrichtung hat den Vorteil eines höheren spezifischen Jahresertrages in kWh/kWp. Allerdings können auf dieser Fläche deutlich weniger PV-Module platziert werden. Für einen höheren Ertrag ist es dadurch empfehlenswert die Einfamilienhäuser zu drehen.

Tabelle 3.2: Vergleich der Himmelsausrichtungen Ost-West und Süd beim Einfamilienhaus

Gebäudetyp	Spez. PV-Ertrag [kWh/kWp]	Zu installierende PV-Leistung pro Gebäude [kWp]	Jahresertrag PV pro Gebäude [kWh]	Vergleich Jahresertrag PV pro Gebäude [kWh]
Einfamilienhaus Ost-West	866	18,04	15.767	
Einfamilienhaus Süd	1.108	10,25	11.473	-4.294

Im Baugebiet können bei maximaler PV-Belegung der Dachflächen jährlich ca. 456.429 kWh Strom regenerativ erzeugt werden.

Laut dem städtebaulichen Plan sind im Plangebiet im Bereich der Mehrfamilienhäuser Flachdächer vorgesehen. Die Einfamilienhäuser sind mit Satteldächern ausgestattet.

Flachdächer haben den Vorteil, dass sie grundsätzlich in Kombination mit Retentionsflächen ausgestattet werden können. Die Kombination von Dachbegrünung und Solaranlagen ist mithilfe standardisierter Systemlösungen umsetzbar und erzeugt darüber hinaus unterschiedliche Synergieeffekte (u. a. geringere Aufheizung der Module, geringere Verdunstung der Grünflächen durch Verschattung der Solarpaneele (siehe. folgende Abbildung 3.5).

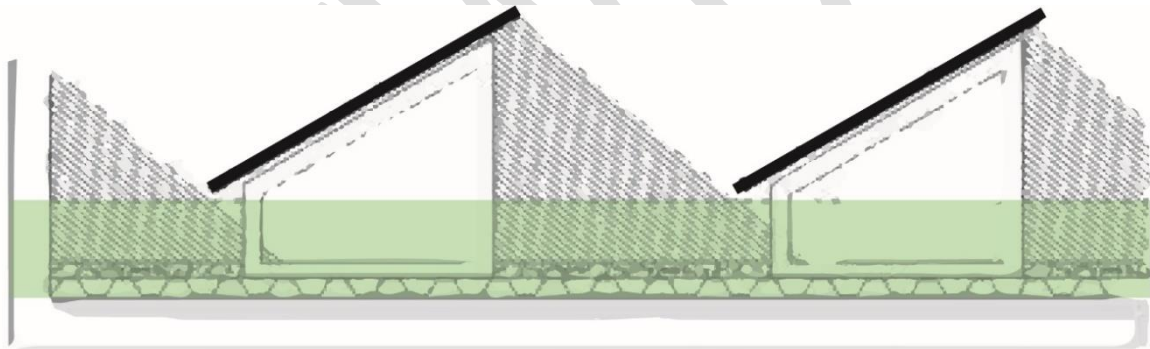


Abbildung 3.5: Aufbauprinzip eines Solargründaches (energielenker projects GmbH, 2022)

Da eine begrünte Dachfläche eine bedeutend geringere Oberflächentemperatur aufweist, bleiben die Photovoltaik-Module über einem Gründach kühler und somit der Wirkungsgrad höher. Aus energetischer und wirtschaftlicher Sicht ist die Umsetzung der Photovoltaik-Anlagen in Kombination mit den vorgesehen Retentionsdächern zu empfehlen.

Für die Planung einer solchen Kombination muss die Statik eines Dachs gesondert ausgelegt werden. Das Dach muss nicht nur die Lasten eines Gründachs tragen, sondern zudem noch das Gewicht der Module sowie der Aufständerung und Befestigung tragen können. Extensive Begrünungen haben in der Regel ein Eigengewicht von 80 – 120 kg/m² (wassergesättigt). Hinzu kommen etwa 14 – 35 kg/m² für eine Photovoltaik Anlage und ca. 20-30 kg/m² für die Beschwerung der Aufständerung.

Für die Kombination eines Gründachs mit Photovoltaik können dieselben Module genutzt werden, wie bei einem Dach ohne Begrünung. Lediglich die Aufständerung muss entsprechend angepasst werden, wodurch geringe Mehrkosten im Vergleich zu einer typischen Aufständerung auf einem Flachdach entstehen können. Die Aufständerung der Module muss so vorgesehen werden, dass sich die Module

nicht gegenseitig verschatten und auch von der extensiven Dachbegrünung keine Verschattung / Verschmutzung an die Module gelangt.

3.2 ABWÄRME

Im Rahmen der Potenzialermittlung wurden die Möglichkeiten zur lokalen Abwärmenutzung für die Energieversorgung des Neubaugebiets „Wohngebiet West“ untersucht. Als Versorgungslösungen wurden dazu sowohl vorhandene örtliche Wärmequellen als auch neu zu errichtende Anlagen untersucht. In der Studie wurden Abwärmequellen aus den Industrie- und Gewerbebetrieben untersucht. In der Analyse zeigte sich, dass keine verfügbaren Wärmemengen sowohl in der Gesamtmenge als auch in der zeitlichen Verfügbarkeit für die Versorgung des Wohngebietes vorhanden sind.

Im Laufe der Bearbeitung des vorliegenden Energieversorgungskonzeptes wurde ebenfalls öffentlich bekannt, dass die zum Neubaugebiet West nahe gelegene Justus-von-Liebig-Therme im Jahr 2024 abgerissen werden soll. An der Stelle der Therme soll ein neues, modernes Wellness-Zentrum entstehen (3). Aktuell wird die Therme über ein Blockheizkraftwerk versorgt, welches weitere umliegende Gebäude, wie das Kurhaushotel, mit Wärme versorgt. Eine gemeinschaftliche Versorgung des zukünftigen Wellness-Zentrums, der umliegenden Gebäude und des neu zu erschließenden „Wohngebiet West“ wäre durchaus eine betrachtungswerte Alternative. Durch die fehlenden Verbrauchsdaten und den frühen Planungsstand des neuen Wellness-Zentrums ist dies zum jetzigen Zeitpunkt nicht aussagekräftig durchzuführen. Soll eine ganzheitliche Betrachtung angestrebt werden, sollte hierfür das gesamte Quartier betrachtet werden. Dafür könnte das zugrundeliegende Energieversorgungskonzept als Grundlage dienen. Für eine solche Erarbeitung kann das Förderprogramm KfW 432 in Betracht gezogen werden.

Im Zuge dieses Projekts konnte lediglich die generelle Möglichkeit der ganzheitlichen Betrachtung bewertet werden, da keine Datengrundlage zur Verfügung steht. Optional kann dies nachgelagert und aufbauend auf vorliegendem Energieversorgungskonzept für das Wohngebiet West ausgearbeitet werden.

4 WÄRMEVERSORGUNGSKONZEPTE

Für die Wärmeversorgung des Wohngebiets gelten als Mindestanforderungen die Standards des seit 01.11.2020 geltenden GEG. Zudem werden die letzten Novellen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2021) und des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG 2020) berücksichtigt. Die nachfolgende Berechnung der verschiedenen Versorgungsvarianten erfolgt auf der Grundlage der Baustandards Effizienzhaus 55 und Effizienzhaus 40. Abschließend werden die unterschiedlichen Versorgungsvarianten wirtschaftlich und ökologisch miteinander verglichen und bewertet.

Bei der Wärmeversorgung können unterschiedliche Ansätze verfolgt werden. Zu diesen Ansätzen zählen die zentrale Wärmeversorgung über ein zentrales Heizwerk oder eine individuelle Objektversorgung. Die Nutzung der Erdwärme durch beispielsweise Erdwärmesonden, Flächenkollektoren oder Eisspeicher ist aufgrund der Nähe des Gebiets zu einem Heilquellenschutzgebiet nicht möglich.

Im Folgenden werden diese Versorgungslösungen vorgestellt und eine Wirtschaftlichkeitsberechnung durchgeführt. Für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit erfolgt der Vergleich der Versorgungslösungen auf Quartiersebene. Die Nutzungsdauer und Instandhaltungskosten werden nach VDI 2067 angenommen und ein Betrachtungszeitraum von 20 Jahren angesetzt.

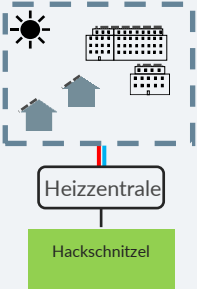
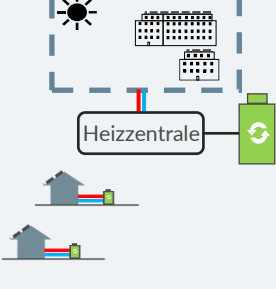
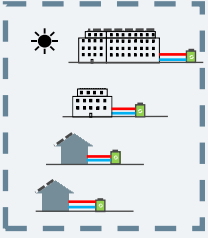
4.1 ZENTRALE VERSORGUNGSVARIANTEN

Im Rahmen des Energieversorgungskonzeptes wurden mögliche Varianten für die zukünftige Energieversorgung des „Wohngebiet West“ konzipiert. Als zentrale Versorgungslösungen wurde dabei untersucht:

- Zentrale Wärmeversorgung: Warmes Nahwärmenetz mit Biomassekessel und Erdgas-Spitzenlastkessel - (Variante 1)
- Zentrale Wärmeversorgung: (Mittel-) warmes Nahwärmenetz mit Luft-Wasser-Wärmepumpen und Erdgasspitzenlastkessel für MFH und Betreutes Wohnen; dezentrale Wärmeversorgung der EFH über individuelle Luft-Wasser-Wärmepumpen (Variante 2)

Zur besseren Übersichtlichkeit wie die einzelnen Gebäudetypen in den Versorgungsvarianten jeweils versorgt werden dient Tabelle 4.1.

Tabelle 4.1: Übersicht der Gebäudetypen in den Versorgungsvarianten

Versorgung	Variante 1	Variante 2	Variante 3
	zentral	Cluster	dezentral
Versorgung EFH	Warmes Netz Hackschnitzel + Erdgasspitzenlastkessel mit dezentralen Wärmeübergabestationen	Luft-Wasser-Wärmepumpe	Luft-Wasser-Wärmepumpe
Versorgung MFH		(Mittel-)warmes Netz Luft-Wasser-Wärmepumpe + Erdgasspitzenlastkessel mit dezentralen elektrischen Wohnungsstationen	Luft-Wasser-Wärmepumpe + elektrische Wohnungsstationen
Versorgung Betreutes Wohnen			Luft-Wasser-Wärmepumpe + elektrische Wohnungsstationen
			

Die Liefergrenze für die Gebäude der Zentralen Wärmeversorgung bildet die Schnittstelle zwischen Betreiber und Verbraucher. Der Verbraucher schließt lediglich Strom- und Wärmetarife mit dem Betreiber ab. Investitionen in Netz, Erzeugungsanlagen und Hausübergabestationen / Wärmepumpen sowie Kosten für den Wärmepumpenstrom tätigt der Betreiber (Contractor) und legt diese durch Lieferverträge auf die Verbraucher um. Alternativ kann ein Betreibermodell angewendet werden in dem Gebäudegrenze und Liefergrenze zusammenfallen. Dabei installiert der Verbraucher eine eigene Wärmepumpe. Den benötigten Wärmepumpenstrom rechnet der Verbraucher selbständig mit einem Versorger ab und zahlt Grund- und Arbeitspreis für den Anschluss an das Wärmenetz. Eine visuelle Veranschaulichung des zentralen Versorgungsschemas kann Abbildung 4.1 entnommen werden.

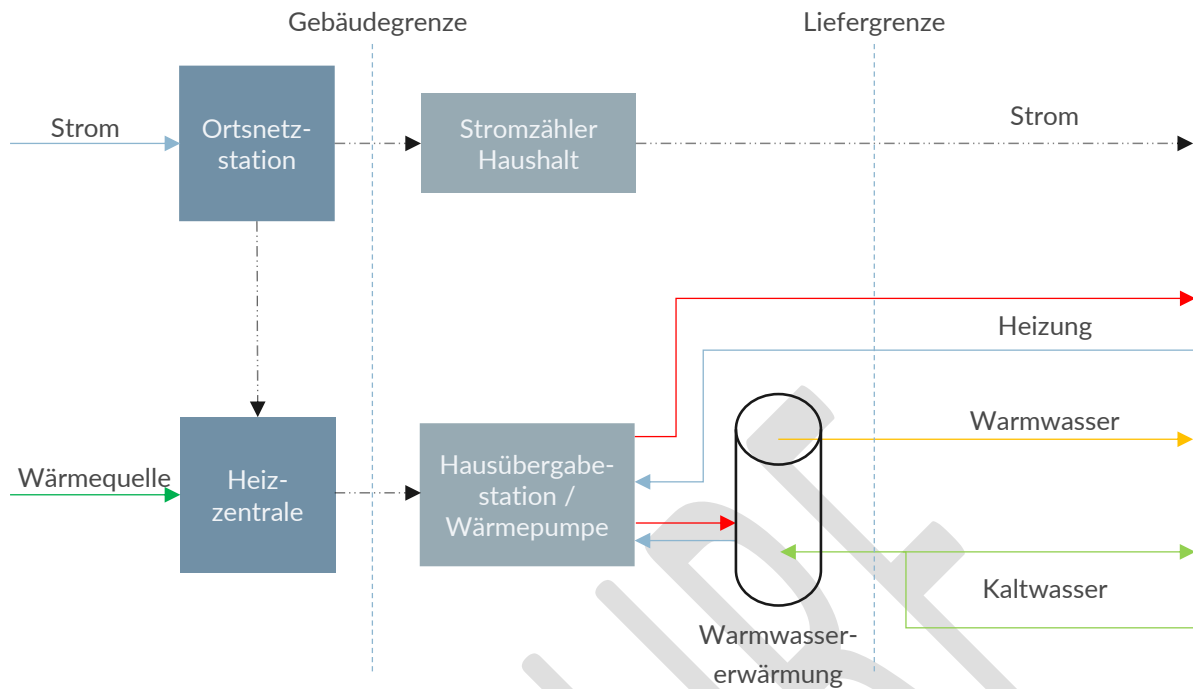


Abbildung 4.1: Darstellung Bilanzgrenze für den Vergleich der zentralen Versorgungsvarianten (energielenker projects GmbH, 2022)

Für die gemeinschaftliche Wärmeversorgung wird ein konventionelles warmes Wärmenetz (Variante 1) bzw. ein mittelwarmes Wärmenetz (Variante 2) aufgebaut, welches die Wärme von der Wärmequelle bzw. der Heizzentrale über ein Wärmenetz entlang der öffentlichen Verkehrswege im Neubaugebiet an die Wärmeübergabestationen in den Gebäuden liefert.

Unter einem mittel warmen Wärmenetz wird ein Wärmenetz verstanden, das mit einem geringem Temperaturniveau von 35 °C bis 50 °C betrieben wird. Als Energiequelle dient Umweltwärme aus Luft oder Abwärme, welche dem Wärmeträgermedium über Wärmepumpen entzogen wird. Das abgekühlte Wärmeträgermedium wird anschließend wieder in den Netzzrücklauf eingespeist. Vorteile des mittel warmen Wärmenetze gegenüber den konventionellen Wärmenetzen sind geringere Wärmeverluste.

Bei dem Wärmenetz befindet sich in einer Heizzentrale die nötige Anlagentechnik wie Pumpen, Druckhaltung und Steuerungstechnik sowie der Wärmeerzeuger. Die produzierte Wärme wird dann ebenfalls in die Versorgungsleitung eingespeist und abgehend von der Versorgungsleitung über Hausanschlussleitungen zu den einzelnen Häusern geführt.

4.1.1 Variante 1: Warmes Nahwärmenetz – Biomassekessel

Variante 1 sieht die Versorgung des Gebiets mit warmer Nahwärme vor. Wärmeerzeuger soll ein Biomassekessel (Holzhackschnitzel) sein. Für die sichere Wärmeversorgung auch bei niedrigen Außentemperaturen wird ein Erdgas-Spitzenlastkessel eingesetzt, wodurch eine optimalere Dimensionierung und dadurch eine Effizienzsteigerung durch höhere Laufzeiten des Biomassekessels ermöglicht werden. Das Erdgas wird über das öffentliche Erdgasnetz bezogen.

Das Nahwärmenetz wird aus gedämmten PEX-Rohren oder KMR-Rohren verlegt. Um die Tiefbau-Investitionskosten zu senken, wird das Netz bei Erschließung der sonstigen Versorgungsgewerke (u.a.

Strom, Wasser) mitverlegt.⁴ Die Wärmeverteilung im Netz ist auf Temperaturen von 70°C/35°C ausgelegt. Anhand des in Abbildung 4.2 (warm) dargestellten möglichen Verlaufes wird die Länge der Rohrleitungen des Wärmenetzes abgeschätzt. Für das Baugebiet ergibt sich in dieser Variante eine Trassenlänge von ca. 490 m. Darin enthalten sind die 19 Hausanschlüsse á ca. 10 m. Teil des Netzes sind Übergabestationen an jedem Hausanschluss, die die Netzversorgung hydraulisch von der Wärmeabnehmerseite trennt. Eine grobe Vordimensionierung des Netzverlaufs und der Durchmesser ist Abbildung 4.2 zu entnehmen.

Für die Positionierung der Heizzentrale (HZ), für die Wärmeerzeugungsanlagen und zur Unterbringung der zentralen Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik, ist eine zentrale Fläche von etwa 80 m² vorzusehen. Im Rahmen der Konzeptionierung ist diese im rechten Bereich des Grundstücks mit MFH, welches süd-westlich des großen Parkplatzes liegt, verortet. Entspricht dem Standort in Abbildung 4.2, von welchem aus sich das Wärmenetz über das Gebiet verteilt. Der Standort der Heizzentrale ist dabei flexibel und Teil der Planung. Kosten können auf Konzeptionsebene bei etwa 60.000 € angesetzt werden.

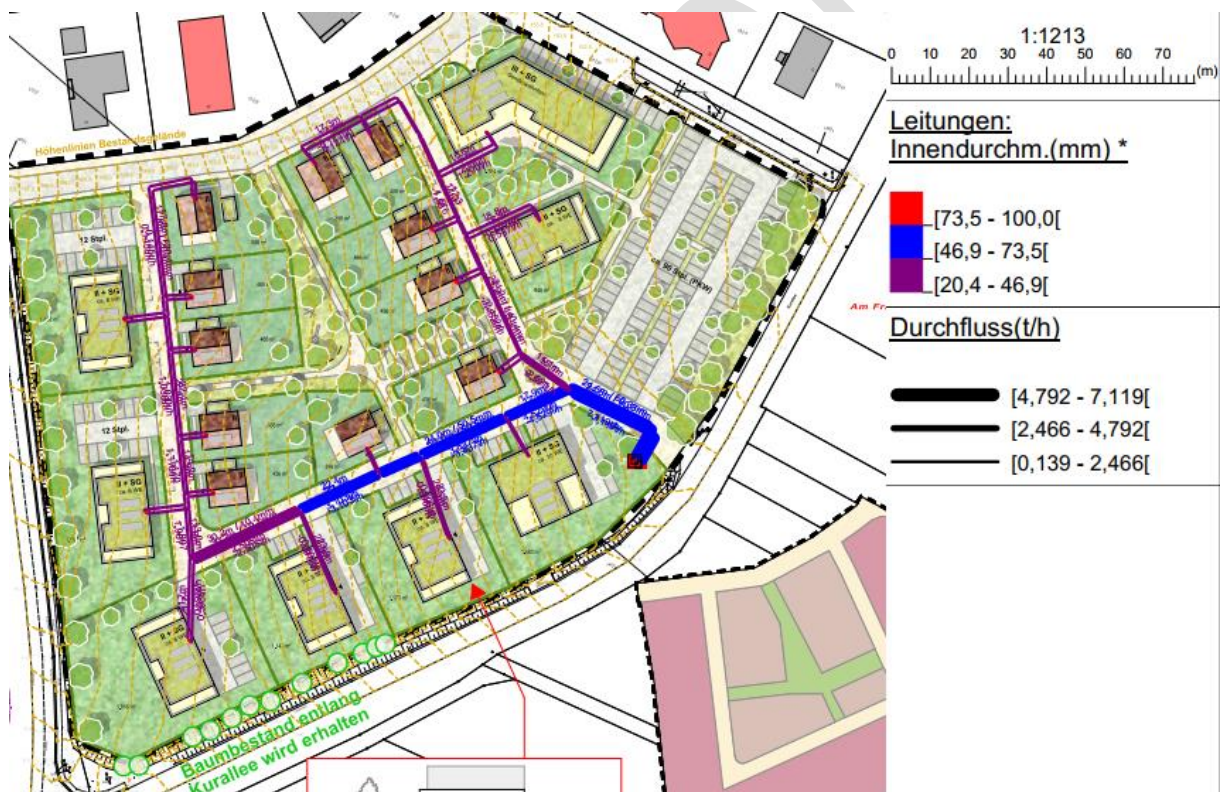


Abbildung 4.2: Potenzieller Verlauf und Vordimensionierung eines warmen Nahwärmenetzes (energielenker projects GmbH, 2022)

Eine Konzeption und Grobdimensionierung der Variante 1 im EH 55 ist in Tabelle 4.2 aufgeführt. Für eine kostendeckende zentrale Versorgung der Objekte über eine Heizzentrale mit Biomassekessel und Erdgas-Spitzenlastkessel ist ein Wärmepreis von mindestens 18 ct/kWh (netto) zzgl. Vertriebsmarge und Risikoaufschlag zu generieren. Die folgenden Werte sind aus Gründen einer besseren Lesbarkeit gerundet dargestellt. Eventuelle Summenabweichung sind auf Rundungen zurückzuführen.

⁴ Wir raten zu einer gemeinsamen Projektsteuerung für die Verlegung aller Medien, um eine adäquate Positionierung aller Versorgungsleitungen im Graben zu ermöglichen.

Tabelle 4.2: Konzeption und Grobdimensionierung für Variante 1 (EH 55-Baustandard), alle Kosten netto

Nahwärme Biomassekessel		
Wärmebedarf	578.000 kWh/a	
Netzverluste	73.000 kWh/a	
Gesamter Wärmebedarf	651.000 kWh/a	
Kosten (netto exkl. MwSt.)		
Wärmeverteilnetz	91.200 €	Rohrnetz, Tiefbau, Hausanschlüsse
Wärmeerzeugungsanlagen	121.000 €	Biomassekessel, Erdgas-Spitzenlastkessel
Übergabestationen	80.600 €	Übergabestationen
Sonstige Investitionskosten	211.700€	Druckhaltung, Pufferspeicher, Verteilung, Regelung, Grundstück, Baukonstruktion, Bauherrenaufgaben, Architekten- und Ingenieurleistung
Förderung	36.900 €	Erneuerbare Energie „Premium“ - KfW
Investition nach Förderung	467.600 €	
Jahresausgaben (netto exkl. MwSt.)		
Kapitalgebundene Kosten (Berücksichtigung der Fördermittel und Netzkostenbeiträge)	29.800 €/a	Grundstück, Baukosten, Anlagenkosten
Bedarfsgebundene Kosten	53.600 €/a	Energiekosten
Betriebsgebundene Kosten	21.300 €/a	Betriebsführung, Instandhaltung
Sonstige Kosten	1000 €/a	
Bilanzierung		
Jahresausgaben	105.700 €/a	
Wärmepreis (kostendeckend)	18,3 ct/kWh	
CO ₂ Emissionen	37,1 t/a	
Primärenergiefaktor nach GEG	0,42	

Eine äquivalente Auslegung für den gemittelten Baustandard im Quartier auf EH 40-Niveau ist in Tabelle 4.3 zu entnehmen. Hier können durch geringere Wärmebedarfe und Heizlasten geringere Netzdimensionen und Übergabestationen umgesetzt werden.

Tabelle 4.3: Konzeption und Grobdimensionierung für Variante 1 (EH 40-Baustandard), alle Kosten netto

Nahwärme Biomassekessel		
Wärmebedarf	355.000 kWh/a	
Netzverluste	73.000 kWh/a	
Gesamter Wärmebedarf	428.000 kWh/a	
Kosten (netto exkl. MwSt.)		
Wärmeverteilnetz	85.400 €	Rohrnetz, Tiefbau, Hausanschlüsse
Wärmeerzeugungsanlagen	100.600 €	Biomassekessel, Erdgas-Spitzenlastkessel
Übergabestationen	76.900 €	Übergabestationen
Sonstige Investitionskosten	201.000€	Druckhaltung, Pufferspeicher, Verteilung, Regelung, Grundstück, Baukonstruktion, Bauherrenaufgaben, Architekten- und Ingenieurleistung
Förderung	35.700 €	Erneuerbare Energie „Premium“ - KfW
Investition nach Förderung	428.200 €	
Jahresausgaben (netto exkl. MwSt.)		
Kapitalgebundene Kosten (Berücksichtigung der Fördermittel und Netzkostenbeiträge)	27.100 €/a	Grundstück, Baukosten, Anlagenkosten
Bedarfsgebundene Kosten	38.100 €/a	Energiekosten
Betriebsgebundene Kosten	20.600 €/a	Betriebsführung, Instandhaltung
Sonstige Kosten	900 €/a	
Bilanzierung		
Jahresausgaben	86.700 €/a	
Wärmepreis (kostendeckend)	24,4 ct/kWh	
CO ₂ Emissionen	24,1 t/a	
Primärenergiefaktor nach GEG	0,45	

Für diese Versorgungsvariante ist das Förderprogramm „Erneuerbare Energien Premium“ der KfW⁵ berücksichtigt. Dieses fördert Biomasseanlagen zur Verbrennung fester Biomasse für die thermische Nutzung mit bis zu 20 € je kW installierte Nennwärmeleistung. Höchstens jedoch 50.000 € je Einzelanlage. Zusätzlich kann ein Bonus für niedrige Staubemissionen und die Errichtung eines Pufferspeichers gewährt werden. Der maximale Tilgungszuschuss mit Bonusnutzung beträgt 100.000 €. Das Wärmenetz kann über dasselbe Förderprogramm mit je 60 € je neu errichtetem Meter gefördert werden. Die Anlagenkonzeption ist so ausgelegt, dass die Bedingungen der Förderkulisse eingehalten und die maximale Fördersumme erreicht werden.

4.1.2 Variante 2: (Mittel-)warmes Nahwärmenetz – Luft-Wasser-Wärmepumpe (Cluster MFH u. Betreutes Wohnen) + dezentrale Luft-Wasser-Wärmepumpen

Diese Versorgungsvariante sieht eine Wärmeversorgung der Mehrfamilienhäuser und des Betreuten Wohnens über ein mittel warmes Nahwärmenetz vor, welches über eine Luft-Wasser-Wärmepumpe versorgt wird. Zusätzlich kommt wie auch in Variante 1 ein Erdgas-Spitzenlastkessel, zur Optimierung des Betriebs und der Dimensionierung, zum Einsatz. Zudem befinden sich innerhalb der Wohnungen elektrische Wohnungsstationen zur Warmwasserbereitstellung. Die Einfamilienhäuser werden in dieser Variante dezentral über individuelle Luft-Wasser-Wärmepumpen, entsprechend der Variante 3, versorgt. Insgesamt wird für diese Variante im EH 55 Standard ein Wärmebedarf, inklusive Rohrleitungsverlusten von 621.000 kWh/a benötigt.

⁵ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt, Marktanzreizprogramm für erneuerbare Energien im Wärmemarkt (MAP), vom 17. Dezember 2020. Abschnitt VI Förderung durch das KfW-Programm Erneuerbare Energien, Programmteil Premium, <https://www.kfw.de/s/deiDsnA>

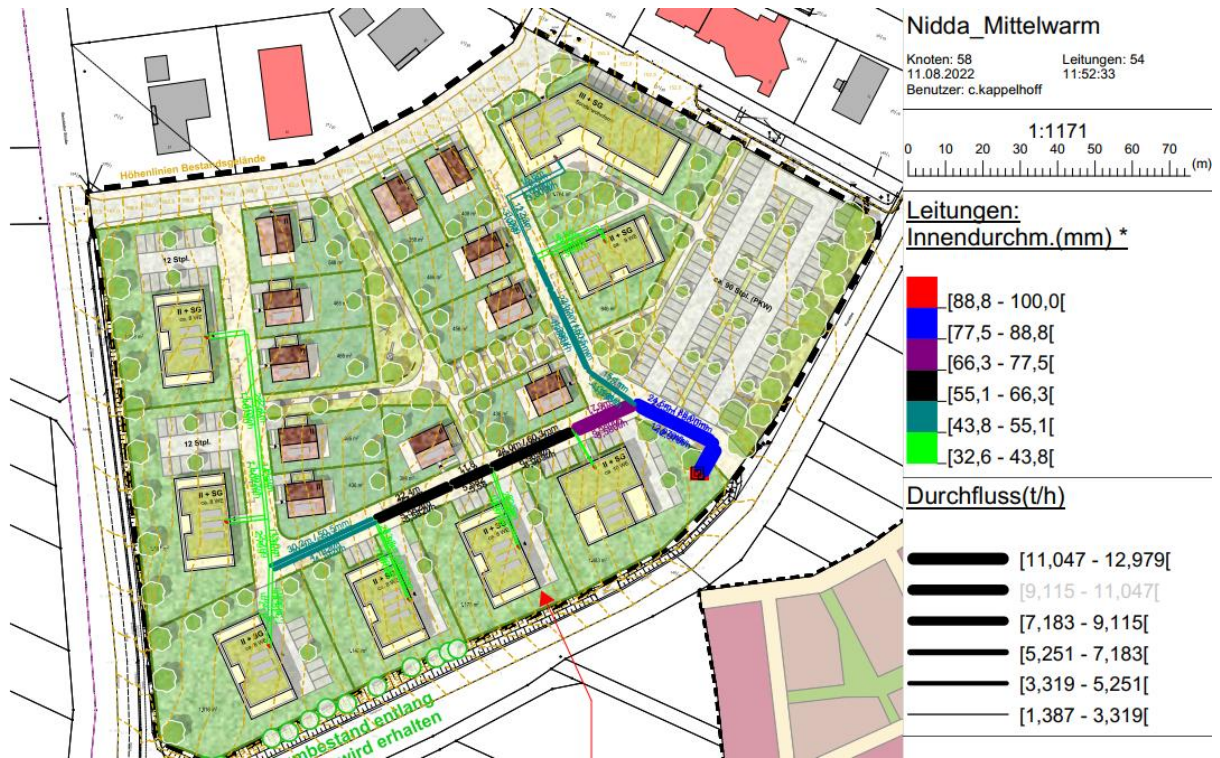


Abbildung 4.3: Potenzieller Verlauf eines mittel warmen Nahwärmenetzes (energielenker projects GmbH, 2022)

Ein möglicher Verlauf des Wärmenetzes ist für diese Variante in Abbildung 4.3 skizziert. Dieses fällt mit einer Gesamtlänge von 380 m etwas kürzer aus als das Wärmenetz in Variante 1. Der Standort der Heizzentrale ist ebenfalls wieder flexibel, sowie Teil der Planung und für diese Konzeption an demselben Ort wie in Variante 1 angedacht. Für diese sind circa 50 m² an Fläche vorzusehen und Kosten auf Konzeptionsebene von 25.000 € angesetzt. Die kostentechnische Grobdimensionierung der Variante 2 ist in Tabelle 4.4 aufgeführt.

Tabelle 4.4: Konzeption und Grobdimensionierung für Variante 2 (EH 55-Baustandard), alle Kosten netto

Nahwärme Luft-Wasser-Wärmepumpe + dezentrale LWP		
Wärmebedarf	578.000 kWh/a	
Netzverluste	43.000 kWh/a	
Gesamter Wärmebedarf	621.000 kWh/a	
Kosten (netto exkl. MwSt.)		
Wärmeverteilnetz	99.500 €	Rohrnetz, Tiefbau, Hausanschlüsse
Wärmeerzeugungsanlagen	335.400 €	Luft-Wasser-Wärmepumpe, Erdgas-Spitzenlastkessel, Wohnungsstationen
Übergabestationen / WP	36.600 €	Übergabestationen

Sonstige Investitionskosten	188.100 €	Druckhaltung, Pufferspeicher, Verteilung, Regelung, Grundstück, Baukonstruktion, Bauherrenaufgaben, Architekten- und Ingenieurleistung
Förderung	72.600 €	Wärme und Kältenetze – BAFA
Investition nach Förderung	587.000 €	
Jahresausgaben (netto exkl. MwSt.)		
Kapitalgebundene Kosten (Berücksichtigung der Fördermittel und Netzkostenbeiträge)	37.600 €/a	Grundstück, Baukosten, Anlagenkosten
Bedarfsgebundene Kosten	109.100 €/a	Energiekosten
Betriebsgebundene Kosten	11.100 €/a	Betriebsführung, Instandhaltung
Sonstige Kosten	1.300 €/a	
Bilanzierung		
Jahresausgaben	159.100 €/a	
Wärmepreis (kostendeckend)	27,5 ct/kWh	
CO ₂ Emissionen	128,1 t/a	
Primärenergiefaktor nach GEG	0,79	

Eine äquivalente Auslegung für den gemittelten Baustandard im Quartier auf EH 40-Niveau ist in Tabelle 4.5 zu entnehmen.

Tabelle 4.5: Konzeption und Grobdimensionierung für Variante 2 (EH 40-Baustandard), alle Kosten netto

Nahwärme Luft-Wasser-Wärmepumpe + dezentrale LWP		
Wärmebedarf	355.000 kWh/a	
Netzverluste	43.000 kWh/a	
Gesamter Wärmebedarf	398.000 kWh/a	
Kosten (netto exkl. MwSt.)		
Wärmeverteilnetz	94.600 €	Rohrnetz, Tiefbau, Hausanschlüsse
Wärmeerzeugungsanlagen	306.900 €	Luft-Wasser-Wärmepumpe, Erdgas-Spitzenlastkessel, Wohnungsstationen

Übergabestationen / WP	36.200 €	Übergabestationen
Sonstige Investitionskosten	176.900 €	Druckhaltung, Pufferspeicher, Verteilung, Regelung, Grundstück, Baukonstruktion, Bauherrenaufgaben, Architekten- und Ingenieurleistung
Förderung	68.700 €	Wärme und Kältenetze – BAFA
Investition nach Förderung	545.900 €	
Jahresausgaben (netto exkl. MwSt.)		
Kapitalgebundene Kosten (Berücksichtigung der Fördermittel und Netzkostenbeiträge)	34.900 €/a	Grundstück, Baukosten, Anlagenkosten
Bedarfsgebundene Kosten	74.400 €/a	Energiekosten
Betriebsgebundene Kosten	10.600 €/a	Betriebsführung, Instandhaltung
Sonstige Kosten	1.300 €/a	
Bilanzierung		
Jahresausgaben	121.200 €/a	
Wärmepreis (kostendeckend)	34,1 ct/kWh	
CO ₂ Emissionen	87,3 t/a	
Primärenergiefaktor nach GEG	0,87	

Über das Programm „Wärmenetzsysteme 4.0“ der BAFA werden innovative Wärmenetzsysteme mit überwiegendem Anteil erneuerbarer Energien gefördert. Diese kann für die Variante 2, für das Cluster der MFH und Betreutes Wohnen, mit dem Wärmenetz in Anspruch genommen werden. Die Förderhöhe beträgt 36,9% der förderfähigen Kosten (Wärmeverteilnetz, Wärmeerzeugeranlagen + anteilige Planungskosten).

Diese Förderung ist ab Mitte September 2022 durch die Förderung „Bundesförderung effiziente Wärmenetze“ abgelöst worden. Diese weist überwiegend gleichbleibende Rahmenbedingungen auf, insbesondere der Einsatzzweck und die Förderhöhe ändern sich nicht. Da zum Zeitpunkt der Bearbeitung die Rahmenbedingungen der BEW-Richtlinie nicht klar definiert waren, ist diese nicht weiters berücksichtigt. Für die dezentralen Luft-Wasser-Wärmepumpen der Einfamilienhäuser in dieser Variante, gibt es derzeit keine anrechenbare Förderkulisse.

4.2 DEZENTRALE VERSORGUNGSVARIANTEN

Die Versorgungsvariante 1 und 2 sieht eine zentrale Wärmeversorgung oder teilweise zentrale Wärmeversorgung des Baugebietes vor. Für eine objektbezogene, dezentrale Wärmeversorgung wird folgendes Konzept betrachtet:

- Luft-Wasser-Wärmepumpe

4.2.1 Variante 3: Luft-Wasser-Wärmepumpe

Als Alternative zu einer konventionellen brennstoffbasierten Wärmeversorgung können die Gebäude im Gebiet über eine dezentrale Luft-Wasser-Wärmepumpen versorgt werden. Dabei wird in jedem Gebäude eine Wärmepumpe installiert. Eine Wärmepumpe hebt die natürliche Wärme in der Umgebung (hier: Umweltwärme aus der Luft) auf ein höheres Temperaturniveau. Sie nutzt dazu den Effekt, dass sich Gase unter Druck erwärmen. Wesentliche Komponenten umfassen die Wärmepumpe und der Anschluss an die hauseigene Wärmeverteilung.

Die Heizleistung beruht auf konkreten Anlagen und wird durch Spitzenlast-Heizstäbe ergänzt.

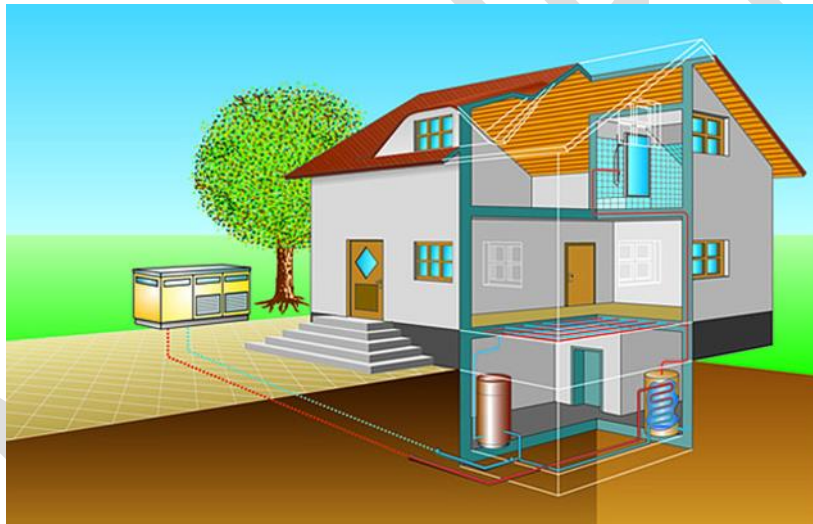


Abbildung 4.4: Versorgungsschema Luft-Wasser-Wärmepumpe (Quelle: Bundesverband Wärmepumpe e.V.)

Eine Schätzung der Kosten ist in Tabelle 4.6 aufgeführt. Bei der Versorgung durch Luft-Wasser-Wärmepumpen ergibt sich im EH 55 Standard, Jahresausgaben von 119.100 € pro Jahr (netto). Für die bereit gestellte Wärmemenge liegt der kostendeckende Wärmepreis bei 20,6 ct/kWh (netto).

Tabelle 4.6: Konzeption und Grobdimensionierung für Variante 3 (EH 55-Baustandard), alle Kosten netto

Luft-Wasser-Wärmepumpen		
Wärmebedarf	578.000 kWh/a	
Netzverluste	0 kWh/a	
Gesamter Wärmebedarf	578.000 kWh/a	
Kosten (netto exkl. MwSt.)		
Wärmeerzeugungsanlagen	282.200 €	Luft-Wasser-Wärmepumpe, Wohnungsstationen

Sonstige Investitionskosten	59.200 €	Bauherrenaufgaben, Architekten- und Ingenieurleistung
Förderung	0 €	-
Investition nach Förderung	341.400 €	
Jahresausgaben (netto exkl. MwSt.)		
Kapitalgebundene Kosten (Berücksichtigung der Fördermittel und Netzkostenbeiträge)	21.500 €/a	Anlagenkosten
Bedarfsgebundene Kosten	94.100 €/a	Energiekosten
Betriebsgebundene Kosten	2.800 €/a	Betriebsführung, Instandhaltung
Sonstige Kosten	700 €/a	
Bilanzierung		
Jahresausgaben	119.100 €/a	
Wärmepreis (kostendeckend)	20,6 ct/kWh	
CO ₂ Emissionen	123,7 t/a	
Primärenergiefaktor nach GEG	0,69	

Äquivalent zur Darstellung des EH 55-Gebäudestandards in Tabelle 4.6 wird der EH 40 im Folgenden aufgeführt.

Tabelle 4.7: Konzeption und Grobdimensionierung für Variante 3 (EH 40-Baustandard), alle Kosten netto

Luft-Wasser-Wärmepumpen		
Wärmebedarf	355.000 kWh/a	
Netzverluste	0 kWh/a	
Gesamter Wärmebedarf	355.000 kWh/a	
Kosten (netto exkl. MwSt.)		
Wärmeerzeugungsanlagen	269.000 €	Luft-Wasser-Wärmepumpe, Wohnungsstationen
Sonstige Investitionskosten	56.500 €	Bauherrenaufgaben, Architekten- und Ingenieurleistung
Förderung	0 €	-
Investition nach Förderung	325.500 €	
Jahresausgaben (netto exkl. MwSt.)		

Kapitalgebundene Kosten (Berücksichtigung der Fördermittel und Netzkostenbeiträge)	20.500 €/a	Anlagenkosten
Bedarfsgebundene Kosten	66.000 €/a	Energiekosten
Betriebsgebundene Kosten	2.700 €/a	Betriebsführung, Instandhaltung
Sonstige Kosten	700 €/a	
Bilanzierung		
Jahresausgaben	89.900 €/a	
Wärmepreis (kostendeckend)	25,3 ct/kWh	
CO ₂ Emissionen	86,1 t/a	
Primärenergiefaktor nach GEG	0,78	

Für die Luft-Wasser-Wärmepumpen in dieser Variante gibt es derzeit keine anwendbare Förderkulisse.

4.3 VERGLEICH DER VERSORGUNGSVARIANTEN

Für den Vergleich der Varianten werden die ermittelten Daten für einen baulichen Standard nach EH 55 und EH 40 zugrunde gelegt. Zudem werden aktuell gültige Fördermittel eingepreist.

Die KfW definiert bauliche und energetische Standards, die auf folgenden zwei Kriterien beruhen:

- Primärenergiebedarf
- Transmissionswärmeverlust

Es werden alle Bilanzierungen in wirtschaftlicher und ökologischer Hinsicht für zwei Szenarien durchgeführt. In allen Varianten sollen die Häuser mindestens den Standard "Effizienzhaus 55" einhalten. Das bedeutet, dass die Häuser bei maximal 55 % des Primärenergiebedarfs und 70 % der Transmissionswärmeverluste des GEG-Referenzgebäudes liegen dürfen. In einem zweiten Szenario wird das Gesamtgebiet mit einem „Effizienzhaus 40“ Standard betrachtet.

4.3.1 Wirtschaftlicher Vergleich

Für die Varianten ergeben sich nach Berechnung der Investitionskosten, der Förderhöhe und der jährlichen Kosten (betriebs, bedarfsgebunden und sonstige Kosten) kostendeckende Wärmepreise, die die Grundlage des wirtschaftlichen Vergleichs bilden. Für die Ermittlung des kostendeckenden Wärmepreises wird eine Vollkostenrechnung durchgeführt. Diese beinhaltet neben den bedarfsgebundenen Kosten auch Reinvestitions- und Abschreibungskosten sowie Wartungs- und Instandhaltungskosten. Daher ist ein Vergleich mit einer jährlichen Energiekostenabrechnung eines Bestandsgebäudes nicht durchführbar.

Die Grundlagen der berechneten Kosten sind vergleichbaren Maßnahmen entnommen oder stützen sich auf Angebotsanfragen sowie Preisen aus dem Baukostenindex (BKI). Hierbei handelt es sich um Preise aus Referenzprojekten und Anfragen am Markt. Die Kosten sind als Nettopreise exkl. Mehrwertsteuer angegeben. Die vorliegende Energieversorgungsbetrachtung hat nicht den endgültigen Anspruch einer Planung. Als Rahmenbedingung für die Wirtschaftlichkeitsberechnung gelten die Daten aus Tabelle 4.8.

Tabelle 4.8: Rahmenbedingungen der Wirtschaftlichkeitsberechnung

Betrachtungszeitraum	20 Jahre
Kalkulatorischer Zins	1,5 %
Nutzungsdauer und Instandhaltungskosten	Nach VDI 2067

Die zukünftigen Preiserhöhungen der Energieträger sind besonders in der aktuellen Lage äußerst schwer zu prognostizieren. Bei der Betrachtung der Erdgas- und Strompreise der letzten Jahre ist festzustellen, dass die Energiekosten im Allgemeinen gestiegen sind. Für die langfristige Zukunft wird auch in diesem Konzept von einem Anstieg der Strom- und Brennstoffpreise ausgegangen. Für eine genauere Abschätzung der zukünftigen Entwicklung gibt es einige Faktoren zu beachten. Für die wirtschaftliche Einschätzung der Energieversorgung ist die Entwicklung der Strom- und Brennstoffpreise zueinander entscheidend. Einige Annahmen und Prognosen, welche diese Kosten beeinflussen sind z. B. der Wegfall der EEG-Umlage, die steigende Inflation und vermehrter Einsatz von Erneuerbaren Energien im Strommix.

Die angenommene Strom- und Brennstoffpreise der Tabelle A.3 im Anhang, bleiben volatile Größen, sodass die Prognose in diesem volatilen Marktumfeld für die mittel und langfristige Entwicklungen aus genannten Gründen ungewiss ist. Die genannten Preise sind dabei Nettopreise, d.h. der Strompreis umfasst alle Umlagen (KWKG-Umlage, Netzentgelte, Konzessionsabgaben, Stromsteuer). Im Strompreis nicht enthalten ist die Umsatzsteuer.

Aufgrund der aktuellen Situation in Folge der Lieferengpässe und Inflation etc. ist zudem eine genaue Abschätzung der zukünftigen Investitionskosten jedoch nicht möglich, weshalb die Investitionskosten und angenommenen Strom- und Brennstoffpreise, auf den ermittelten zum Zeitpunkt der Durchführung der Wirtschaftlichkeitsberechnung beruhen.

Für den wirtschaftlichen Vergleich werden die Anfangsinvestitionen, der kostendeckende Wärmepreis und die jährlichen Kosten der einzelnen Varianten miteinander verglichen und ausgewertet.

Die Anfangsinvestitionen beinhalten Kosten für Energieerzeugungsanlagen, Hausanschlüsse, Wärmenetz und Pufferspeicher. Für die zentralen Versorgungsvarianten entfallen private Investitionen da mit einem entsprechenden Betreiber / Contractor ein Wärmeliefervertrag abgeschlossen wird (vgl. Kapitel 8). In diesen Versorgungsszenarien wird für den Endkunden lediglich eine Gebühr für den Anschluss (Hausanschlusskosten) an das Wärmenetz, ähnlich einem Baukostenzuschuss, fällig. Die jährlichen Betriebskosten richten sich dann an einen Grundpreis, der abhängig von der geforderten Leistung und dem Arbeitspreis für jede Kilowattstunde ist. Wartungskosten, Instandhaltung und Abschreibungskosten sind in einem Wärmeliefervertrag inbegriffen.

Für den kostendeckenden Wärmepreis wird eine Vollkostenrechnung der für die Wärmeversorgung anfallenden Kosten aufgestellt. Diese beinhalten neben den anfänglichen Investitionen in Heizungstechnik oder Hausanschlusskosten, bedarfsgebundene Kosten für den Wärmepumpenstrom und die Hilfsenergie für Verteilpumpen. Hinzukommen jährliche kapitalgebundene Kosten und

Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung. Diese Kosten werden als jährliche Heizkosten aufsummiert. Der kostendeckende Wärmepreis setzt die Jahresheizkosten ins Verhältnis zum jährlichen Wärmebedarf. Er bildet damit einen spezifischen Kostenwert für eine Kilowattstunde Nutzwärmebedarf. Hierbei sind ebenfalls Speicher- und Verteilverluste berücksichtigt. Der ermittelte kostendeckende Wärmepreis ist nicht gleichzusetzen mit dem Arbeitspreis eines Wärmeliefervertrages.

Tabelle 4.9 zeigt die Kostenauswertung für die Bereitstellung von Heiz- und Trinkwarmwasserbedarf für das Szenario mit einem EH 55 Standard. Äquivalent hierzu in Tabelle 4.10 für den EH 40 Standard. Die Auswertung erfolgt in Abhängigkeit der Versorgungsvarianten. Alle im Folgenden aufgeführten Kosten sind Netto-Kosten.

Tabelle 4.9: Wirtschaftlicher Vergleich der Wärmeversorgungsvarianten im EH 55 Standard (alle Kosten netto)

	Nahwärme mit Biomasse	Nahwärme-Cluster mit LWP	Luft-Wasser- Wärmepumpe
Investition [€]	467.589	586.956	341.440
Kostendeckender Wärmepreis [ct./kWh]	18,3	27,5	20,6
Jährliche Kosten [€/a]	105.702	159.148	119.082

Tabelle 4.10: Wirtschaftlicher Vergleich der Wärmeversorgungsvarianten im EH 40 Standard (alle Kosten netto)

	Nahwärme mit Biomasse	Nahwärme-Cluster mit LWP	Luft-Wasser- Wärmepumpe
Investition [€]	428.208	545.915	325.549
Kostendeckender Wärmepreis [ct./kWh]	24,4	34,1	25,3
Jährliche Kosten [€/a]	86.717	121.192	89.853

Für eine bessere Übersichtlichkeit sind die kostendeckenden Wärmepreise grafisch in Abbildung 4.5 dargestellt. Äquivalente Darstellungen für die Investition und die Jahresheizkosten können Abbildung 4.6 bzw. Abbildung 4.7 entnommen werden.

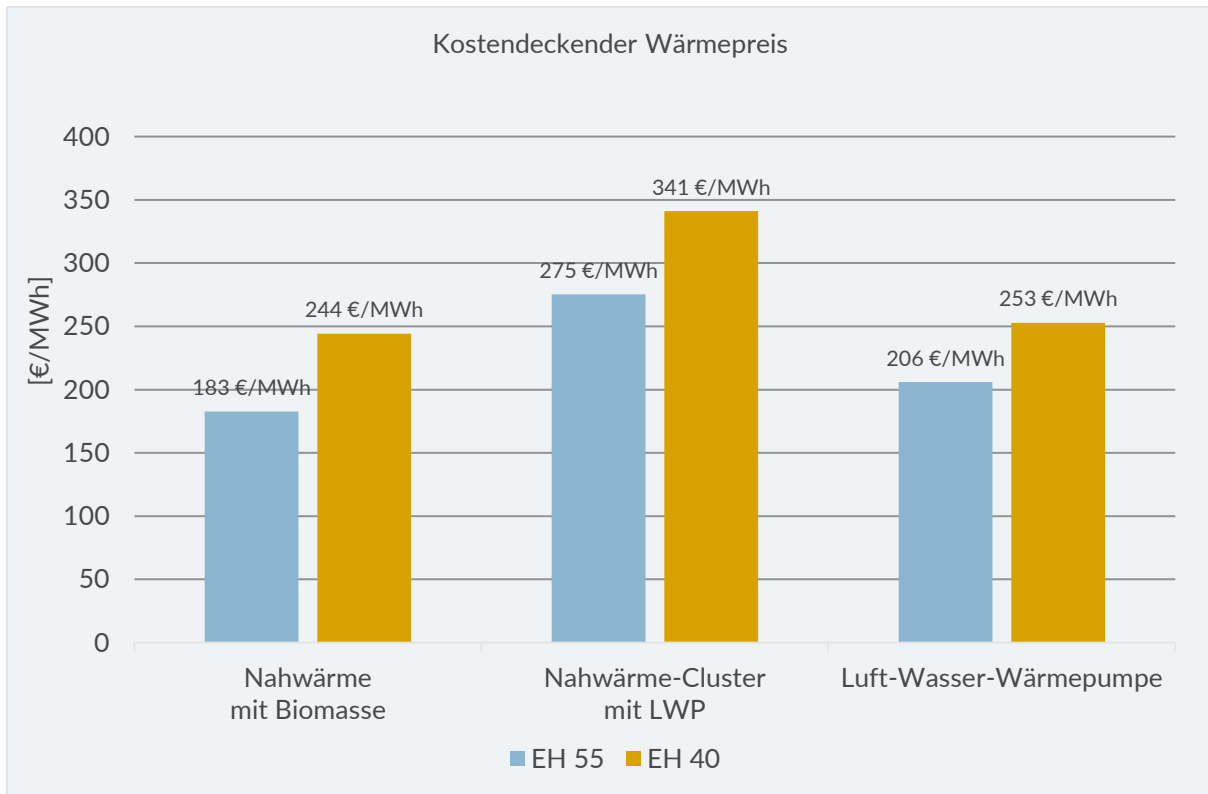


Abbildung 4.5: Variantenvergleich kostendeckender Wärmepreis im EH 55 und EH 40 Baustandard (Vollkostenrechnung)

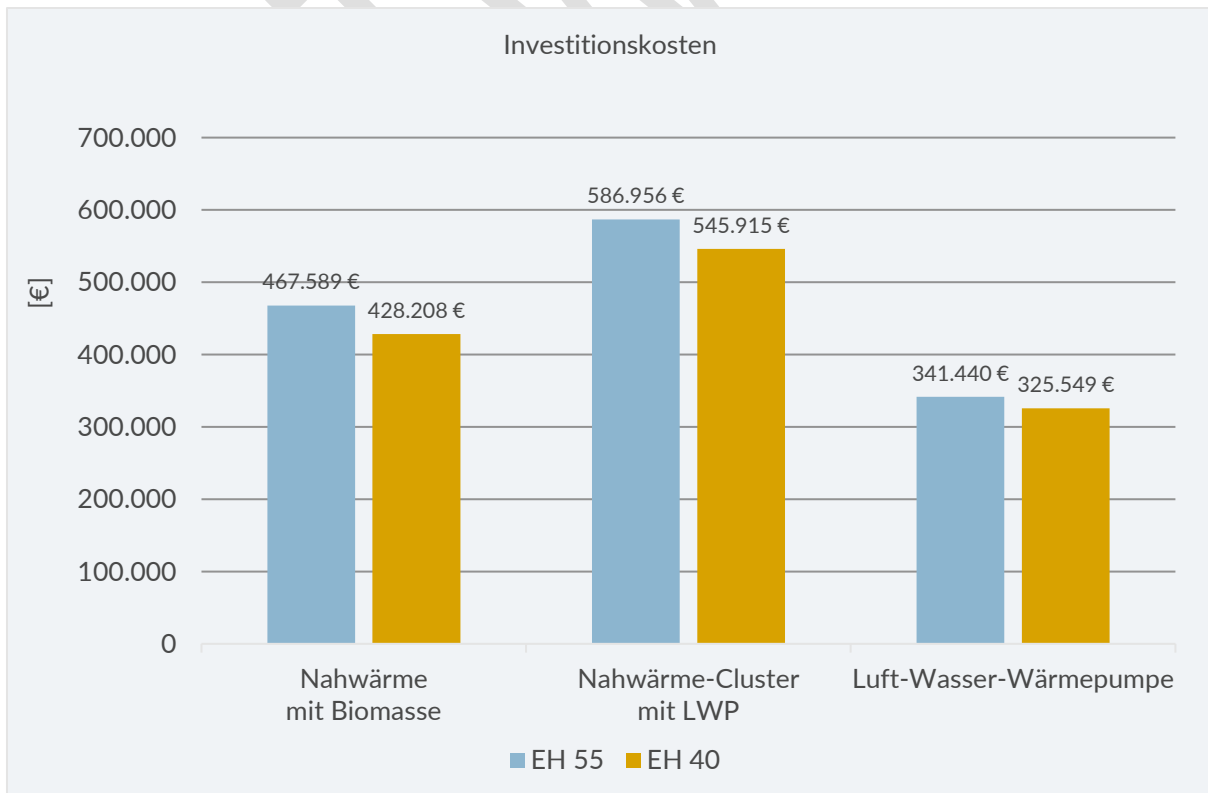


Abbildung 4.6: Variantenvergleich Investitionskosten im EH 55 und EH 40 Baustandard (Vollkostenrechnung)

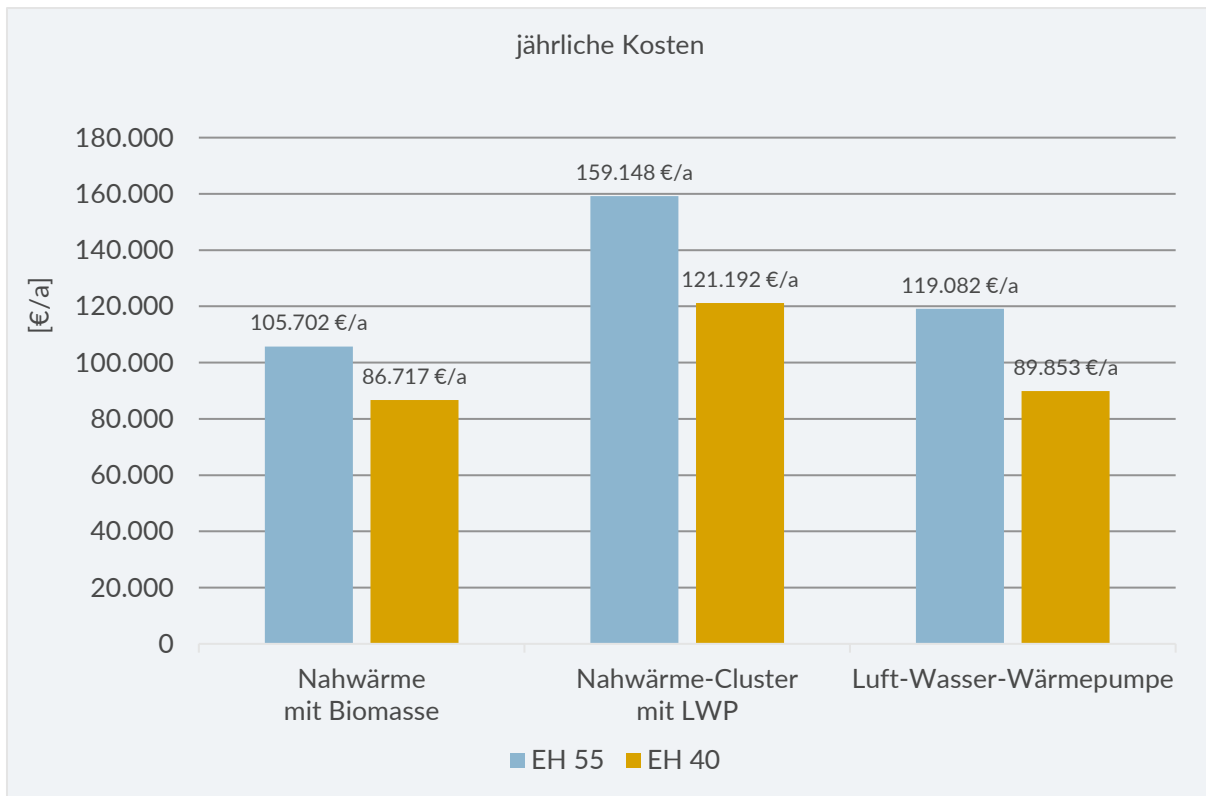


Abbildung 4.7: Variantenvergleich jährliche Kosten Wärmepreis im EH 55 und EH 40 Baustandard (Vollkostenrechnung)

Der Vergleich der Werte und der grafischen Darstellung zeigt, dass der kostendeckende Wärmepreis in der Versorgungsvariante 1 über das zentrale Nahwärmenetz, Wärmeerzeugung mittels Biomasse, die wirtschaftlichste Alternative darstellt. Diese Tendenz lässt sich auch für die jährlichen Kosten erkennen. Bei den reinen Investitionskosten liegt dagegen die Variante 3 mit einer Versorgung über dezentrale Luft-Wasser-Wärmepumpen vorne. Hauptursache für den höheren kostendeckenden Wärmepreis und den jährlichen Kosten, der Variante 3 im Vergleich zur Variante 1, sind die höheren durchschnittlichen Kosten für den Strombezug, im Verhältnis zu den Hauptenergieträgern Biomasse und Gas aus Variante 1. Es zeigt sich, dass die Variante 2 (Mittel-)warmes Wärmenetz mit LWP die unwirtschaftlichste darstellt. Dieses benötigt im Verhältnis zu Variante 3 einen größeren Strombezug für die Wärmebereitstellung aufgrund der Verluste des Nahwärmenetzes.

Zusammenfassend lässt sich aus wirtschaftlicher Sicht folgenden Bewertung der Versorgungsvarianten vornehmen:

- Platzierung 1: Nahwärme mit Biomasse (Variante 1)
- Platzierung 2: Dezentrale Luft-Wasser-Wärmepumpen (Variante 3)
- Platzierung 3: (Mittel-)warme Nahwärme-Cluster mit Luft-Wasser-Wärmepumpen (Variante 2)

4.3.2 Ökologischer Vergleich

Die ökologische Bewertung erfolgt anhand der CO₂-Emissionen, die durch die Wärmebereitstellung emittiert werden und des Primärenergiefaktors. Als Grundlage werden CO₂-Emissionsfaktoren⁶ und Primärenergiefaktoren aus dem GEG angewendet, die in der Tabelle A.1 und

Tabelle A.2 nachgelesen werden können. Neben den Emissionen und Primärenergiebedarfen für die Wärmebereitstellung wird der Haushaltsstrom mit einbezogen.

Für den Wärmepumpenstrom wird der Wert des aktuellen deutschen Strommix angesetzt. Zukünftige Erhöhungen des erneuerbaren Stroms können für eine Reduktion der CO₂-Emissionen in wärmepumpenbasierten Versorgungskonzepten sorgen. Es ist davon auszugehen, dass der deutsche Strommix in den nächsten Jahren weiter sinken wird, da vermehrt Strom auf Basis erneuerbarer Energien produziert wird. Der Verlauf des anzusetzenden Emissionsfaktors seit 1990 ist in Abbildung 4.8 abgebildet. Ebenfalls können die CO₂-Emissionen durch den Einsatz von im Quartier erzeugtem PV-Strom reduziert werden. Bei Einsatz von Strom aus ausschließlich regenerativen Quellen, können die Emissionen auf ein Minimum reduziert werden bzw. bilanziell ausgeglichen werden (vgl. Tabelle 4.11).

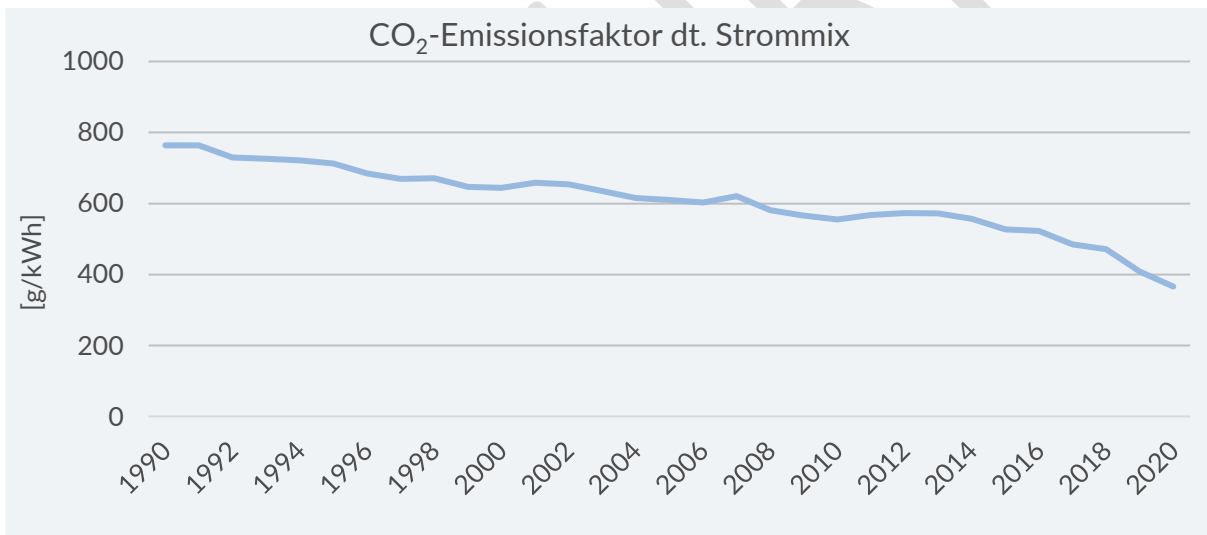


Abbildung 4.8: Verlauf des CO₂-Emissionsfaktor des deutschen Strommix seit 1990

⁶ Bei den Emissionsfaktoren handelt es sich jeweils um sog. LCA-Faktoren (life-cycle-analysis, engl. für Lebenszyklusanalyse), also Faktoren, welche die gesamten zur Produktion und Distribution benötigten Vorketten miteinbeziehen. Da es sich um CO_{2e}-Faktoren, also Emissionsfaktoren die Kohlenstoffdioxid-Äquivalente bewerten, handelt, wurden die Wirkungen weiterer Treibhausgase neben Kohlenstoffdioxid (CO₂) wie Methan und Stickoxide in CO₂-Äquivalente umgerechnet und mit in den Faktor einbezogen. Beispielsweise entspricht 1 kg Methan etwa 21 kg CO_{2e}. Deshalb sind die CO_{2e}-Emissionsfaktoren immer etwas höher als reine CO₂-Faktoren, da die Auswirkungen weiterer Treibhausgase mitbilanziert werden.

Neben den CO₂-Emissionen werden ebenfalls die Primärenergiebedarfe untersucht und bewertet. Die genutzten Primärenergiefaktoren⁷ können Tabelle A.2 im Anhang entnommen werden.

Anhand der Gebäude des Bebauungsplans in Kombination mit der jeweiligen Versorgungsvariante, wurden CO₂-Emissionen pro Jahr ermittelt. Es wird angenommen, dass die Versorgungstechniken entsprechende Gebäudetypen ähnlich effizient und dadurch mit ähnlichen Emissionen versorgt werden.

Für die zentralen Versorgungslösungen wurden unter Berücksichtigung von Wärmeverlusten und Hilfsenergien, für Netzpumpen etc. die jährlichen Emissionen für die Wärmegestehung ermittelt. Diese werden für den Wärmebezug angenommen und gebäudeinterne Verluste und Hilfsenergien aufgeschlagen.

Für die dezentralen Lösungen wurde der Stromeinsatz für die Wärmepumpen und Hilfsenergien mit dem CO₂-Emissionswert für Strom fakturiert. Für die einzelnen Versorgungslösungen ergeben sich so die jährlichen CO₂-Emissionen.

Neben den Freisetzungen und Verbräuchen an Emissionen und Endenergie soll zukünftig im Gebiet Erneuerbare Energie in Form von Photovoltaik auf den Dachflächen produziert werden. Diese potenziellen Erträge werden ebenfalls mit den Emissionswerten und Primärenergiefaktoren verrechnet und den Bedarfen des Gebiets gegenübergestellt.

Die CO₂-Emissionen des Gebiets zur Wärmebereitstellung und Haushaltsstromversorgung sind in Tabelle 4.11 für die Gebäude im EH 55 Standard dargestellt. Dem gegenüber sind die potenziellen PV-Erträge der aus Kapitel 3.1 dargestellt. Wichtig ist selbstverständlich, dass diese Betrachtungsweise auf einer jährlichen bilanziellen Bewertung erfolgt. Durch die zeitliche Diskrepanz zwischen Wärmebedarf in den Wintermonaten und den PV-Erträgen in den Sommermonaten, kann dies nur bilanziell erzielt werden.

Tabelle 4.11: Variantenvergleich jährliche CO₂-Emissionen im Gesamtgebiet für Wärme und Haushaltsstrom im EH 55 Standard

	Nahwärme mit Biomasse	Nahwärme-Cluster mit LWP	Luft-Wasser- Wärmepumpe
CO ₂ -Emissionen Wärmeversorgung	37.050 kg/a	128.106 kg/a	123.686 kg/a
CO ₂ -Emissionen Haushaltsstrom	102.760 kg/a	102.760 kg/a	102.760 kg/a
CO ₂ -Emissionen gesamt	139.810 kg/a	230.866 kg/a	226.446 kg/a
CO ₂ -Emissionen Gutschrift PV	392.529 kg/a	392.529 kg/a	392.529 kg/a
Bilanz mit PV	-252.719 kg/a	-161.662 kg/a	-166.083 kg/a

⁷ Für den Primärenergiebedarf werden neben der reinen Heizwärme- und Trinkwarmwasser-Bereitstellung zeitlich und örtlich vorgelagerte Prozessketten berücksichtigt, die außerhalb des Gebäudes für Gewinnung, Umwandlung und Verteilung anfallen. Die primärenergetische Bewertung erfolgt nach der Berechnungsgrundlage des GEG.

Durch den geringen Wärmebedarf des EH 40 Standards können unabhängig von der Anlagentechnik CO₂-Emissionen eingespart werden. Die Emissionsbetrachtung für einen EH 40 Standard des Gebiets ist in Tabelle 4.12 dargestellt.

Tabelle 4.12: Variantenvergleich jährliche CO₂-Emissionen im Gesamtgebiet für Wärme und Haushaltsstrom im EH 40 Standard

	Nahwärme mit Biomasse	Nahwärme-Cluster mit LWP	Luft-Wasser- Wärmepumpe
CO ₂ -Emissionen Wärmeversorgung	24.105 kg/a	87.254 kg/a	86.136 kg/a
CO ₂ -Emissionen Haushaltsstrom	102.760 kg/a	102.760 kg/a	102.760 kg/a
CO ₂ -Emissionen gesamt	126.865 kg/a	190.014 kg/a	188.896 kg/a
CO ₂ -Emissionen Gutschrift PV	392.529 kg/a	392.529 kg/a	392.529 kg/a
Bilanz mit PV	-265.664 kg/a	-202.515 kg/a	-203.633 kg/a

Die Gegenrechnung des PV-Stroms und Aufstellung einer Gesamtbilanz, in der die Emissionen für Wärme und Strom aufaddiert werden und die „Gutschrift“ aus der PV-Produktion abgezogen wird, zeigt dass in allen Varianten die CO₂-Emissionen im Gebiet kompensiert werden können. Dafür wird bilanziell für jede erzeugte Kilowattstunde PV-Strom eine Gutschrift von 860 Gramm angerechnet. Dies entspricht dem aus dem Stromnetz „verdrängtem“ Strom durch den PV-Strom. Zur besseren Übersichtlichkeit sind die Ergebnisse in Abbildung 4.9 für den EH 55 Standard bzw. **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** für EH 40 Standard dargestellt.

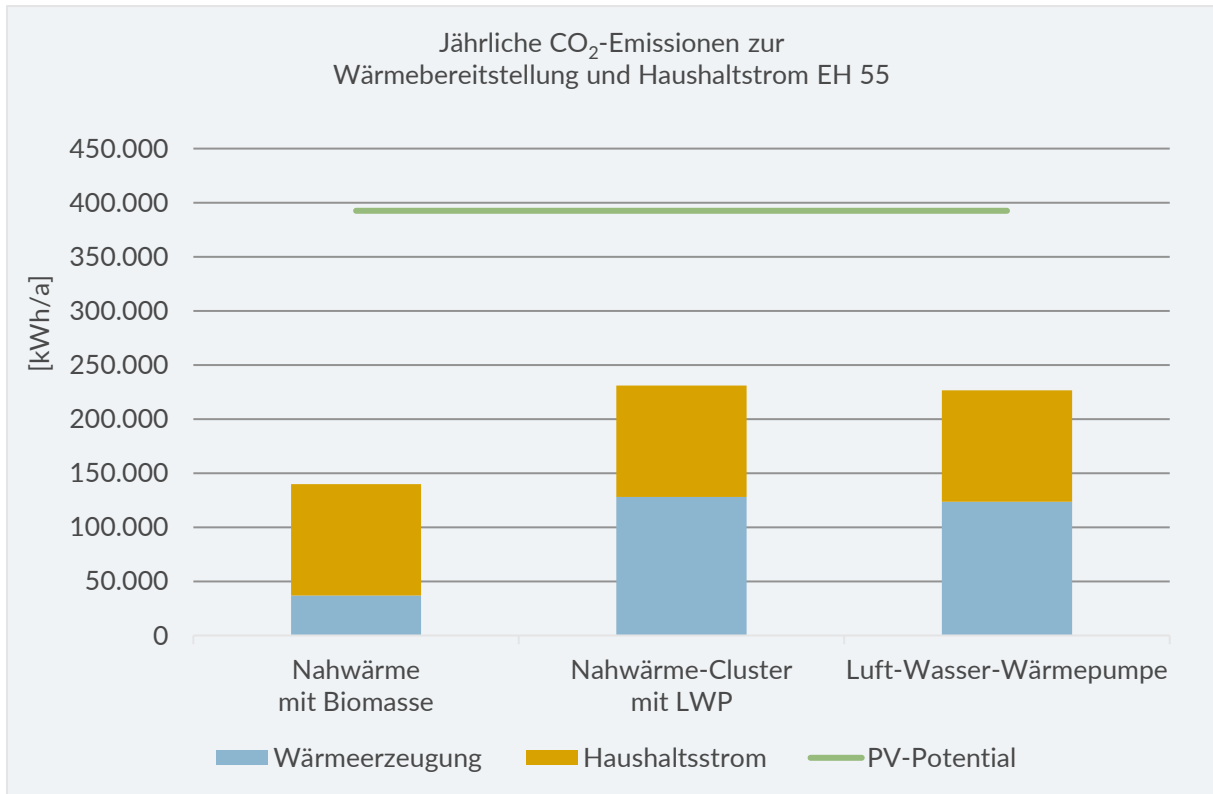


Abbildung 4.9: Grafische Darstellung CO₂-Emissionen des Gesamtgebiets nach Wärmeversorgung und Haushaltstrom im EH 55 Standard gegenüber potenziellen PV-Erträgen.

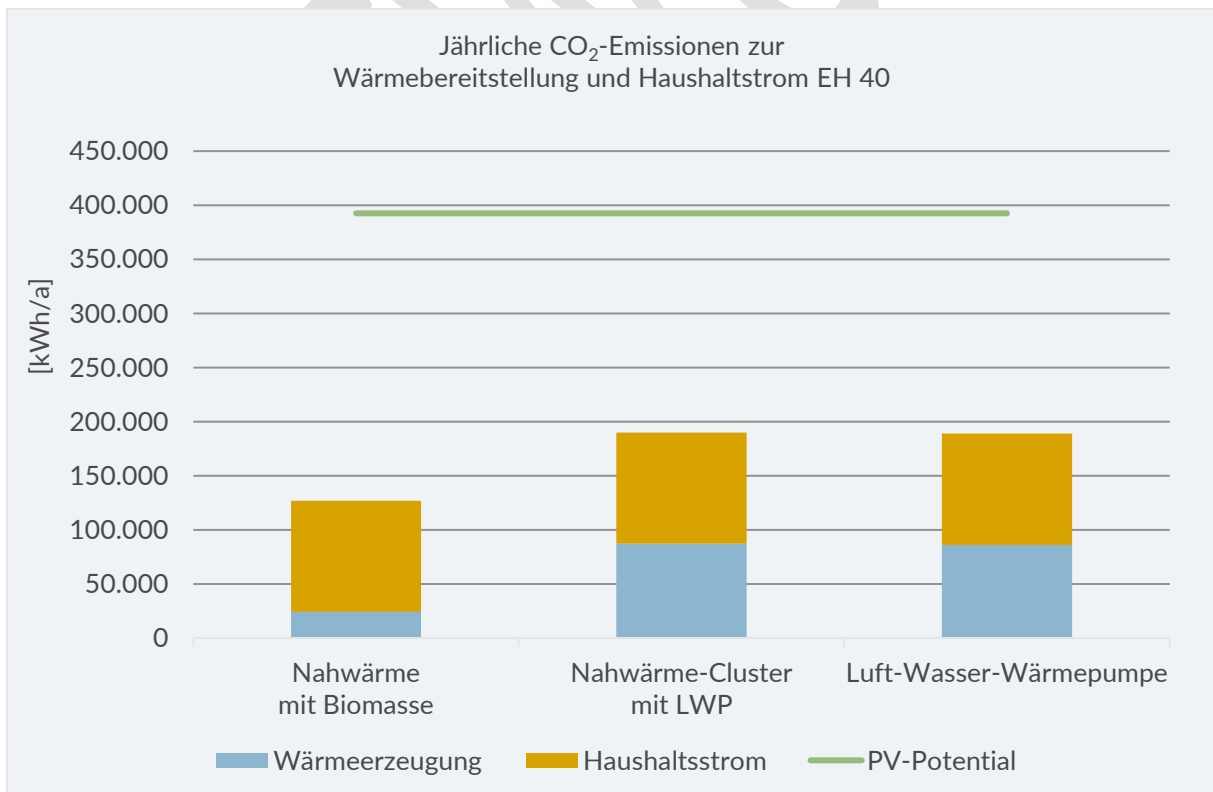


Abbildung 4.10: Grafische Darstellung CO₂-Emissionen des Gesamtgebiets nach Wärmeversorgung und Haushaltstrom im EH 40 Standard gegenüber potenziellen PV-Erträgen.

Die Auswertung der Emissionen zeigt, dass durch den Einsatz von Biomasse (20 g/kWh, vgl. Tabelle A.1) die größten Einsparungen erzielt werden können. Dies liegt ebenfalls an dem, wie beschrieben, hohen Emissionsfaktor des deutschen Strommix (560 g/kWh, vgl. Tabelle A.1), der für die Wärmepumpen angesetzt wird. Durch zukünftige Reduktionen oder den direkten Einsatz von erneuerbarem Strom, können die Wärmepumpen nahezu emissionslos betrieben werden.

Zusammenfassend lässt sich durch die Bewertung der jährlichen CO₂-Emissionen folgende Bewertung der Versorgungsvarianten vornehmen:

- Platzierung 1: Nahwärme mit Biomasse (Variante 1)
- Platzierung 2: dezentrale Luft-Wasser-Wärmepumpen (Variante 3)
- Platzierung 3: (Mittel-)warme Nahwärme-Cluster mit Luft-Wasser-Wärmepumpen (Variante 2)

Die Auswertung nach dem Primärenergiebedarf erfolgt äquivalent zu den CO₂-Emissionen. Hier wird ebenfalls der erzielte PV-Ertrag gegengerechnet. Tabelle 4.13 zeigt die Auswertung des Primärenergiebedarfs im EH 55 Standard bzw. Tabelle 4.14 im EH 40 Standard.

Tabelle 4.13: Variantenvergleich jährlicher Primärenergiebedarf im Gesamtgebiet für Wärme und Haushaltsstrom im EH 55 Standard

	Nahwärme mit Biomasse	Nahwärme-Cluster mit LWP	Luft-Wasser- Wärmepumpe
Primärenergiebedarf Wärmeversorgung	233.111 kWh/a	454.202 kWh/a	394.561 kWh/a
Primärenergiebedarf Haushaltsstrom	330.300 kWh/a	330.300 kWh/a	330.300 kWh/a
Primärenergiebedarf gesamt	563.411 kWh/a	784.502 kWh/a	727.861 kWh/a
Primärenergiebedarf Gutschrift PV	1.278.001 kWh/a	1.278.001 kWh/a	1.278.001 kWh/a
Bilanz mit PV	-714.590 kWh/a	-493.499 kWh/a	-550.140 kWh/a

Tabelle 4.14: Variantenvergleich jährlicher Primärenergiebedarf im Gesamtgebiet für Wärme und Haushaltsstrom im EH 40 Standard

	Nahwärme mit Biomasse	Nahwärme-Cluster mit LWP	Luft-Wasser- Wärmepumpe
Primärenergiebedarf Wärmeversorgung	155.412 kWh/a	307.537 kWh/a	276.866 kWh/a
Primärenergiebedarf Haushaltsstrom	330.300 kWh/a	330.300 kWh/a	330.300 kWh/a
Primärenergiebedarf gesamt	485.712 kWh/a	637.837 kWh/a	607.166 kWh/a
Primärenergiebedarf Gutschrift PV	1.278.001 kWh/a	1.278.001 kWh/a	1.278.001 kWh/a
Bilanz mit PV	-792.290 kWh/a	-640.164 kWh/a	-670.835 kWh/a

Der Vergleich des Primärenergiebedarfs zeigt, dass neben den CO₂-Emissionen ebenfalls der Bedarf an Primärenergie durch die Erzeugung von PV-Strom im Quartier kompensiert werden kann. Der erzeugte PV-Strom wird mit dem Primärenergiefaktor vom Verdrängungsstrommix (2,8) fakturiert und mit den Bedarfen verrechnet. Wichtig ist selbstverständlich, dass diese Betrachtungsweise auf einer jährlichen bilanziellen Bewertung erfolgt. Durch die zeitliche Diskrepanz zwischen Wärmebedarf in den Wintermonaten und den PV-Erträgen in den Sommermonaten, kann dies nur bilanziell erzielt werden. Für die Primärenergiebedarfe ist dieses Ergebnis ebenfalls grafisch in Abbildung 4.11 aufgeführt.

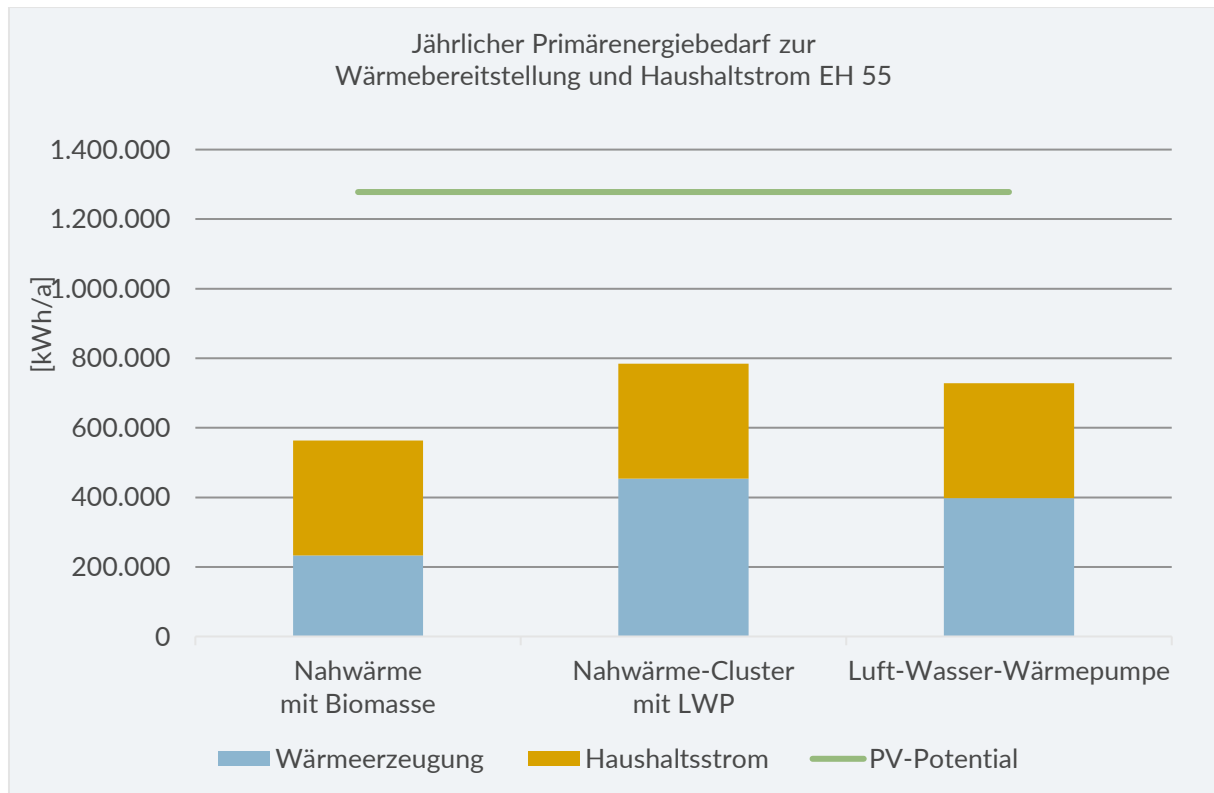


Abbildung 4.11: Variantenvergleich jährlicher Primärenergiebedarf für Wärme und Haushaltstrom im EH 55 Standard

Äquivalent hierzu zeigt die Abbildung 4.12 die Auswertung des Primärenergiebedarfs im EH 40 Standard.

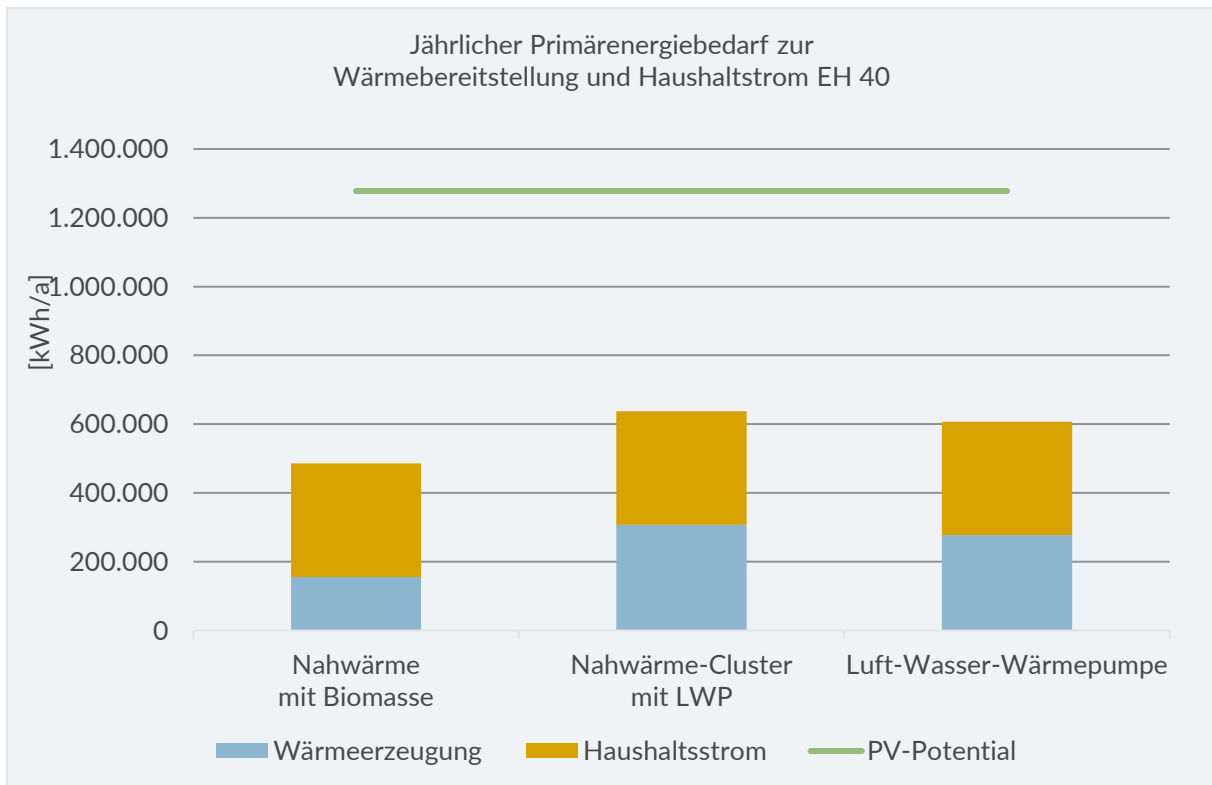


Abbildung 4.12: Variantenvergleich jährlicher Primärenergiebedarf für Wärme und Haushaltstrom im EH 40 Standard

Die Auswertung des Primärenergiebedarfs zeigt ein ähnliches Bild wie die der CO₂-Emissionen. Durch die angenommenen Versorgungsvarianten kann der Primärenergiebedarf bilanziell durch die PV-Erträge kompensiert werden. Dabei ermöglicht der Einsatz von Biomasse in Variante 1 die größtmögliche Einsparung. Auch hier sei darauf hingewiesen, dass Veränderungen im Strommarkt und gebäudenah erzeugter Strom für den Einsatz in Wärmepumpen zukünftig weitere Einsparungen in den Wärmepumpen-Varianten ermöglichen können, da der anzurechnende Faktor des deutschen Strommix reduziert werden kann.

Letztlich lässt sich durch die Bewertung des jährlichen Primärenergiebedarfs folgende Bewertung der Versorgungsvarianten vornehmen:

- Platzierung 1: Nahwärme mit Biomasse (Variante 1)
- Platzierung 2: dezentrale Luft-Wasser-Wärmepumpen (Variante 3)
- Platzierung 3: (Mittel-)warme Nahwärme-Cluster mit Luft-Wasser-Wärmepumpen (Variante 2)

4.3.3 Plus-Energie-Bilanz

Als ergänzendes Kriterium wird für das Quartier eine positive Energiebilanz, als sogenannte Plus-Energie-Siedlung angestrebt. Das Ziel der Plus-Energie-Bilanz ist es bilanziell mehr lokale Energie aus erneuerbaren Quellen zu produzieren, als die Bewohner in der Siedlung verbrauchen. Dafür wird der Endenergiebedarf für die Wärmebereitstellung und des Haushaltstroms bilanziert und den Erträgen aus den PV-Anlagen gegenübergestellt. An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass in der Variante 1 Biomasse eingesetzt wird. Biomasse wird für die Betrachtung des Primärenergiebedarfs mit einem Faktor von 0,2 bewertet. Dafür wird der Endenergiebedarf, also die verbrannte Menge an Biomasse mit dem Faktor 0,2 multipliziert. Für die Betrachtung der Plus-Energie-Bilanz wird die Endenergie betrachtet. Daher kommt es im Vergleich zwischen den Varianten zu unterschiedlichen Ergebnissen, je nachdem

nach welchem Kriterium bewertet wird (CO₂-Emissionen, Primärenergie, Endenergie). Ähnlich verhält es sich bei anderen Energieträgern. Dafür sei auf die Tabellen im Anhang zu den CO₂-Emissionen (Tabelle A.1) und den Primärenergiefaktoren (Tabelle A.2) verwiesen.

Die Auswertung der Plus-Energie-Bilanz erfolgt in Tabelle 4.15 und in Tabelle 4.16.

Tabelle 4.15: Variantenvergleich jährlicher Endenergiebedarf im Gesamtgebiet für Wärme und Haushaltsstrom im EH 55 Standard

	Nahwärme mit Biomasse	Nahwärme-Cluster mit LWP	Luft-Wasser- Wärmepumpe
Endenergiebedarf Wärmeversorgung	748.730 kWh/a	302.555 kWh/a	220.867 kWh/a
Endenergiebedarf Haushaltsstrom	183.500 kWh/a	183.500 kWh/a	183.500 kWh/a
Endenergiebedarf gesamt	932.230 kWh/a	486.055 kWh/a	404.367 kWh/a
Endenergiebedarf Gutschrift PV	456.429 kWh/a	456.429 kWh/a	456.429 kWh/a
Bilanz mit PV	475.801 kWh/a	29.626 kWh/a	-52.062 kWh/a

Tabelle 4.16: Variantenvergleich jährlicher Endenergiebedarf im Gesamtgebiet für Wärme und Haushaltsstrom im EH 40 Standard

	Nahwärme mit Biomasse	Nahwärme-Cluster mit LWP	Luft-Wasser- Wärmepumpe
Endenergiebedarf Wärmeversorgung	497.171 kWh/a	202.901 kWh/a	153.815 kWh/a
Endenergiebedarf Haushaltsstrom	183.500 kWh/a	183.500 kWh/a	183.500 kWh/a
Endenergiebedarf gesamt	680.671 kWh/a	386.401 kWh/a	337.315 kWh/a
Endenergiebedarf Gutschrift PV	456.429 kWh/a	456.429 kWh/a	456.429 kWh/a
Bilanz mit PV	224.242 kWh/a	-70.028 kWh/a	119.114 kWh/a

Für die Auswertung der Plus-Energie-Bilanz wurden die Endenergiebedarfe für Wärme und Strom dem Ertrag aus PV gegenübergestellt. Im EH 55 Standard ermöglicht die Variante 3 mit dezentralen Luft-Wasser-Wärmepumpen in Kombination mit den Photovoltaikanlagen (grüne Linie) eine bilanzielle Überschreitung der Erträge gegenüber dem Verbrauch. Abbildung 4.13 zeigt die tabellarische Darstellung in grafischer Form.

Mit einer Ausführung der Gebäude im EH 40 Standard zeigt die grafische Darstellung (s. Abbildung 4.14), dass die Varianten 2 und 3 unter der durchgezogenen Linie liegen und somit für das Quartier eine Plus-Energie-Bilanz darstellen. Das im EH 40 Standard die Variante 2 ebenfalls eine Plus-Energie-Bilanz erreicht liegt an dem allgemein niedrigerem Wärmebedarf der Gebäude durch diesen Baustandard.

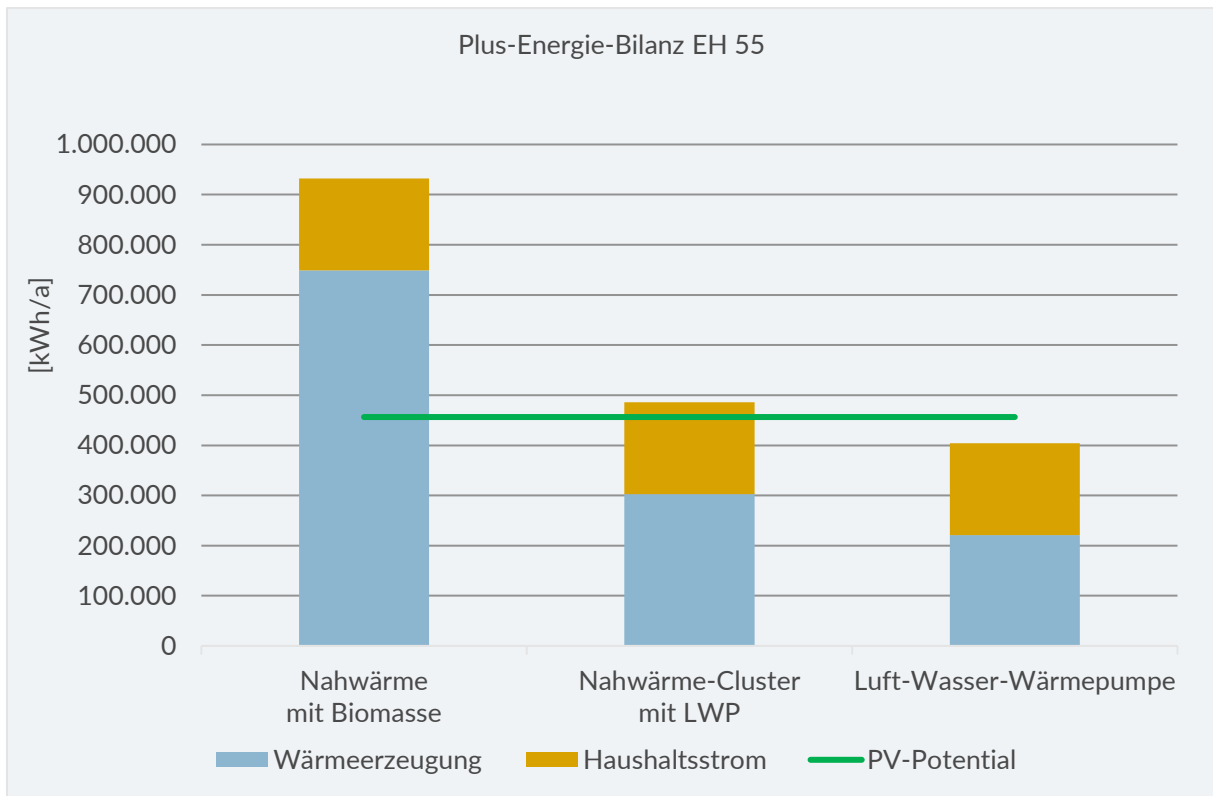


Abbildung 4.13: Auswertung Plus-Energie-Bilanz mit EH 55 Standard

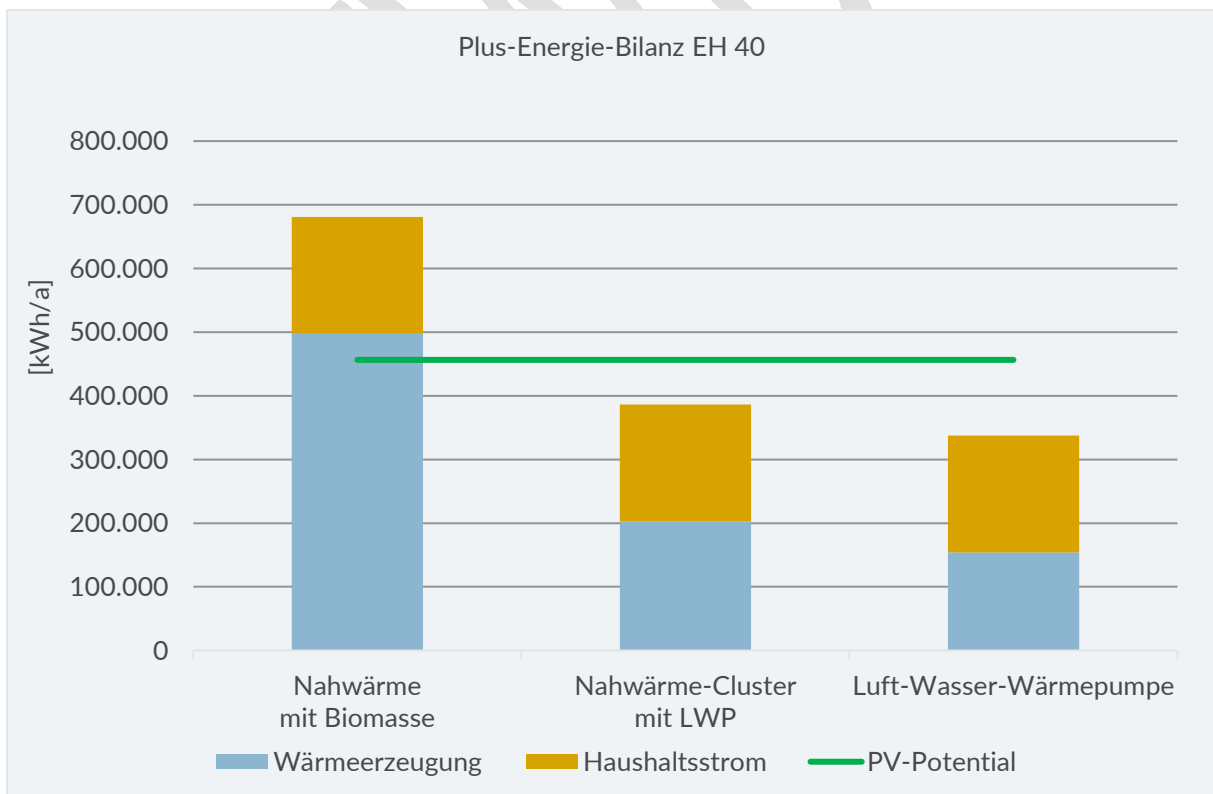


Abbildung 4.14: Auswertung Plus-Energie-Bilanz mit EH 40 Standard

Für die Plus-Energie-Bilanz wird die Endenergie zur Deckung des Wärmebedarfs für Heizung und Trinkwarmwasser sowie der Haushaltstrom betrachtet. Durch den hohen Einsatz an Endenergie durch die Biomasse ist in der zentralen Varianten mit Biomasse keine Plus-Energie-Bilanz realisierbar (mit der angesetzten erneuerbaren Stromerzeugung). Der Wärmeanteil in den Versorgungsvarianten mit Luft-Wasser-Wärmepumpen verringert sich im Vergleich zum Primärenergiebedarf, da der Wärmebedarf zum größten Teil aus Umweltwärme gedeckt werden kann.

Letztlich lässt sich durch die Bewertung der Plus-Energie-Bilanz folgende Bewertung der Versorgungsvarianten vornehmen:

- Platzierung 1: dezentrale Luft-Wasser-Wärmepumpen (Variante 3)
- Platzierung 2: (Mittel-) warme Nahwärme-Cluster mit Luft-Wasser-Wärmepumpen (Variante 2)
- Platzierung 3: Nahwärme mit Biomasse (Variante 1)

4.3.4 Autarkiegrad

Ein weiteres Kriterium, welches untersucht wurde, ist der sogenannte Autarkiegrad. Der Autarkiegrad ist ein Maß dafür, wie unabhängig die Versorgung von externen Bezügen ist. Fälschlicherweise werden Autarkiegrad und Eigenverbrauch oft miteinander verwechselt oder gleichgesetzt. Am Beispiel einer Photovoltaikanlage bezieht sich der Eigenverbrauch auf den selbst verwendeten Stromanteil des im Jahr gesamt produzierten PV-Stroms. Der Autarkiegrad hingegen bezieht sich auf den Gesamtbedarf eines Gebäudes (z.B. Strom) und sagt aus, bis zu welchem Grad dieser selbst gedeckt werden kann. Der Autarkiegrad wird für den Wärme- und Strombedarf für das Gebiet als Ganzes untersucht und der prozentuale Anteil dafür angegeben, wie unabhängig die Gebäude von externen Bezügen sind.

Der Autarkiegrad wird im Wesentlichen durch die Faktoren Gesamtbedarf (Strom, Wärme), dem Eigenverbrauch und erbrachten Ertrag von Wärme- oder Stromerzeugern beeinflusst. Sinkt beispielsweise der Bedarf würde sich bei unveränderter Erzeugung automatisch der Autarkiegrad erhöhen. Eine Erhöhung des Eigenverbrauchs durch größere Speicher würde ebenfalls eine Steigerung des Autarkiegrads zur Folge haben.

Für einen erhöhten Autarkiegrad sind dezentrale Stromspeicher vorgesehen. Diese sind in der Praxis üblicherweise so dimensioniert, dass der an einem Tag eingespeicherte PV-Ertrag über einen Tagesverlauf vollständig verbraucht wird. Die je Gebäudetyp angenommene Speicherkapazität kann Tabelle 4.17 entnommen werden.

Tabelle 4.17: dezentrale Stromspeicher je Gebäudetyp (energielenker projects GmbH, 2022)

Gebäudetyp	EFH	MFH 8 WE NO+SW	MFH 8 WE Ost-West	MFH 10 WE NO-SW	Betreutes Wohnen
Speichergröße	5,1 kWh	19,3 kWh	19,3 kWh	19,3 kWh	33,12 kWh

In Tabelle 4.18 und Tabelle 4.19 erfolgt die Auswertung des Autarkiegrades mit einem Baustandard nach EH 55 bzw. EH 40. Eine grafische Darstellung hiervon ist in Abbildung 4.15 und Abbildung 4.16 zu sehen.

Tabelle 4.18: Auswertung Autarkiegrad mit EH 55 Standard

	Nahwärme mit Biomasse	Nahwärme-Cluster mit LWP	Luft-Wasser- Wärmepumpe
Netzbezug Wärme	748.730 kWh/a	302.555 kWh/a	220.867 kWh/a
Netzbezug Strom	183.500 kWh/a	183.500 kWh/a	183.500 kWh/a
Eigenproduktion Wärme	0 kWh/a	11.825 kWh/a	33.416 kWh/a
Eigenproduktion Strom	133.939 kWh/a	133.939 kWh/a	133.939 kWh/a
Autarkiegrad	14,4 %	30,0 %	41,4 %

Tabelle 4.19: Auswertung Autarkiegrad mit EH 40 Standard

	Nahwärme mit Biomasse	Nahwärme-Cluster mit LWP	Luft-Wasser- Wärmepumpe
Netzbezug Wärme	497.171 kWh/a	202.901 kWh/a	153.815 kWh/a
Netzbezug Strom	183.500 kWh/a	183.500 kWh/a	183.500 kWh/a
Eigenproduktion Wärme	0 kWh/a	11.825 kWh/a	33.416 kWh/a
Eigenproduktion Strom	133.939 kWh/a	133.939 kWh/a	133.939 kWh/a
Autarkiegrad	19,7 %	37,7 %	49,6 %

Die Auswertung zeigt, dass grundsätzlich in den Varianten mit einem EH 40 Standard die höheren Autarkiegrade zu erzielen sind. Dies ist durch den geringeren Gesamtenergiebedarf begründet. Mit einem geringeren Verbrauch bei gleichbleibender Erzeugung, sinkt automatisch der Anteil an externen Bezügen, was einen höheren Autarkiegrad zur Folge hat. Insgesamt lässt sich nach Varianten, in der Variante 3, dezentrale Luft-Wasser-Wärmepumpen, der höchste Autarkiegrad erreichen. Bei einem EH 40 Standard liegt dieser bei 49,6%. Die dezentralen Wärmepumpen erhöhen hierbei, durch ihren Bedarf an Strom zur Wärmeerzeugung, den Anteil des selbst verwendeten PV-Stroms (Eigenverbrauchsanteil). Dies führt wiederum dazu, dass weniger Strom aus dem öffentlichen Netz bezogen werden muss.

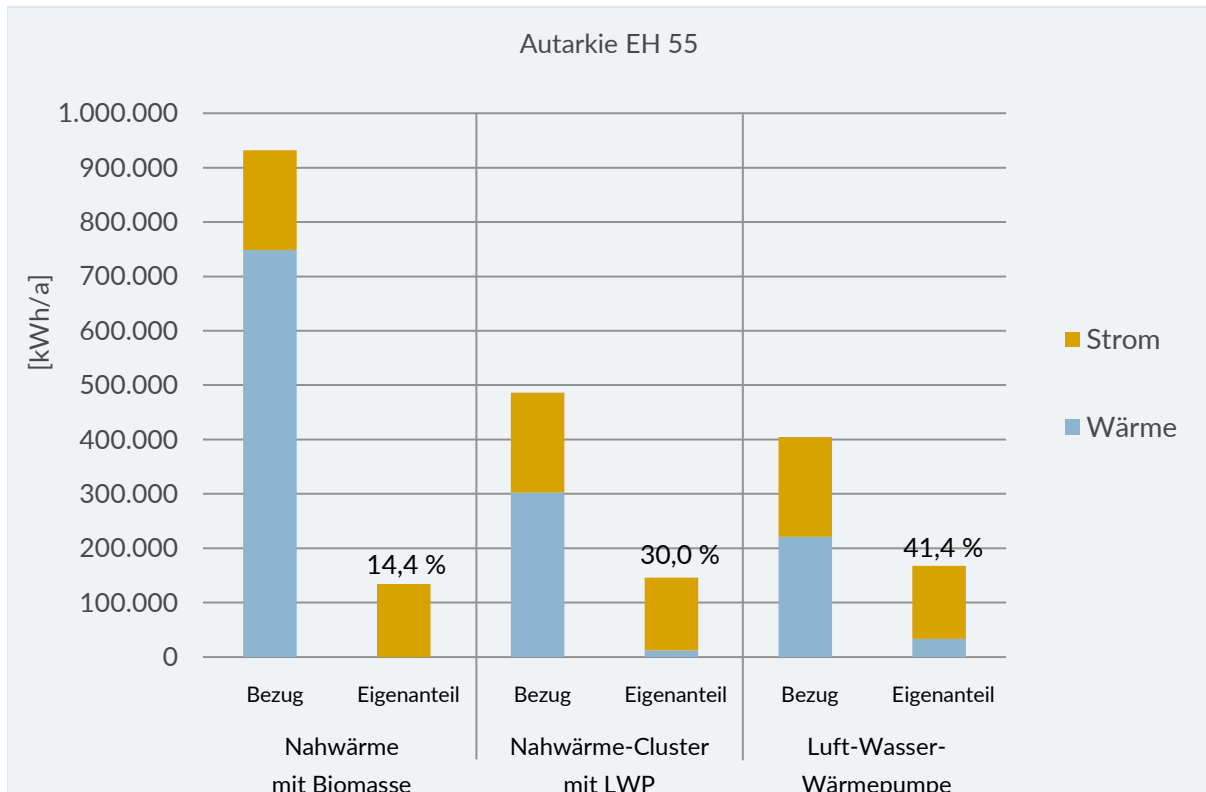


Abbildung 4.15: Auswertung Autarkiegrad mit EH 55 Standard

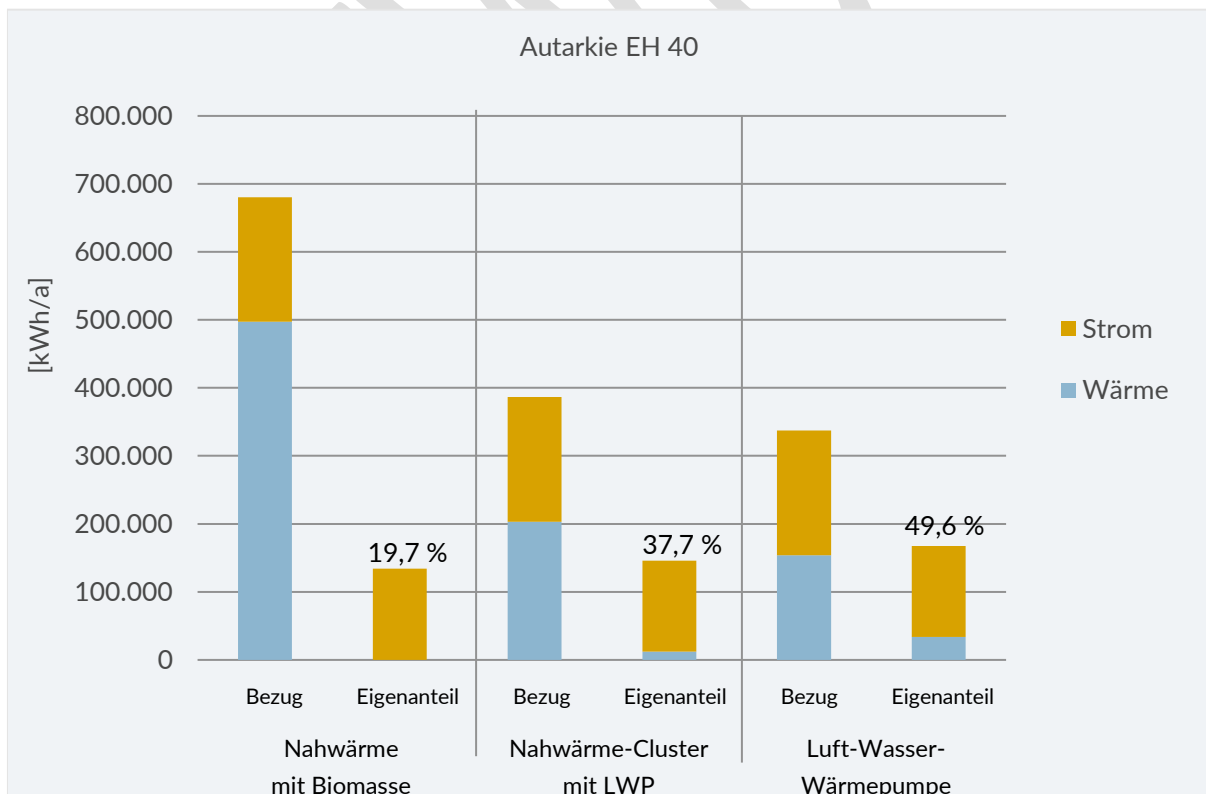


Abbildung 4.16: Auswertung Autarkiegrad mit EH 40 Standard

4.4 ENTWICKLUNG DES STROM-VERTEILNETZES DES WOHNGBIET WEST

Bezugnehmend auf die Entwicklung des Stromnetzes werden in diesem Kapitel die technisch-regulatorischen Rahmenbedingungen dargestellt. Auf eine detaillierte Stromnetzplanung wird in diesem Kontext verzichtet, da diese HOAI-Ingenieursleistung den beauftragten Rahmen übersteigt und diese Aufgabe beim zuständigen Stromnetzbetreiber regulatorisch verortet ist.

Mit dem Gesetz zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht wurden die Vorgaben zur Verteilernetzplanung mit dem neuen § 14d EnWG grundlegend angepasst. Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben danach der übergeordneten Regulierungsbehörde alle zwei Jahre einen Netzausbauplan vorzulegen. Der Hochlauf der Elektromobilität (Ladepunkte für Elektrofahrzeuge) ist dabei explizit in die Planungsgrundlagen einzubeziehen. Dadurch wird eine vorausschauende Verteilernetzplanung angereizt und unterstützt. Zudem sollen in der Netzbauplanung konkrete Netzanschlussbegehren angemessen einbezogen werden.

Im Kontext des Wohngebiet West schlagen wir daher vor, das Wohngebiet als Netzanschlussbegehren frühzeitig dem zuständigen Netzbetreiber zu melden. Erfahrungsgemäß wird dieser die örtliche Netzkapazität überprüfen. Anhand der insgesamt benötigten elektrischen Anschlussleistung aller elektrischen Abnehmer im Neubaugebiet, wird ein Netzanschluss in der Mittelspannungsebene oder Niederspannungsebene geplant.

Der Stromnetzbetreiber allein ist für die Planung, den Ausbau und die Instandhaltung des zukünftigen Stromnetzes des Wohngebiets zuständig. Die damit einhergehenden Investitionskosten, laufenden Kosten wie auch die Personalkosten für die Netzbewirtschaftung werden über die Stromnetz-Entgelte refinanziert.

Sowohl zukünftige Anlagenbetreiber, Messtellenbetreiber oder Betreiber einer Kundenanlage nach §3 24a des EnWG müssen die Niederspannungs-Anschlussverordnung (NAV) des zuständigen Stromnetzbetreiber ovag Netz GmbH beachten. Erforderliche Informationen hierzu finden Sie unter dem Link: <https://www.ovag-netz.de/netzkunden/netzanschluss.html>

In den weiteren Umsetzungsplanungen für die gewählte Variante der Energieversorgung sind weiterführende Planungen nach HOAI notwendig. Für diesen Projektentwicklungsschritt raten wir dringend eine hohe Kommunikation zum Netzbetreiber zu halten.

Kundenanlage	geschlossenes Verteilnetz (gVN)	Stromnetz der allgemeinen Versorgung
<ul style="list-style-type: none"> • Verbindung mit einem Stromnetz der allg. Versorgung oder einer Stromerzeugungsanlage • unbedeutend für Wettbewerb (wenige Kunden und geringe Strommengen) • räumlich zusammengehöriges Gebiet • Unentgeltliche zur Verfügungstellung der Infrastruktur, da.h. keine Abrechnung von Netzentgelten zulässig • Ausgenommen von Regulierungsvorhaben 	<ul style="list-style-type: none"> • Einstufung als gVN erfolgt durch Regulierungsbehörde nach Antragsstellung • Stromversorgung auf Industrie- oder Gewerbegebiet • keine Haushaltskundenversorgung im gVN zulässig • Eingeschränkte Regulierung 	<ul style="list-style-type: none"> • Netze, die der Verteilung an nicht von vornherein bestimmte Letzverbraucher dienen, sondern allen offen stehen • Alle anderen Versorgungseinrichtungen • vollständige Regulierung

Abbildung 4.17: Abgrenzung Stromnetz, geschlossenes Verteilnetz, Kundenanlage (Quelle: Rödl & partner 2018, www.roedl.de)

Während der Umsetzungsplanung für die spätere Ausführung, sollte zudem die Möglichkeit zur Deklaration des Stromverteilnetzes des Wohngebiet West als Kundenanlage überprüft werden. Das kann entweder durch eine rechtliche Auftragsleistung oder durch die Prüfung eines späteren Contractors geschehen.

Stromnetzbetreiber haben gemäß §17, 18 EnWG eine Netzanschlusspflicht, daher wäre eine Prüfung eines künftigen Contractors hinsichtlich der Ausgestaltung eines Quartier-Stromnetzes als Kundenanlage möglich.

5 SPEICHERTECHNOLOGIEN

Durch den angestrebten Paradigmenwechsel in der Energieversorgung werden hohe Ansprüche an Speichertechnologien gestellt. Im Optimalfall soll ein eingesetztes Speichermodul preiswert, wartungsarm und leicht sein und darüber hinaus gefahrlos betrieben werden können. Diese Anforderungen stehen jedoch im Widerspruch zueinander und sind demnach nicht vollständig realisierbar. Dennoch steht fest, dass die in großen Mengen hinzukommenden volatilen erneuerbaren Stromerzeuger nur mit adäquaten Systemen zur Zwischenspeicherung ökonomisch sinnvoll betrieben werden können.

Neben der Wende in der Stromproduktion, rückt der Energiebedarf im Gebäude- und Wärmebereich mehr und mehr in den Vordergrund. Der Energieeinsatz in den eigenen vier Wänden für Heizung und Warmwasser, hat einen Anteil von ca. 35 % am gesamten Endenergieverbrauch der Bundesrepublik. Kernziel ist es, diese Bedarfe zunehmend mit erneuerbaren Energien und effizient zu decken.

Im städtebaulichen Kontext und zukunftssträchtigen Wohnsiedlungen müssen Energiespeicher ein fester Bestandteil des Energiesystems darstellen. Dabei ist irrelevant, ob die Energieversorgung zentral oder dezentral bereitgestellt wird. In beiden Varianten sind entsprechende Energiespeicher zu beachten und dabei jeweils Wärme- und Stromspeicher.

Aktuell existiert eine Vielzahl an verschiedenen Speichertechnologien mit unterschiedlichem Technik- und Erfahrungsstand (s. Abbildung 5.1). Zu betrachten sind vorab grundsätzlich Kriterien wie Speicherkapazität, Speicherdauer und Speicherleistung. Die unterschiedlichen Technologien zeichnen sich dabei durch verschiedene Wirkprinzipien aus und müssen für spezifische Anwendungsgebiete detailliert betrachtet werden.

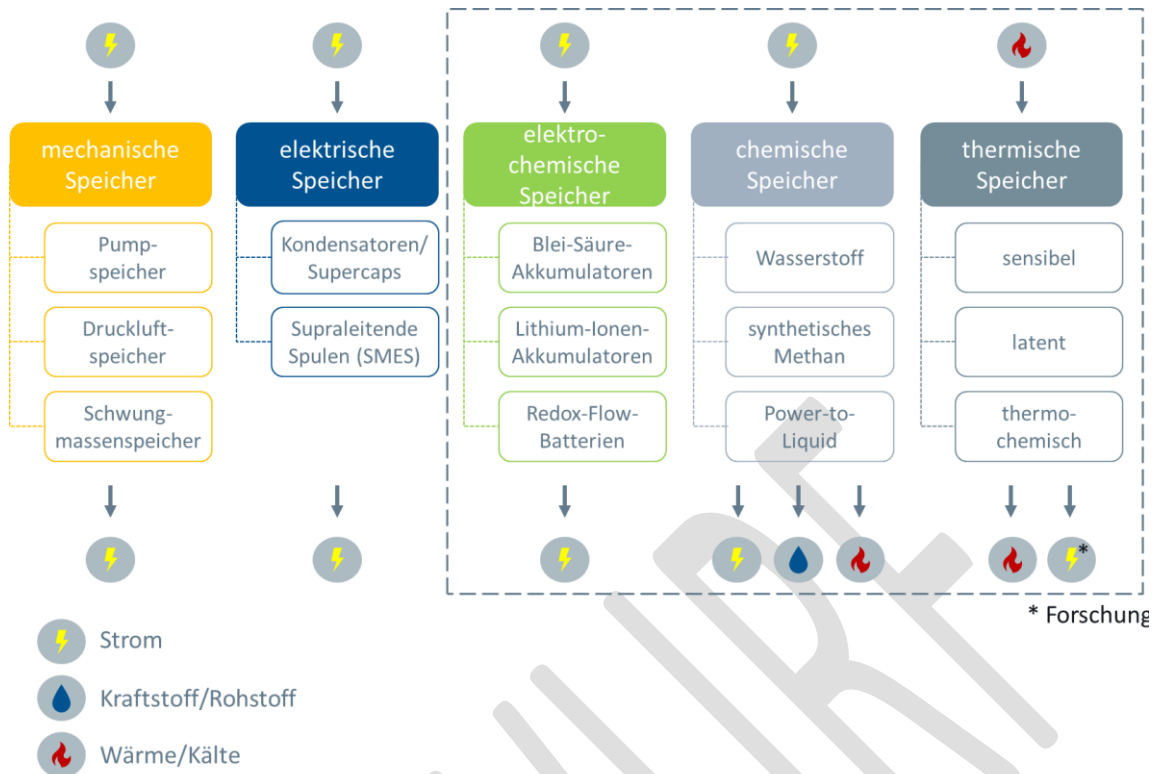


Abbildung 5.1: Überblick Speichertechnologien, gestrichelt: Für Eigenheime und Quartiere relevant (energielenker projects GmbH, 2022)

5.1 WÄRMESPEICHER

Wärmespeicher (auch thermische Speicher) können in sensible, latente und thermochemische Speicher klassifiziert werden. Sensible Wärmespeicher speichern Energie durch die Veränderung der fühlbaren Temperatur eines Speichermediums. Als Speichermedium werden häufig Flüssigkeiten eingesetzt, allerdings sind auch Feststoffe und Gase möglich und einsetzbar. Als häufigstes Speichermedium wird Wasser verwendet. Wasser besitzt eine hohe spezifische Wärmekapazität, ist umweltfreundlich und günstig verfügbar.

Im Gegensatz zu sensiblen Wärmespeichern nutzen latente Wärmespeicher neben der fühlbaren Wärme eines Speichermediums auch die Phasenwechselenergie des Mediums. Dafür werden Phasenwechselmaterialien (Phase Change Material, PCM) genutzt. Während des Phasenwechsels wird die zu- oder abgeführte Energie bei konstanter Temperatur gespeichert. Durch die Nutzung des Phasenwechsels können auch bei kleinen Temperaturunterschieden hohe thermische Energien gespeichert werden. Dadurch haben latente Wärmespeicher gegenüber sensiblen Wärmespeichern eine deutlich höhere Speicherdichte, ermöglichen also eine hohe Speichermenge auf kleinerem Raum. Durch die Verwendung spezieller Phasenwechselmaterialien haben latente Wärmespeicher höhere Investitionskosten. Die aktuelle Forschung sucht stetig nach geeigneten und zugleich kostengünstigen Materialien. Derzeit finden Eisspeicher (s.u.), Paraffinspeicher und Thermobatterien praktische Anwendung.

Thermochemische Speicher nutzen die zu speichernde Wärmemenge für endotherme chemische Reaktionen und speichern diese so in Form von chemischer Energie. Die Auspeicherung erfolgt über entsprechende exotherme Umkehrreaktionen. Durch die chemische Speicherung können sehr hohe Energiespeicherdichten und lange Speicherzeiträume erzielt werden. Thermochemische Speicher

befinden sich aktuell in der Forschungs- und Erprobungsphase. Sie stellen aktuell keine Option für praktische Anwendungen im Privatsektor dar.

Für den Einsatz von Wärmespeichern bei einer dezentralen Quartiersversorgung, können die oben genannten Speicherformen grundsätzlich eingesetzt werden. Die Möglichkeiten der Speicherung sind stets abhängig vom verwendeten Versorgungskonzept. Dabei muss der Stand der Technik der genannten Speichertechnologien im Einklang mit der Wirtschaftlichkeit stehen. Aktuell stellen lediglich sensible Warmwasserspeicher sowohl für Heizungs- als auch für Trinkwarmwasser solche Konzepte dar. Für die zentrale Wärmeversorgung einer Wohnsiedlung, können ein kaltes Nahwärmenetz und ein konventionelles Nahwärmenetz betrachtet werden. Für das kalte Nahwärmenetz wird kein zentraler Wärmespeicher benötigt. In den einzelnen Haushalten kann ein Heizpufferspeicher nach der Wärmepumpe installiert werden, häufig ist allerdings die sensible Speicherfähigkeit der Fußbodenheizung bereits ausreichend für Puffervorgänge. Wird ein warmes Versorgungsnetz vorgesehen, muss ein zentraler Pufferspeicher integriert werden. Dieser fängt Lastspitzen ab, steigert die Versorgungssicherheit und fördert den schonenden Betrieb der Wärmeversorgungsanlage. Aktuell werden für zentrale Wärmespeicher sensible und latente Wärmespeicher eingesetzt.

Neben der Speicherung von hohen Temperaturen können ebenfalls Speicher für tiefe Temperaturen, beispielsweise sogenannte Eisspeicher, eingesetzt werden. Eisspeicher nutzen die sensible Wärmekapazität von Wasser und die Kristallisationsenergie. Der Eisspeicher besteht aus einem Behälter, meistens aus Beton, zur Bevorratung des Speichermediums und einem Solekreislauf. Aufgrund der geringen Temperaturen ist keine Isolierung notwendig. Eisspeicher dienen sowohl als saisonale Speicher als auch während der Heizperiode als Wärmequelle für Wärmepumpen. Dabei kühlt das Wasser ab und gefriert nach und nach. Im Sommer kann die Zisterne zur Wohnraumkühlung genutzt werden. Durch Umgebungswärme und zusätzliche Solar-Luft-Absorber wird der Eisspeicher über den Sommer erwärmt, um im Winter erneut Energie für die Heiz- und Trinkwassererwärmung bereitstellen zu können. Eisspeicher sind sowohl dezentral als auch zentral einsetzbar. Tabelle 5.1 führt einige bereits umgesetzte und in Planung befindliche Projekte mit Eisspeichern auf Quartiersebene auf.

Tabelle 5.1: Praxisbeispiele für Quartiereisspeicher

Ort	Versorgung	Zusätzliche Wärmequellen	Volumen	Inbetriebnahme	Quelle
Friedrichsdorf (Hessen)	350 WE über warmes Netz	2 zentrale BHKW + 2 zentrale WP	1.200 m ³	2022	https://www.frankgruppe.de/themen-einzelansicht/news/xuid143-in-der-oekosiedlung-wird-aus-eis-waerme-erzeugt/
Rendsberg (Schleswig-Holstein)	200 Haushalte über kaltes Netz	Dezentrale WP + Energiezaun	600m ³	2019	https://energie.blog/in-rendsberg-versorgt-ein-eisspeicher-gebäude-mit-heizenergie/

Monheim (NRW)	Büro- und Laborkompl ex ECOLab	2x WP + 65 Solar- Luft- Kollektor + Gasbrenn wertkessel 	1.600 m ³	2013	https://www.tab.de/news/tab_1464478.html
------------------	--------------------------------------	---	----------------------	------	---

Diese Projekte belegen die technische Umsetzbarkeit von zentralen Eisspeichern. Aussagen bezüglich Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit lassen sich auf Grund der fehlenden Langzeiterfahrung nicht validiert treffen.

5.2 STROMSPEICHER

Stromspeicher dienen zur kurz-, mittel-, und langfristigen Speicherung elektrischer Energie. Sie können nach der Art und Weise ihres Wirkungsprinzips in elektrische, mechanische, elektrochemische und chemische Speicher unterteilt werden.

Zu den elektrischen Speichern gehören Spulen und Kondensatoren, diese werden zur kurzfristigen Speicherung eingesetzt, um Netzschwankungen auszugleichen oder kommen für technische Anwendungen mit Reaktionszeiten im Millisekundenbereich zum Einsatz. Zur Anwendung in einem Wohnquartier sind elektrische Stromspeicher ungeeignet.

Mechanische Speicher sind beispielsweise Pumpspeicher, Druckluftspeicher oder Schwungradspeicher. Pumpspeicherkraftwerke speichern elektrische Energie als potenzielle Höhenenergie, indem Wasser unter Einsatz von Strom auf ein höheres geodätisches Niveau gehoben wird. Da diese Art der Speicherung vorrangig in einem sehr großen Maßstab rentabel ist (Bsp. Stauseen), sind Pumpspeicherkraftwerke für den hier vorgesehenen Anwendungsfall ungeeignet. Eine ähnliche Technologie namens Hubspeicher (auch Lageenergiespeicher) speichert elektrische Energie ebenfalls als potenzielle Energie, indem ein Festkörper schwimmend auf einem variierenden Wasserspiegel gelagert wird. Durch Pumpen und Turbinen wird der Speicher be- und entladen. Aufgrund des hohen Platzbedarfs für den Schwimmkörper und des aktuell geringen Forschungsstands, ist auch diese Variante keine Option für das Wohnquartier. Gleichmaßen verhält es sich mit Druckluftspeichern die Luft, mittels elektrischer Verdichter, unter hohem Druck einspeichern und bei Bedarf in Turbinen ausspeichern. Schwungradspeicher speichern Energie in Form von kinetischer Rotationsenergie einer Schwungradmasse. Diese kann sehr schnell abgerufen werden, daher dienen Schwungradspeicher häufig als Notstromversorgung. Für eine längerfristige Speicherung ist aufgrund der Reibung, die Selbstentladung zu hoch und die Technologie daher für ein Wohnquartier aus wirtschaftlicher Sicht unattraktiv.

Die bekannteste und verbreitetste Form der Stromspeicherung stellt die elektrochemische Speicherung dar. Dazu zählen Akkumulatoren (oder Batterien). Sie stellen eine eher mittlere Kapazität und Speicherdauer bereit und eignen sich daher gut für Haushalts- und Quartiersanwendungen. Den aktuellen Stand der Technik bilden Blei-Säure- und Lithium-Ionen-Batterien, wobei Lithium-Ionen-Batterien mittlerweile, durch die Mobilfunkentwicklung und zuletzt der Elektroautomobilentwicklung, den Großteil des Marktes ausmachen. Für den Hausbereich gibt es zahlreiche Batteriespeicher von diversen Herstellern. Durch die rasante Entwicklung sanken die Preise in den letzten Jahren

kontinuierlich. Zudem existieren mittlerweile Anwendungsfälle von bereits verwendeten Batterien aus Elektrofahrzeugen, die im Gebäudebereich wiederverwendet werden. Diese sogenannte „second-Life-Batterie-Nutzung“ ist ein weiterer Schritt, um eine ressourcenschonende und gleichzeitig effizientere Speicherung von Energiemengen zu forcieren.

Neben den klassischen Batterien rücken Redox-Flow Batterien mehr und mehr in den Fokus. Diese nutzen flüssige Speichermedien, die getrennt von der Zelle vorliegen. Dadurch kann die gespeicherte Energiemenge unabhängig von der Zelle beliebig variiert werden. Durch die räumliche Trennung der Elektrolyte (Speichermedium) findet zudem keine Selbstentladung statt. Die Elektrolyte werden in separaten Tanks gelagert und stellen dadurch entsprechende Platz- und Gewichtsanforderungen. Aktuell werden daher Redox-Flow Batterien auf Vanadium Basis hauptsächlich im stationären, zentralen Bereich eingesetzt. Einige Hersteller bieten aber auch Lösungen für den Privatgebrauch an. Der Großteil der Technologie befindet sich aktuell allerdings im Entwicklungsstadium. Daher können kaum Aussagen zu Langzeitproblemen und Haltbarkeit gemacht werden. Dennoch haben Redox-Flow Batterien den Vorteil gegenüber Lithium-Ionen-Batterien, dass keine Degradation der Kapazität einsetzt. Auch nach Jahren des Betriebs verfügen sie über die Kapazität wie am ersten Tag, anders als beispielsweise Mobiletelefone oder Laptops. Außerdem lassen sie sich deutlich leichter recyceln. Aktuell werden Alternativen für Vanadium gesucht, um die Vorteile der Redox-Flow Technologie zukünftig wirtschaftlich umsetzen zu können. Dann könnten diese optimal für Quartiere eingesetzt werden.

Neben den genannten Möglichkeiten kann Strom ebenfalls in chemischer Form gespeichert werden. Dafür wird mittels Elektrolyse aus Wasser und elektrischem Strom Wasserstoff produziert und damit die Energie langfristig speicherbar. Der Wasserstoff kann direkt in Brennstoffzellen rückverstromt oder in weiteren Umwandschritten weiterverarbeitet werden. Diese Speicherform von Strom wird als Power-to-Gas bezeichnet. Neben der Speicherung in Gas, kann der Strom in flüssige Energieträger (Power-to-Liquid) oder in Form von Wärme (Power-to-Heat) gespeichert werden. Die generelle Speicherung von elektrischer Energie durch die chemische Umwandlung wird als Power-to-X bezeichnet. Der Power-to-X Prozess ermöglicht so eine langfristige Speicherung in flüssigen oder gasförmigen Brennstoffen mit hoher Energiedichte. Nachteile bei der chemischen Umwandlung sind die jeweiligen Umwandlungsverluste. Für großtechnische Power-to-X Anwendungen reichen die erzeugten Strommengen der PV-Anlagen im Wohngebiet nicht aus, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen. Neben großtechnischen Anlagen gibt es bereits auch Anwendungen für Wohngebäude, die als Komplettkonzept funktionieren. Darin enthalten sind Komponenten zur Erzeugung, Speicherung und Rückverstromung von Wasserstoff aus elektrischem Strom. Durch die Speicherung innerhalb der eigenen vier Wände kann eine gewisse Autarkie und Notstromsicherheit erzielt werden. Diese Systeme werden von einzelnen wenigen Unternehmen angeboten, die mit hohen Investitionskosten verbunden sind. Ohne den persönlichen Mehrwert der Autarkie und Notstromversorgung sind diese aktuell nicht wirtschaftlich umzusetzen. Zudem kommt es auch hier zu Umwandlungsverlusten.

5.2.1 Stromspeicher Vergleich zentral / dezentral

Um einen Vergleich aufzustellen, wie sich dezentrale Stromspeicher oder ein zentraler Stromspeicher für das ganze Quartier, auf den einzelnen Gebäudebesitzer auswirkt sind die relevanten Informationen in Tabelle 5.2,

Tabelle 5.3 und Tabelle 5.4 dargestellt. Der Vergleich findet basierend auf den Verbrauchswerten der Variante 3 im EH 40 Standard statt. Tabelle 5.2 zeigt mögliche Tarifoptionen für die Anmietung einer jährlichen Kapazität eines Quartierspeichers. Die Daten stammen von der Entega AG und werden von dieser in einem Quartier in Groß-Umstadt den Anwohner angeboten (4). Da die Mehrfamilienhäuser wesentlich größer Speicherkapazitäten benötigen als es die Tarifoptionen anbieten, wurden diese auf Grundlage der Tarife der Entega AG entsprechend um den Tarif XXL, 3XL und 4XL erweitert. Diese sind in

Tabelle 5.3 aufgeführt.

Tabelle 5.2: Tarife zentraler Quartierspeicher (Entega AG,2022)

Tarif	XS	S	M	L	XL
jährliche Verfügbare Einspeisung/Bezug	bis 1.400 kWh	bis 1.600 kWh	bis 1.800 kWh	bis 2.000 kWh	bis 2.200 kWh
Kosten im Monat	16,99 €	19,99 €	22,99 €	25,99 €	28,99 €

Tabelle 5.3: Tarife zentraler Quartierspeicher (Entega AG,2022)

Tarif	XXL	3XL	4XL
jährliche Verfügbare Einspeisung/Bezug	bis 4.400 kWh	bis 5.200 kWh	bis 9.200 kWh
Kosten im Monat	61,99 €	73,99 €	133,99 €

Tabelle 5.4 zeigt die entsprechenden vorgesehen Speicherkapazitäten der dezentralen Stromspeicher, wie bereits in Kapitel 4.3.4. Des Weiteren, wie hoch die Investitionskosten für diese sind und wie viel des PV-Ertrags jeweils im Speicher zwischengespeichert wird. Für die dezentralen Stromspeicher wird mit Kosten von 900 € brutto pro Kilowattstunde Speicherkapazität kalkuliert. Es wird davon ausgegangen, dass die Gebäudebesitzer im Fall eines zentralen Stromspeichers etwa dieselben Strommengen im Jahr, wie in der dezentralen Variante, einspeichern und entsprechend der nächstmögliche Tarif gewählt. Die Differenz die sich dadurch bei den jeweiligen Tarifen für Einspeisung/Strombezug und der eingespeicherten Strommenge für die dezentralen Varianten ergibt, wird als zusätzlich speicherbare Strommenge im zentralen Stromspeicher angenommen. Sodass die maximale verfügbare Einspeisung/Bezug des Tarifs ausgeschöpft wird. Hierdurch ergibt sich für den Gebäudebesitzer eine zusätzliche Einsparung für Strombezugskosten im Vergleich zu den dezentralen Stromspeichern.

Tabelle 5.4: Vergleich dezentrale zu zentraler Stromspeicher

		EFH	MFH 8 WE NO+SW	MFH 8 WE Ost-West	MFH 10 WE NO- SW	Betreutes Wohnen
dezentraler Speicher	Speichergröße	5,1 kWh	19,3 kWh	19,3 kWh	19,3 kWh	33,12 kWh
	Anschaffungskosten	4.590 €	17.370 €	17.370 €	17.370 €	29.808 €
	Stromeinspeisung Speicher	1.531 kWh/a	4.297 kWh/a	4.262 kWh/a	5.165 kWh/a	9.129 kWh/a
zentraler Speicher	Tarif	S	XXL	XXL	3XL	4XL
	jährliche Kosten	239,88 €	743,88 €	743,88 €	887,99 €	1607,88 €
	mehr Erlös/Einsparung durch zentralen Speicher	23,59 €/a	35,44 €/a	47,46 €/a	12,18 €/a	25,09 €/a

Für eine Bewertung ist in der Abbildung 5.2 dargestellt nach welcher Zeit sich die Anschaffungskosten eines dezentralen Speichers gegenüber den jährlichen Kosten für die Speichermietung eines zentralen Speichers (abzüglich der Einsparung durch mehr Eigenstromnutzung) amortisiert. Der Schnittpunkt der Geraden für die Anschaffungskosten mit den jährlichen Kosten markiert dabei den Zeitpunkt, ab welchen die Varianten des dezentralen Speichers theoretisch wirtschaftlicher sind. Ab diesem Punkt übersteigen die jährlichen Kosten im Fall eines zentralen Speichers, die Kosten für die Anschaffung eines eigenen Stromspeichers. Die Darstellung zeigt, dass dieser Zeitpunkt bei fast allen Varianten erst nach einer Dauer von über 20 Jahren erreicht wird. Nach dieser Zeitspanne ist allerdings mit einem Austausch der Speicher zu rechnen, wodurch sich die Varianten mit einem dezentralen Speicher für die Gebäudebesitzer in dieser Genüberstellung nicht amortisieren (5). Lediglich für den Vergleich des Gebäudes Betreutes Wohnen, zwischen dezentralem Speicher kaufen oder zentralen mieten, übersteigen die Mietkosten die Anschaffungskosten bereits nach 19 Jahren. Für diesen Fall ist aber ebenfalls nicht mit einem wirtschaftlicheren Betrieb für den Endkunde zu rechnen, da für diesen zusätzlich zu den Anschaffungskosten des Speichers weitere Kosten für Installation, Wartung und eventuell Reparatur anfallen. Zudem sinkt die Speicherkapazität zum Ende hin der Lebensdauer, was im Fall eines zentralen Speichers der Betreiber zu tragen hat.

Des Weiteren müssen die Gebäudebesitzer im Falle eines zentralen Speichers keinen zusätzlichen Platz für die Aufstellung auf dem eigenen Grundstück aufbringen, sind für Probleme beim Betrieb nicht verantwortlich und sparen sich die zusätzlichen Kosten für die Anschaffung des Speichers.

Die Ergebnisse lassen sich auf die Variante 1 und 2 übertragen, da sich die jährliche eingespeicherte Strommenge, bei gleichbleibender Speicherkapazität, durch den Einsatz der Luft-Wasser-Wärmepumpen nur geringfügig ändert. Diese wirken sich in erster Linie auf den direkten Stromverbrauch der PV-Erzeugnisse, ohne Zwischenspeicherung, aus.

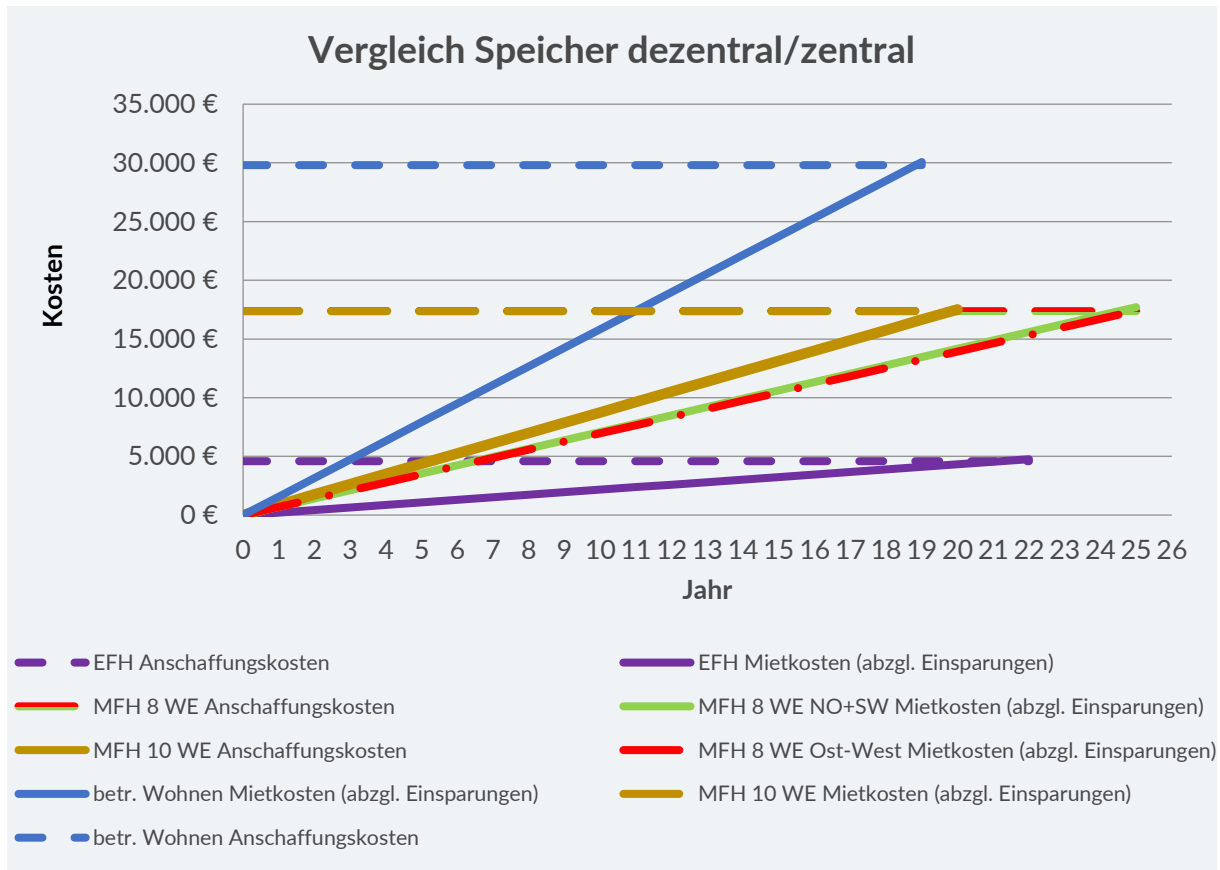


Abbildung 5.2: Darstellung der theoretischen Amortisationszeit der dezentralen Speicher durch monatliche Kosten für zentralen Speicher

Aus Betreibersicht ergeben sich Investitionskosten von circa 204.680 € brutto für einen Speicher mit einer Kapazität von 225 kWh. Hierbei handelt es sich um einen Richtpreis der Firma Varta inklusive Schätzung für Installation und Anschluss. Die Speicherkapazität entspricht dabei der Summe der dezentralen Stromspeicher nach Kapitel 4.3.4. Ein Stromspeicher mit 300 kWh Kapazität inklusive Installation und Anschluss kostet etwa 273.700 € brutto. Für den Betreiber würden sich durch die Tarife jährliche Einnahmen von 9.598 € ergeben. Allein auf Grundlage der Investition und Einnahmen durch Tarife lässt sich der Betrieb eines zentralen Speichers, aus Sicht des Betreibers, wirtschaftlich nicht darstellen. Dieser kann den Speicher zusätzlich noch für Netzdienlichkeit und Regelleistungserbringung nutzen, wodurch dieser zusätzlich profitiert.

5.3 BEWERTUNG

Für die Entwicklung des Neubaugebietes „Wohngelbiet West“ wird ein Plus-Energie-Konzept angestrebt. Anhand der ermittelten Daten für Wärme- und Stromverbrauch sowie energetischen Potenzialen, kommen als dezentrale Versorgungskonzepte eine Versorgung über Umweltwärme (Luft-Wasser-Wärmepumpen) und zwei zentrale Wärmeversorger mittels warmen Nahwärmenetz mit Biomasse oder mittel warmen Nahwärmenetz in Kombination mit dezentralen Luft-Wasser-Wärmepumpen in Frage.

Auf dezentraler Ebene kann in den Haushalten ein Wärmespeicher vorgesehen werden. Da der Wärmebedarf bei den dezentralen Versorgungsvarianten über Wärmepumpen bereitgestellt wird, kann ein Pufferspeicher genutzt werden, um überschüssige Wärme zu speichern und bei Bedarf an das

Heizungssystem abzugeben. Der Einsatz von Eisspeichern ist auf dem Wohngebiet West aufgrund der Nähe zu einem Heilquellenschutzgebiet nicht möglich.

Um den Plus-Energie-Standard im Wohngebiet West zu erreichen, ist die Installation von PV-Anlagen auf allen Dachflächen vorgesehen. Mit dem Hintergrund der steigenden Strombezugskosten und sinkenden Einspeisevergütungen wird ein hoher Eigenverbrauch des produzierten PV-Stroms immer entscheidender. Für die Realisierung eines möglichst hohen Eigenbedarfs können dezentrale Stromspeicher oder ein zentraler Quartiersspeicher vorgesehen werden.

Aus technischer und ökologischer Sicht sind zentrale Quartiersspeicher sinnvoller und wirtschaftlicher als viele Einzelspeicher, da Skaleneffekte genutzt werden können. Zudem kann der Großspeicher netzdienliche Dienstleistungen erbringen. Zum einen kann der Speicher zur Stabilität des lokalen Netzbetriebs beisteuern, zum anderen sind Leistungen innerhalb des Quartiers möglich, wie Peak-Shaving oder die Teilnahme am Regelenergiemarkt.

In Pilotprojekten werden die technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen solcher Quartiersspeicher untersucht. Diese können aus technischer Sicht größtenteils als positiv bewertet werden, allerdings sind diese Projekte selten wirtschaftlich. Aus einer aktuellen Quelle schreibt die Bundesnetzagentur hierzu, dass Stromspeicher „[...] in Mitteleuropa derzeit nur selten Erträge erwirtschaften, mit denen sie ihre Stromgestehungskosten einschließlich der üblichen Stromnebenkosten decken könnten. Die These, dass Stromspeicher im Stromgroßhandelsmarkt oder im Regelenergiemarkt „gebraucht“ würden, ist daher auf kurze und mittlere Sicht nicht begründbar.“ (6)

Als alternative zu einem Quartiersspeicher ist der dezentrale Einsatz von Batteriespeichern in jedem Haushalt möglich. Dieser kann den Eigenbedarf des erzeugten PV-Stroms erhöhen und damit das Ziel der Plus-Energie-Siedlung unterstützen.

6 SMART GRID



Abbildung 6.1: Grafische Zusammenfassung Smart Grid (Quelle: Smart City – Made in Germany, Etezadzadeh, Chirine)

Der Begriff „Smart Grid“ gibt zwar ein Indiz auf den Netzzusammenhang, allerdings wurden darunter bisher sämtliche Ansätze zur Eingliederung erneuerbarer Energieträger in eine intelligente Netzstruktur und die Lösung der damit aufkommenden Integrationsprobleme beschrieben. Abbildung 6.1 zeigt die Komponenten und Kommunikationswege die für ein Smart Grid entscheidend sind.

Das „smarte“ hierbei ist die Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT). Sie sorgt für die notwendige Transparenz und ermöglicht eine innovativere Betriebsführung durch die Kommunikation von Verbraucher und Erzeuger, Überwachen und Abfragen von Statusmeldungen, sowie die Möglichkeit der Steuerung und Automatisierung.

Dabei werden u.a. folgende Ziele verfolgt (7):

- die Integration von Netznutzern mit neuen Anforderungen zu sichern,
- den reibungslosen Anschluss und Betrieb von Erzeugern aller Leistungsgrößen und Technologien zu sichern,
- die Betriebsführung der Netze effizienter zu gestalten,
- die Verbraucher u. a. durch mehr Information zu motivieren, an der effizienten Energieerzeugung und Netzführung teilzuhaben,
- die Marktfunktionen und Kundendienste zu verbessern,
- die Umwelteinflüsse der Elektroenergieversorgung signifikant zu reduzieren und
- dabei eine verbesserte Versorgungsqualität zu erreichen.

Um die erforderlichen Informationen für das Baugebiet „Wohngebiet West“ in Bad Salzhausen bereitzustellen, sollten alle Hausanschlüsse innerhalb der Neubausiedlung mit sogenannten Smart Metern ausgestattet werden. Damit ist bereits der Grundstein für ein Smart Grid im lokalen Verbundnetz gelegt. Neben der Datenerhebung muss ebenfalls eine entsprechende Dateninfrastruktur und zentrale Steuerungszentrale vorgesehen werden. Für die erforderliche Dateninfrastruktur können gängige Möglichkeiten wie Glasfasernetze, Powerline, oder LoRaWAN in Betracht gezogen werden. Da das Neubaugebiet „Wohngebiet West“ neu erschlossen wird, wird mit hoher Wahrscheinlichkeit ein Glasfasernetz installiert werden, welches ebenfalls für den Datentransfer des Smart Grids genutzt werden kann. Neben Informationen der Endverbraucher sind Informationen über das Netz an sich entscheidend, deshalb ist es notwendig, das Netz mit entsprechender Sensorik auszustatten, um frühzeitig Probleme zu lokalisieren, zu identifizieren und zu lösen.

Aktuell werden Smart Grids in Forschungsprojekten untersucht und deren Potenzial für den zukünftigen Energiemarkt analysiert. Ein wichtiges Förderprogramm stellt dabei das Projekt „Schaufenster intelligenter Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) dar. Das Projekt wird vom BMWi und privaten Investoren gefördert. Das Ziel ist es praxisnah Lösungen für eine sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung bei hohen Anteilen an fluktuierender Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie zu entwickeln. Das Projekt SINTEG begann 2017 und läuft über vier Jahre. Erkenntnisse und Ergebnisse aus diesem Projekt können nach Abschluss des Projektes für das betrachtete Quartier adaptiert werden. Dafür ist es entscheidend bereits frühzeitig die nötigen Grundlagen im Gebiet sicherzustellen. (8)

7 SOLARTECHNISCHE UNTERSUCHUNG

Die Stadt Nidda beabsichtigt die Entwicklung des Neubaugebietes „Wohngebiet West“ am südwestlichen Rand von Bad Salzhausen. Hierzu wurde von der Stadt Nidda ein städtebauliches Konzept beauftragt. Das Konzept (Stand 15.07.2022) bildet die Grundlage der solartechnischen Untersuchung. Die erstellte Konzeption und die daraus resultierenden zukünftigen Festsetzungen bestimmen das Potenzial an passiver und aktiver Solarenergienutzung. Einen wesentlichen Einfluss auf die solaren Gewinne haben dabei folgende städtebauliche Parameter:

- ▶ Verschattung durch Topographie
- ▶ Verschattung durch Nachbargebäude
- ▶ Orientierung der Gebäude
- ▶ Dachformen und Dachausrichtungen
- ▶ Anordnung von Bepflanzung

Die örtlichen Gegebenheiten sowie das vorgesehene Konzept des Planungsgebietes, können die Energieeffizienz der Bebauung stark beeinflussen. Demzufolge werden die lokalen Einflüsse sowie die angestrebte Gebäudeentwicklung in dem Wohnquartier „Wohngebiet West“ untersucht, die im Hinblick auf solare Gewinne eine Rolle spielen.

7.1 VERSCHATTUNG DURCH TOPOGRAPHIE

Eine wichtige Bedeutung für die solare Energiegewinnung von Gebäuden ergibt sich u. a. durch die Verschattung des Geländes, z. B. durch umgebene Höhenzüge oder Hanglagen. Dabei können geplante Gebäude auf Nordseiten von Hügeln durch die Topographie selbst verschattet werden, ebenso beeinflusst die Topografie die Position der einzelnen Gebäude zueinander und somit die gegenseitige Verschattung der Gebäude.

Die Geländehöhe innerhalb des Plangebietes liegt im Westen im Einmündungsbereich der nördlichen Planstraße in die Berstädter Straße bei 168 m ü. NHN. und fällt in Richtung Osten auf ein Niveau von 149,5 m ü. NHN. im Einmündungsbereich des Gellwegs in die Kurallee. Demnach liegen Höhenunterschieden von 18,5 m innerhalb der Geländeoberfläche im Plangebiet vor. Infolgedessen wird die Geländeoberfläche mit in das 3D-Modell simuliert, um in den folgenden Kapiteln potenzielle Verschattungswirkungen visuell aufzeigen zu können.

7.2 VERSCHATTUNG UND ORIENTIERUNG DER PLANGEBÄUDE

Unsere wichtigste Primärenergiequelle ist die Sonne, da sie mit ihrer Strahlung den Energiehaushalt der Atmosphäre bestimmt. Die gesamte kurzwellige Bestrahlung (direkte Sonnenstrahlung und diffuse Himmelsstrahlung), bezogen auf eine horizontale Fläche, wird als Globalstrahlung bezeichnet und in Watt pro Quadratmeter (W/m^2) angegeben.

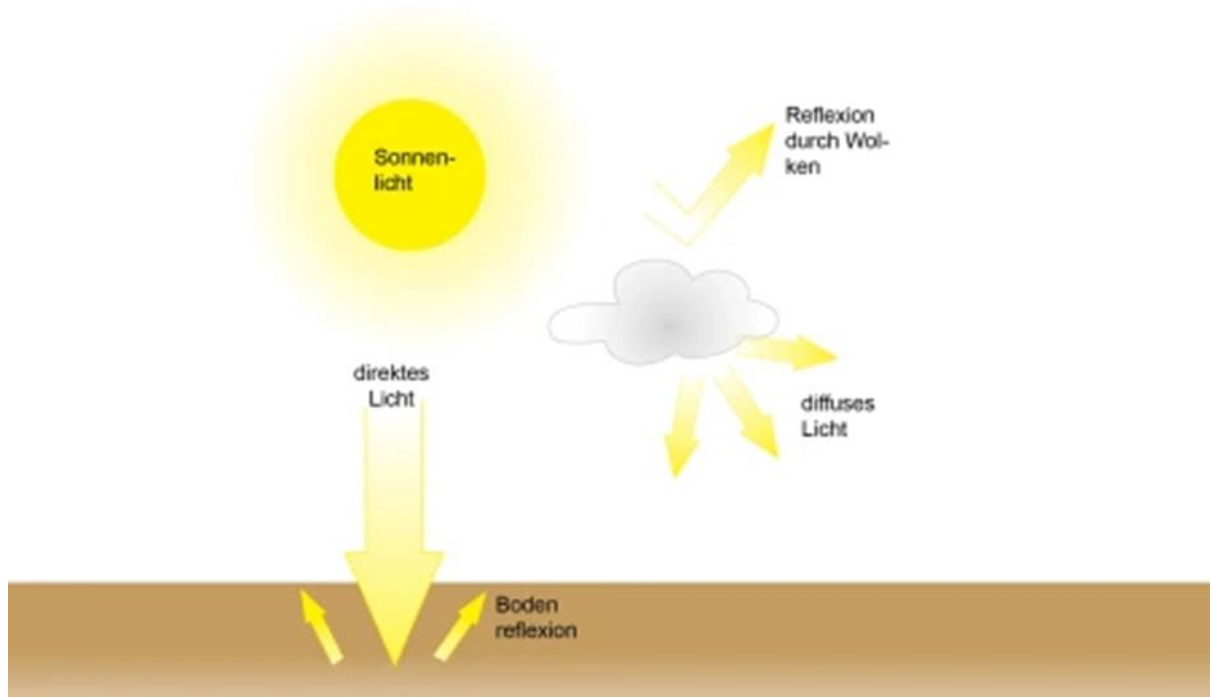


Abbildung 7.1: Lichtarten (quelle: www.naturallighting.wordpress.com)

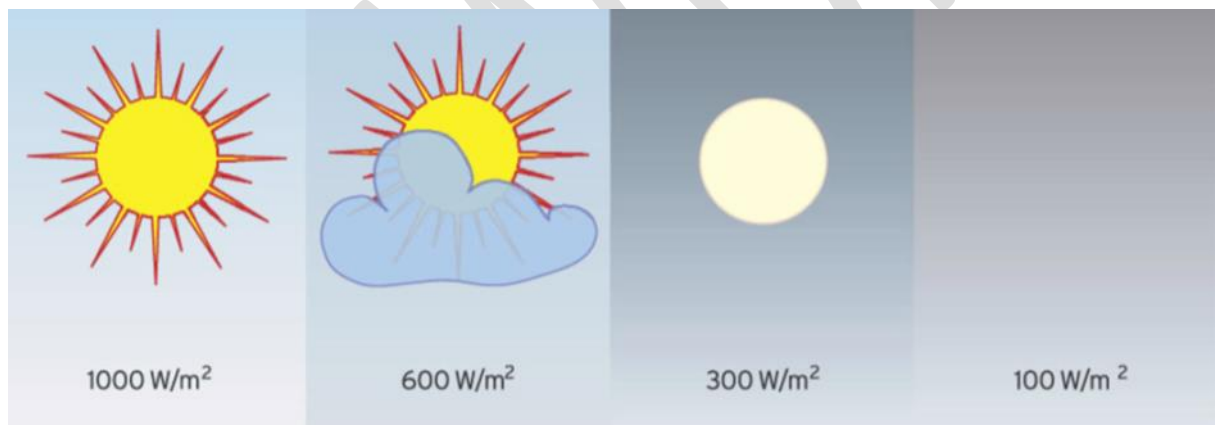


Abbildung 7.2: Intensität der Globalstrahlung (Quelle: www.sbz-monteur.de)

Die Energiedichte bezeichnet hingegen die Strahlungssumme über einen definierten Zeitraum (Stunden, Tage oder Monate) und wird in kWh/m² angegeben.

In diesem Kapitel wird untersucht, in welchem Ausmaß die jeweiligen Gebäudefassaden der Plangebäude Strahlung empfangen. Dazu wird die Globalstrahlung sowie eine durchschnittliche Reflektion der Bodenoberfläche berechnet. Eine Reflexion der Gebäudeoberflächen wird in der Berechnung nicht berücksichtigt, da hierzu eine korrekte Definition der Materialeigenschaften nötig wäre, die zum aktuellen Zeitpunkt noch nicht bekannt ist.

Um zu bewerten, inwieweit die Energiegewinne durch die Sonne den Heizenergiebedarf beeinflussen, wird die durchschnittliche monatliche Energiedichte (Wh/m²*a) für die Wintermonate am Standort ermittelt.

Einfluss auf die solaren Energiegewinne haben vornehmlich die Gebäudehöhen sowie die Stellung der Gebäude zueinander. Denn insbesondere Verschattungen innerhalb eines Planungsgebietes können zu verminderten solaren Gewinnen führen.

Die geplanten Gebäude wurden entsprechend dem städtebaulichen Konzept modelliert. Das Konzept sieht eine Bebauung mit zwei- bis dreigeschossigen Ein- und Mehrfamilienhäusern vor. Die zukünftigen Einfamilienhäuser sollen dabei jeweils mit einem Satteldach, die Mehrfamilienhäuser mit einem Staffelgeschoss und Flachdach umgesetzt werden.

Die allgemeine Geschosshöhe wurde im Modell auf 2,90 m festgesetzt. Im Simulationsprogramm wurde das Gebiet zudem geoverortet und mit der örtlichen Topografie und den lokalen Klimadaten verknüpft.

Für eine konkrete Zuordnung der Gebäude, gibt Abbildung 7.3 eine Übersicht über die Nummerierung der jeweiligen Plangebäude.



Abbildung 7.3: Nummerierung der Plangebäude im Wohngebiet West (Eigene Darstellung 2022)

Die zwei nachfolgenden Abbildungen, verdeutlichen die solaren Energiegewinne in der Heizperiode (1. Oktober bis 31. April) und dienen lediglich zur Veranschaulichung der Verschattungsflächen im Entwicklungsgebiet. Das Fallbeispiel soll dabei bewusst die Energiegewinne in der Heizperiode aufzeigen, da dort der Heizwärmebedarf am höchsten ausfällt. Die Energiegewinnfassaden werden dabei gemäß der Orientierung und der vermuteten Ausrichtung der Hauptwohnseite berücksichtigt. Die solarenergetischen Verluste der Plangebäude innerhalb der Heizperiode, werden am Ende dieses Kapitels angegeben.

Der maximale Strahlungsgewinn während der Heizperiode beträgt 1.038 W/m^2 und wird in der Simulation rot dargestellt, die blauen Flächen visualisieren hingegen verschattete Bereiche mit den geringsten Strahlungsgewinnen im Verlauf der Heizperiode (0 W/m^2).

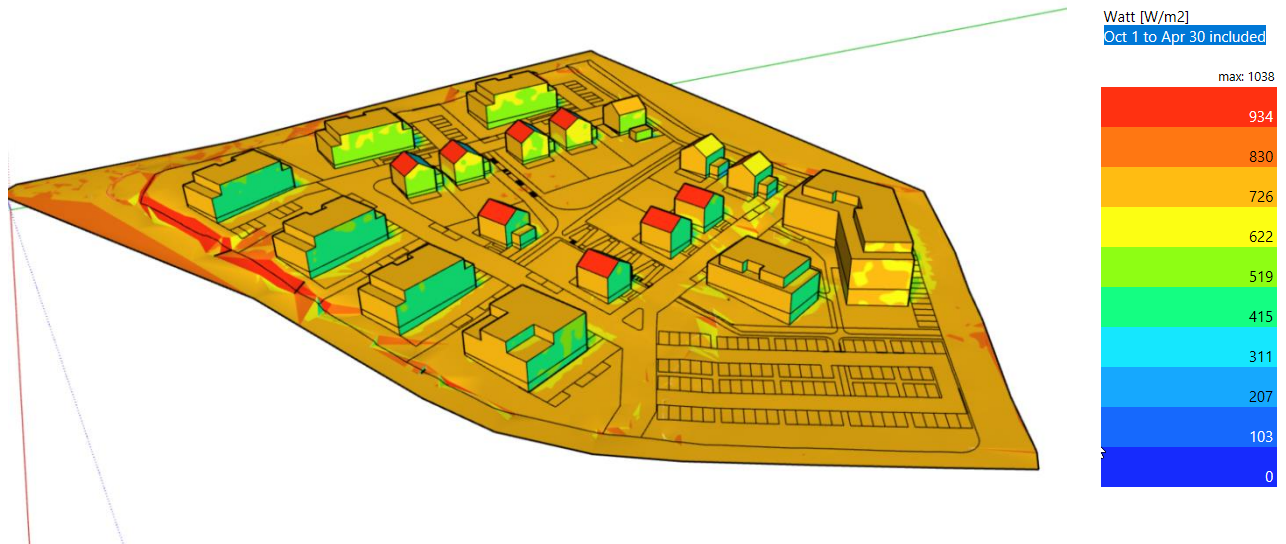


Abbildung 7.4: Strahlungsleistung der Sonne im Wohngebiet West; Ansicht Süd-Ost (Ø Heizperiode, Eigene Darstellung 2022)

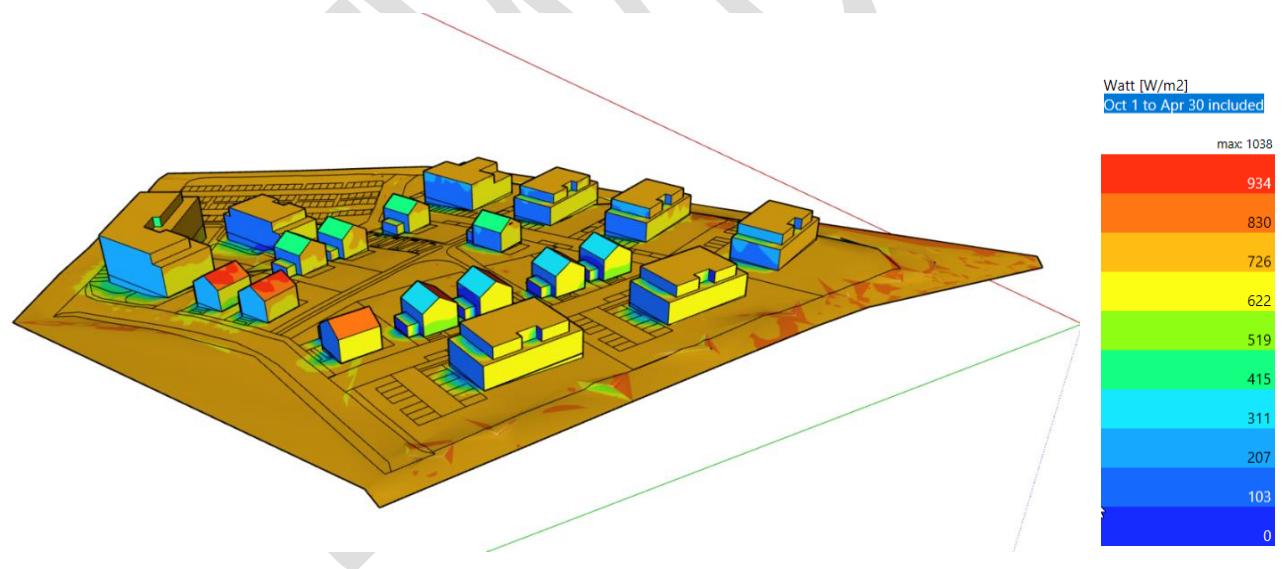


Abbildung 7.5: Strahlungsleistung der Sonne im Wohngebiet West; Ansicht Nord-Ost (Ø Heizperiode, Eigene Darstellung 2022)

Anhand der Simulation lässt sich erkennen, dass die nach Süden ausgerichteten Dachflächen der Satteldächer sowie die Dachflächen der Staffelgeschosse im gesamten Entwicklungsgebiet nicht verschattet werden, demnach ist die zukünftige Nutzung von aktiven Solarenergiesystemen auf den Staffelgeschossflächen zu empfehlen.

Die Mehrfamilienhäuser (II Vollgeschosse + Staffelgeschoss) haben ausreichend Abstand zueinander, so dass diese sich nicht gegenseitig verschatten. Das Gebäude H für das Betreute Wohnen (III Vollgeschosse + Staffelgeschoss) ist das höchste Gebäude im Plangebiet. Durch die tiefere Lage im Verhältnis zu den

übrigen Gebäuden im Plangebiet ist aber auch hier nicht mit Verschattung auf den Fassaden der umliegenden Gebäude im Plangebiet zu rechnen. Hier hat jedoch die Höhenlage des Gebäudes im Verhältnis zum Gelände einen Einfluss auf die Verschattung auf die südwestlich ausgerichtete Fassade von Gebäude H durch Gebäude G.

Im Bereich der Einfamilienhäuser lässt sich erkennen, dass es zu Verschattung von Haus N durch Haus O, von Haus L durch Haus M von Haus S durch Haus R und in geringerem Maße von Haus I und J gegenseitig kommt. Diese Verschattungssituation wird zudem verstärkt durch die Garagen, die sich jeweils in den Zwischenräumen zwischen den Gebäuden befinden.

Die folgende Tabelle listet die durchschnittlichen Strahlungsgewinne der einzelnen Plangebäude innerhalb der Heizperiode auf (kWh/m²*d). Demnach erzielt das Gebäude E die geringsten, das Gebäude S die höchsten passiven Solargewinne.

Tabelle 7.1: Durchschnittlicher Strahlungswert innerhalb der Heizperiode (1. Oktober bis 30. April) im Wohngebiet West

Plangebäude Nr.	Ø Strahlungswert in Wh/m²*d
A	953,64
B	946,72
C	996,53
D	810,52
E	782,39
F	1.056,20
G	1.002,79
H	1.094,04
I	1.034,07
J	978,13
K	1.041,08
L	959,37
M	1.023,55
N	1.055,46
O	1.030,97
P	1.045,68
Q	1.005,01
R	992,65
S	1.061,31

Die Orientierung eines Gebäudes bestimmt den solaren Wärmegeinn während der Heizperiode in den Wintermonaten. Dabei ist die Besonnungssituation der Gebäude einerseits von der Stellung der Baukörper, andererseits von der jeweiligen Tages- und Jahreszeit abhängig. Beispielsweise ist die Verschattung in den Wintermonaten am größten, wohingegen gleichzeitig durch die solaren Gewinne der erforderliche Heizwärmebedarf reduziert wird.

Die Ausrichtung der Energiegewinnfassade (Gebäudefassade mit den dahinter liegenden Hauptwohnräume) eines Gebäudes spielt dabei eine entscheidende Rolle, denn passive solare Gewinne werden überwiegend über eine südorientierte Gebäudefassade erzielt. Die passive Solargewinnung wird dabei überwiegend über die Fensterflächen gewonnen. Ungünstige Gebäudeausrichtungen können den Solargewinn dabei halbieren. Da im Rahmen des städtebaulichen Entwurfes noch keine Grundrissaufteilungen vorliegen, erfolgte die Zuordnung der Energiegewinnfassaden anhand unterschiedlicher Annahmen. Dabei wurden die relevanten Energiegewinnfassaden vorzugsweise südorientiert und an den Hauptwohnseiten (straßenabgewandt, ruhige Hofseite) der geplanten Wohngebäude entsprechend der nachfolgenden Zuordnung definiert.



Abbildung 7.6: Zuordnung der Hauptwohnfassaden im Wohnquartier Mitte

In der Simulation des Plangebiets erfolgt die Berechnung der solaren Einstrahlung für die Heizperiode (1. Oktober bis 30. April), da in den Sommermonaten die solaren Gewinne für die Wärmebedarfe keine relevante Größe darstellen. Die entsprechenden Strahlungsdaten für die Berechnung basieren auf den Wetterdaten des Standorts Nidda.

Die solare Einstrahlung der einzelnen Hauptwohnfassaden, wurde unter der Berücksichtigung der jeweiligen Orientierung sowie der eigenen und gegenseitigen Verschattung der Gebäude berechnet. Weiter wurde die geplante bzw. vorhandene Bepflanzung mit Bäumen entsprechend der Simulation in Kap. 7.4 berücksichtigt. So können letztlich die spezifischen Einstrahlungsverluste der einzelnen Energiegewinnfassaden ermittelt werden.

- **Kennwert Gebäudeorientierung**

Um den Einfluss der Gebäudeorientierung auf die Solareinstrahlung auf den jeweiligen Energiegewinnfassaden des Gebäudes in die solartechnische Bewertung einfließen zu lassen, wurde das Verhältnis des Gebäudes im städtebaulichen Entwurf zu demselben Gebäude mit einer exakten Südausrichtung einer der Energiefassaden ermittelt. Das Ergebnis ist ein Faktor pro Gebäude der die Geometrie des Gebäudes und die Ausrichtung der Energiegewinnfassaden im Verhältnis zueinander darstellt. Da, je nach Geometrie des Gebäudes, eine Südost-/ Südwest-Ausrichtung im Durchschnitt pro Gebäude höhere Einstrahlungswerte erzielt als eine reine Südausrichtung einer Fassade, fallen die Faktoren für die Gebäudeorientierung zum Teil negativ aus.

Die Berechnung der solarenergetischen Gewinne und Verluste erfolgte für alle drei Einzelfaktoren ohne Berücksichtigung der Anteile und Verteilung der Fensterflächen und bezieht sich auf die auf der Fassade auftreffende Energiemenge. Auf diese Weise wird eine erste grobe Bewertung des städtebaulichen Entwurfs ermöglicht. Um die auf den Hauptwohnfassaden auftreffende Energie zur Erwärmung der Innenräume nutzen zu können, sind entsprechende Fensterflächen erforderlich.

Um zu ermitteln, in welcher Höhe der Energiebedarf zur Erwärmung der Innenräume tatsächlich durch solare Energiegewinne reduziert werden kann, müssen weitere Werte wie die Materialeigenschaften der Wände und der Fenster sowie der Heizwärmebedarf des Gebäudes, die Nutzung der Wohnräume und die Grundrisse der Gebäude in die Berechnung mit einbezogen werden. Da diese Informationen aktuell noch nicht vorliegen, beschränkt sich die Darstellung auf eine grobe erste Einschätzung.

- **Kennwert Verschattung**

Der solarenergetische Energieverlust durch die Verschattung gibt für die Oberflächen der Gebäude das Verhältnis der Sonneneinstrahlung zur theoretischen Bestrahlungsstärke einer identischen, aber virtuellen Oberfläche ohne Umgebung an. Das Verhältnis wird durch einen Prozentsatz zwischen 0 % und 100 % dargestellt. Der Kennwert berücksichtigt dabei die Verschattung durch die Topographie und die umliegenden Gebäude.

$$\text{Solarenergetische Energieverluste in \%} = \frac{\text{Nutzbarer solarer Energiegewinn eines Gebäudes aus dem städtebaulichen Entwurf}}{\text{Maximal zu erreichender solarer Energiegewinn des gleichen Gebäudes ohne Umgebung}}$$

- **Kennwert Verschattung durch Vegetation**

Da die Positionierung der Planbäume zum aktuellen Zeitpunkt nur symbolisch im städtebaulichen Entwurf dargestellt ist, wird die Verschattungswirkung der Bäume getrennt betrachtet. Die Berechnung erfolgt analog zur Berechnung des Kennwertes für die Verschattung allgemein, bezieht hier allerdings nur die Verschattung durch Vegetation und nicht durch Gebäude und Topografie mit ein. Eine eventuelle Lichtdurchlässigkeit der Bäume wurde dabei nicht in die Berechnung mit einbezogen, da diese stark von der jeweiligen Baumauswahl abhängig ist. Es gilt daher zu beachten, dass es bei der Einschätzung der Verschattung durch Vegetation zu einer leichten Überschätzung der Verschattungswirkung in der Winterzeit kommen kann.

Um die Wirkungen der verschiedenen Einflussgrößen differenziert bewerten zu können, wurde die Berechnung für die verschiedene Bewertungsmaßstäbe getrennt durchgeführt und schließlich zu einem Gesamtergebnis zusammengefasst. Anhand der Simulation wurden die spezifischen Einstrahlungsverluste der 41 Hauptwohnfassaden über die Heizperiode ermittelt. Die jeweiligen Anteile an der Gesamtverminderung des nutzbaren Solargewinns als Differenz aus dem nutzbaren Solargewinn zu 100 %, wurden für die einzelnen Faktoren Orientierung, Verschattung durch Gebäude und Verschattung durch Vegetation aufgeschlüsselt und letztlich als „solare Verlust“ dargestellt.

Die Kategorisierung der Einzelergebnisse erfolgt in vier Bezugseinheiten:



Tabelle 7.2: Einzelergebnisse der solarenergetischen Bewertung

Hauptwohn- fassade	solarer Verlust durch Verschattung	solarer Verlust durch Orientierung	solarer Verlust durch Bepflanzung	solarer Verlust gesamt
A-1	0,93	2,51	4,16	2,65
A-2	0,00		5,81	
B-1	0,93	2,51	1,50	4,76
B-2	0,00		21,08	
C-1	0,85	7,69	0,63	9,35
C-2	0,00		39,21	
D-1	1,14	7,69	13,17	12,22
D-2	0,00		43,62	
E-1	4,92	7,69	11,83	5,36
E-2	0,00		0,00	

F-1	6,22	10,27	6,39	5,70
F-2	1,00		0,02	
G-1	5,68	3,24	17,14	7,84
G-2	0,84		22,65	
G-3	0,00		16,26	
H-1	2,01	-0,1	10,83	6,76
H-2	0,82		28,56	
H-3	1,87		18,96	
H-4	0,00		18,41	
I-1	2,89	4,11	8,48	4,74
I-2	5,27		3,59	
J_1	0,00	4,45	0,90	5,69
J-2	18,98		5,38	
K-1	0,00	4,45	27,02	11,21
K-2	0,37		30,95	
L-1	0,00	4,45	22,72	8,87
L-2	19,21		2,36	
M-1	0,00	4,45	0,00	3,63
M-2	0,00		12,9	
N-1	0,00	-8,05	12,96	0,42
N-2	0,00		5,63	
O-1	0,11	-8,19	23,38	2,60
O-2	2,35		6,12	
P-1	0,00	-8,19	42,78	16,69
P-2	7,33		66,43	
Q-1	0,00	-8,19	22,76	5,11
Q-2	15,14		9,15	
R-1	19,55	-6,07	12,77	8,19
R-2	0,00		28,98	
S-1	0,00	-6,07	39,97	8,58
S-2	23,63		0,00	
Durchschnittlich	3,46	0,98	16,23	6,86

Die vier Bezugseinheiten der solarenergetischen Verluste lassen sich mit folgendem Bewertungsschlüssel beurteilen:

bis 5 %	5 % bis 10 %	10 % bis 20 %	> 20 %
sehr gut	gut	ausreichend	unzureichend
keine Maßnahmen erforderlich	Feinabstimmung möglich	Optimierung empfohlen	Optimierung erforderlich

Durchschnittlich ergeben sich für die 19 Wohngebäude im städtebaulichen Ausgangsentwurf, Einstrahlungsverluste (Gebäudeorientierung und Verschattung) von 6,86 %. Das Ergebnis für das Wohngebiet West ist demnach in die Bezugseinheit „gut“ einzustufen (Feinabstimmung möglich).

Die Einstrahlungsverluste allein auf Grundlage der Gebäudeorientierung (0,98 %) sowie die Einstrahlungsverluste aufgrund von Verschattungen der Gebäude untereinander (3,46 %) sind jedoch in die Bezugseinheit „sehr gut“ einzustufen. Die Verschattung der Hauptwohnfassaden durch Bestands- und Planbäume liegt bei durchschnittlich 16,23 % und sind für das schlechtere Gesamtergebnis verantwortlich.

Mögliche Optimierungsmaßnahmen werden im Kapitel 7.5 aufgelistet. Die Einzelergebnisse der Plangebäude werden im Folgenden erläutert.

Der durchschnittliche solarenergetische Verlust, auf Grundlage der Gebäudeorientierung, fällt mit durchschnittlich 0,98 % gering aus. Der Großteil an Hauptenergiefassaden weist somit die maximal möglichen Solargewinne durch die Gebäudestellung auf. Die höchsten Solarverluste aufgrund der Gebäudeorientierung weist das Gebäude F mit 10,27 % auf.

Die vorgesehene Orientierung der Gebäude ist demzufolge insgesamt in die Bezugseinheit „sehr gut“ einzustufen, demnach sind aufgrund der Gebäudeorientierung keine Optimierungsmaßnahmen erforderlich.

Die nachfolgende Abbildung beinhaltet die zusammengefassten Ergebnisse der passiven Verluste aufgrund von Orientierung und Verschattungen. Die jeweiligen Ergebnisse der Hauptwohnfassaden werden dabei jeweils einzeln farblich dargelegt.



Abbildung 7.7: Solarenergetische Verluste durch Orientierung und Verschattung

Im Entwicklungsgebiet ist der Großteil der passiven Verluste an den Hauptenergiefassaden auf Verschattungen durch Bäume zurückzuführen (Durchschnitt 16,23 %). Infolgedessen sind dort Optimierungsmaßnahmen erforderlich.

Im Entwicklungsgebiet weisen die Energiegewinnfassaden des Gebäudes A und M den geringsten solarenergetischen Verlust auf. Infolgedessen sind dort wenig städtebauliche Optimierungsmaßnahmen erforderlich.

An den Energiefassaden der Gebäude B, I, J und O wurden solarenergetische Verluste zwischen 10 % bis 20 % ermittelt. Anhand der Bewertung, sollten demnach Optimierungsmaßnahmen erfolgen. Potenzielle Optimierungsmaßnahmen werden in Tabelle 7.3 gelistet.

Für die Plangebäude C, D, G, H, K, L, P, Q, R und S wurden solarenergetische Verluste von über 20 % ermittelt. Infolgedessen ist an den Hauptenergiefassaden eine Optimierung empfehlenswert, da insbesondere die Verschattung durch Bepflanzung zur Verringerung des solaren Eintrages führt. Um dies zu vermeiden, sollte eine sorgsame Auswahl der zukünftigen Baumpflanzungen sowie eine Begrenzung der Baumhöhen durch entsprechende Sortenauswahl oder Pflegemaßnahmen erfolgen.

7.3 DACHFORMEN UND DACHAUSRICHTUNG

Eine effiziente aktive Solarenergienutzung wird durch frühzeitige Abstimmung der Gebäudegeometrie und der zukünftigen technischen Anlagen erreicht.

Die vorgesehenen Gebäudegrundtypen des städtebaulichen Entwurfes besteht aus zweigeschossigen Einfamilienhäusern mit Satteldach sowie mehrgeschossigen Mehrfamilienhäusern mit Staffelgeschossen und Flachdächern. Diese Dachformen sind grundsätzlich für den Betrieb einer Solaranlage mit Photovoltaikmodulen bzw. Kollektoren geeignet. Für die Installation der Anlagen auf den Flachdächern werden Aufständungen mit einem Neigungswinkel von 30° (Photovoltaikanlage) bis 45° (thermische Solaranlage) empfohlen, um den nicht vorhandenen Neigungswinkel der Flachdächer zu kompensieren.

Auch eine Kombination von Dachbegrünung und Solaranlagen ist mithilfe standardisierter Systemlösungen problemlos umsetzbar und erzeugt infolgedessen unterschiedliche Synergieeffekte (u. a. geringere Aufheizung der Module, geringere Verdunstung der Grünflächen durch Verschattung der Solarpaneele; s. Abbildung 7.8). Begrünte Flachdächer tragen somit zur Verbesserung der Energiebilanz der Wohngebäude bei (Hitzeabschirmung und Wärmedämmung) und reduzieren zukünftig Energieverbräuche und Treibhausgas-Emissionen.

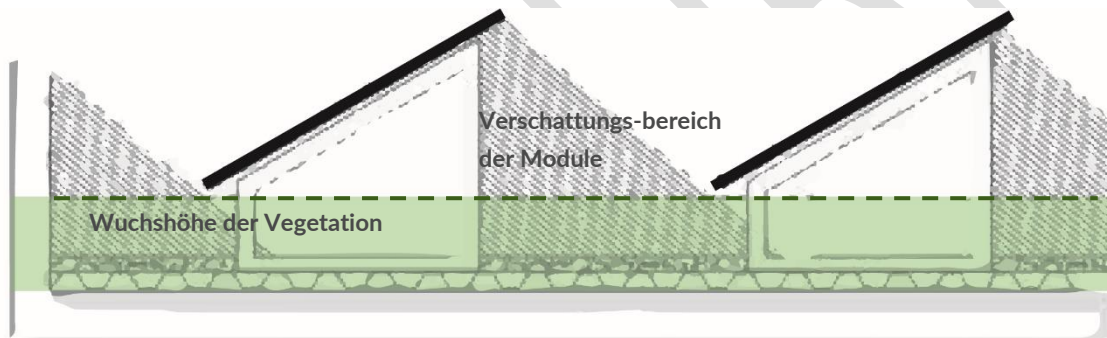


Abbildung 7.8: Aufbauprinzip eines Solargründaches (Eigene Darstellung 2017)

7.4 ANORDNUNG VON BEPFLANZUNG

Vorgesehene Baumreihen oder Einzelbäume im Wohnquartier erzielen verschiedene Wirkungen hinsichtlich der Verschattung. Die Verschattungswirkung ist dabei abhängig von Standort und Höhe des Baumes, der Dichte und Geschlossenheit der Baumreihen sowie von der jeweiligen Baumart. Während die sommerliche Hitzebelastung durch die Pflanzung von Laubbäumen effektiv reduziert werden kann, vermindert der Schattenwurf der Bäume auf den Fassaden die passiven Solargewinne der Gebäude.

Die Hauptwohlfassade eines Gebäudes sollte daher möglichst nicht von umstehenden Bäumen verschattet werden, um den passiven Solarenergiegewinn nicht zu beeinträchtigen. Die Pflanzung von Bäumen sollte daher eher im nördlichen Bereich der Gebäude bzw. im Verkehrsraum auf der südlichen Straßenseite positioniert werden.

Die Baumstandorte der bestehenden sowie der geplanten Bäume wurden dem städtebaulichen Konzept entnommen, wobei die Baumstandorte der geplanten Bäume aktuell noch nicht abschließend festgelegt sind. Die Baumhöhen der Bestandsbäume wurde mit 15 m angenommen. Die Höhe der geplanten Bäume im ausgewachsenen Zustand wurde im Modell auf 12 m (Kronendurchmesser: 10 m) festgelegt, was

einem kleineren Baum entspricht. Die Bestandsbäume wurden mit der Farbe Dunkelgrün modelliert, die geplanten Ersatzpflanzungen mit der Farbe Hellgrün (s. Abbildung 7.9).



Abbildung 7.9: Anordnung der Bestands- und Planbäume im Wohngebiet West (Eigene Darstellung 2022)

Bestehende oder geplante Einzelbäume können zu erheblichen solaren Verlusten auf den direkt verschatteten Fassadenbereichen führen. Durch die potenzielle Einschränkung des Tageslichtes, kann eine künstliche Beleuchtung innerhalb der Räume erforderlich werden.

Um dies zu vermeiden, sollten Einzelbäume vor Südfassaden in Richtung NW-N-NO einen Mindestabstand von der 1,5-fachen Kronenhöhe einhalten. Die folgende Abbildung veranschaulicht den erforderlichen Abstand.

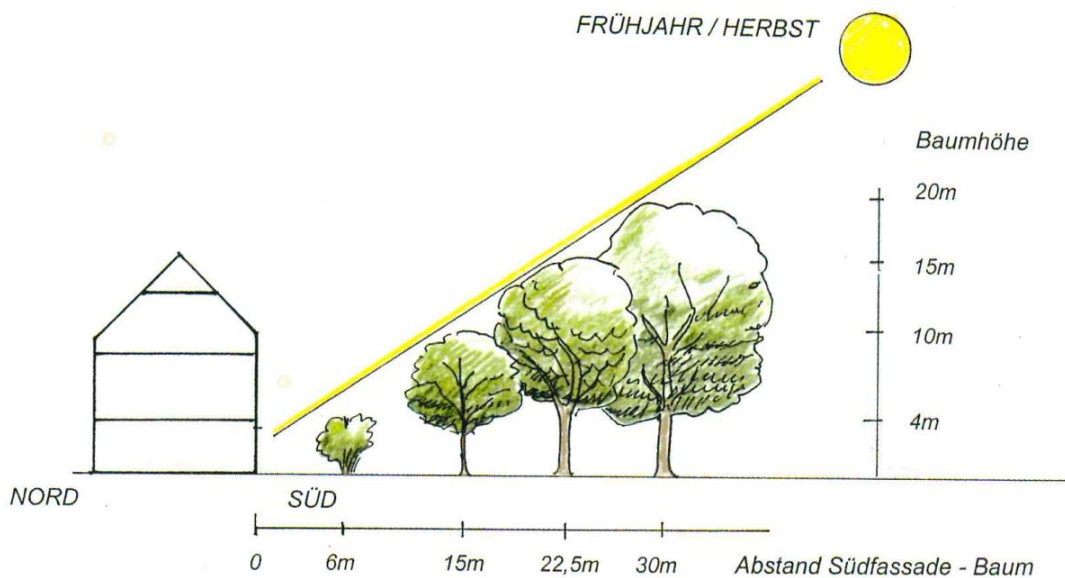


Abbildung 7.10: Benötigter Abstand zwischen Einzelbäumen und Südfassade (Quelle: Baden-Württemberg, Solarfibel)

Durch die Bepflanzung im Plangebiet wird eine durchschnittliche Verminderung der passiven Solargewinne auf den Hauptenergiefassaden von 16,23 % verursacht. Das Ergebnis wird in die Bezugseinheit „unzureichend“ eingestuft und sollte demnach durch Feinabstimmungen optimiert werden. Dabei muss beachtet werden, dass die stärkere Lichtdurchlässigkeit der Bäume in den Wintermonaten bei der Berechnung nicht mitberücksichtigt wurde, da diese stark von der Baumart dem Standort und den Witterungseinflüssen abhängig sind. In der Folge kommt es zwar zu einer Überschätzung der Energieverluste durch die Verschattung durch Vegetation, allerdings wird auf diese Weise deutlich, an welchen Stellen Veränderungen der Baumstandorte zu einer besseren Belichtung der Fassaden führen.

Die Fassaden der Plangebäude C und D werden überwiegend durch die Bestandsbäume im Bereich der Kurallee verschattet. Um die Verschattung der Südfassaden dieser Gebäude zu reduzieren, kann eine Drehung dieser Gebäude um 90° sinnvoll sein, da auf diese Weise der Abstand der Fassade zu den Bestandsgebäuden vergrößert werden kann.

Durch die auf der gesamten unbebauten Fläche verstreuten Bäume kommt es an vielen Gebäuden zu Verschattungen der Hauptwohlfassaden, die jedoch mithilfe von größeren Abständen zwischen den Planbäumen und den Hauptwohlfassaden einfach vermieden werden können.

Ein großer Optimierungsbedarf besteht im Grundstücksbereich des Gebäudes P, da die vorgesehenen Baumpflanzungen im Bereich der Treppenanlage die Strahlungsleistung der Sonne auf den Gebäudefassaden stark beeinträchtigt. Es ist zu empfehlen, die Bäume im eher im Südlichen Bereich der Treppenanlage zu pflanzen und die Höhe der Bäume zu begrenzen.

Letztlich sollte bei der Auswahl der Laubbäume auf die Kriterien der jeweiligen Baumhöhe, der Kronen- und Wuchsform, der Durchlässigkeit des Blatt- und Astwerkes sowie auf die Belaubungsdauer geachtet werden, um so die konkreten Auswirkungen auf die geplante Bebauung im Vorfeld beurteilen zu können.

7.5 SOLARENERGETISCHES OPTIMIERUNGSPOTENZIAL

Der auf optimale Einstrahlungsvoraussetzungen (=100 %) bezogene verfügbare passive Solargewinn, zur passiven Nutzung der Sonnenenergie weist im Untersuchungsgebiet bereits gute Voraussetzungen auf, wenn die Positionierung der Baukörper ohne die Verschattung durch Bäume betrachtet wird. Auffällig ist, dass die im städtebaulichen Entwurf dargestellten Baumstandorte teilweise zu erheblichen Verschattungen auf den Hauptwohlfassaden führen und somit das Gesamtergebnis negativ beeinflussen. Die gesamte Planung für das Wohnquartier Mitte ist, aufgrund des Durchschnitts, in die Bezugseinheit „unzureichend“ einzustufen und erfordert Optimierungsmaßnahmen – diese beziehen sich aber zum größten Teil auf eine Anpassung der Baumstandorte.

Um den passiven solaren Verlusten an den Hauptwohlfassaden im Wohnquartier Mitte entgegenzuwirken, listet die nachfolgende Tabelle die möglichen Optimierungsmaßnahmen für jedes Plangebäude im Entwicklungsgebiet auf.

Tabelle 7.3: Solarenergetisches Optimierungspotenzial

Plangebäude Nr.	Optimierungsmaßnahmen
A	keine Optimierungsmaßnahmen
B	Für die Planbäume entlang der Planstraße Hinweise für Abstandsregelung zur Südfassade beachten
C	Änderung der Gebäudestellung: Gebäude um 45 % drehen, um Verschattung durch Bestandsbäume zu verringern (--> 7.5.1)
D	
E	keine Optimierungsmaßnahmen
F	keine Optimierungsmaßnahmen
G	Für die Planbäume vor der Südfassade: Hinweise für Abstandsregelung beachten, Baumpflanzungen vor Hauptwohnfassaden vermeiden
H	Für die Planbäume vor der Südfassade: Hinweise für Abstandsregelung beachten, Baumpflanzungen vor Hauptwohnfassaden vermeiden (--> 7.5.2)
I	Garage auf Westseite des Gebäudes, um Energiegewinnfassade nach Osten freizuhalten, Gebäude um 90° drehen und Hauptwohnfassaden Richtung Ost und West ausrichten (--> 7.5.3)
J	Gebäude um 90° drehen und Hauptwohnfassaden Richtung Ost und West ausrichten (--> 7.5.4)
K	
L	
M	
N	ggf. Gebäude um 90° drehen, um die für PV nutzbare Dachfläche zu vergrößern
O	ggf. Gebäude um 90° drehen, um die für PV nutzbare Dachfläche zu vergrößern
P	Baumpflanzungen vor Südfassade vermeiden; ggf. Gebäude um 90° drehen, um die für PV nutzbare Dachfläche zu vergrößern (--> 7.5.5)
Q	ggf. Gebäude um 90° drehen, um die für PV nutzbare Dachfläche zu vergrößern
R	
S	

7.5.1 Optimierungsmaßnahmen Gebäude C und D

Durch eine 90°-Drehung der Gebäude kann eine Optimierung der Besonnung der Südfassaden erreicht werden, da auf diese Weise ein größerer Abstand zwischen der Südfassade und den Bestandsgebäuden erreicht werden kann. Bei dieser Variante wäre aufgrund der Gebäudegeometrie, die längere Fassadenseite nach Süden orientiert, wodurch auch aufgrund der Verteilung der Fassadenflächen ein höherer solarer Energiegewinn erzielt werden kann.

Ein zusätzlicher positiver Effekt ist die bessere Nutzbarkeit der nicht überbauten Grundstücksfläche auf der Südseite.

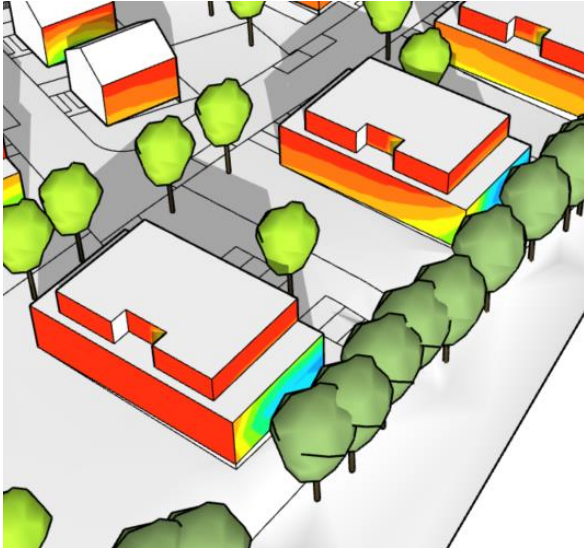


Abbildung 7.12: Stellung der Gebäude im städtebaulichen Entwurf

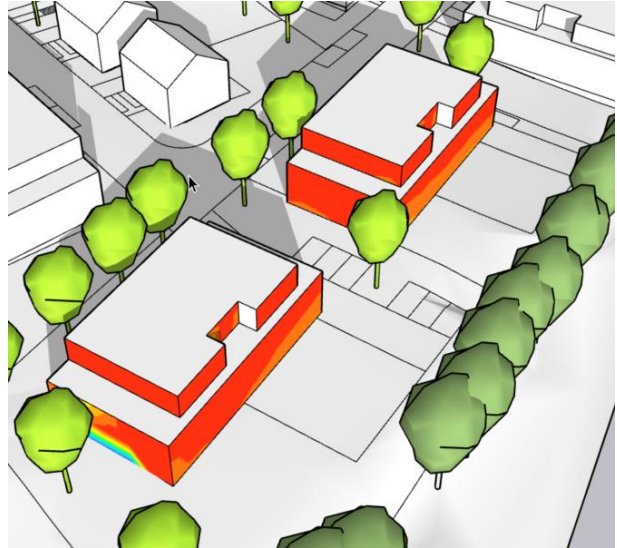


Abbildung 7.11: Optimierungsvorschlag

7.5.2 Optimierungsmaßnahmen Gebäude H

Optimierung der solaren Gewinne auf den Energiegewinnfassade durch Einhaltung der Abstandsregelungen für Baumstandorte vor Südfassaden

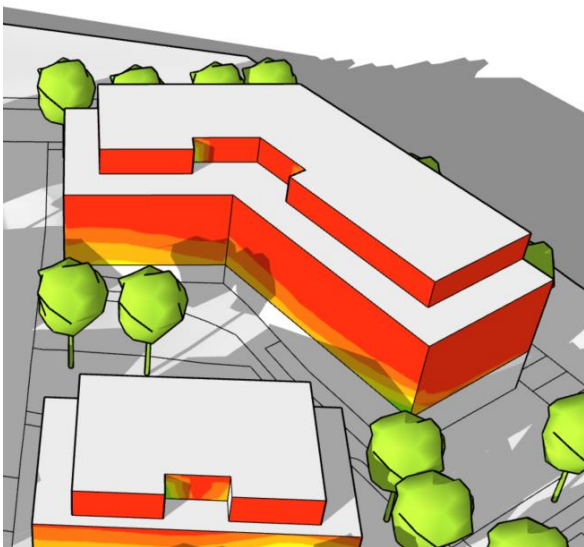


Abbildung 7.13: Darstellung der Baumstandorte im städtebaulichen Entwurf

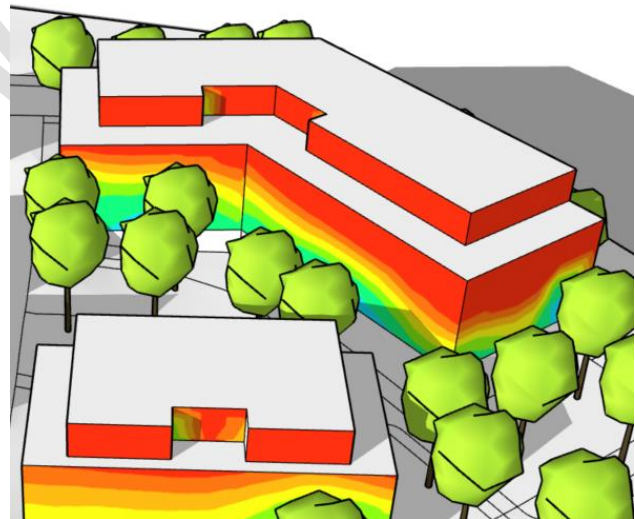


Abbildung 7.14: Darstellung der Baumstandorte unter Berücksichtigung um der Abstandsregel.

7.5.3 Optimierungsmaßnahmen Gebäude I

Das Gebäude I wird auf beiden Hauptwohlfassaden (Gartenseite/ straßenabgewandt) leicht verschattet, zum einen durch das südlich anschließende Gebäude J und zum anderen durch das Nebengebäude auf der Ostseite. Eine Optimierung der solaren Gewinne kann hier durch die Verschiebung der Garage auf die Nordseite des Gebäudes erreicht werden. Durch eine Orientierung der Hauptwohlfassaden nach Osten und Westen können die solaren Energiegewinne zusätzlich gesteigert werden.

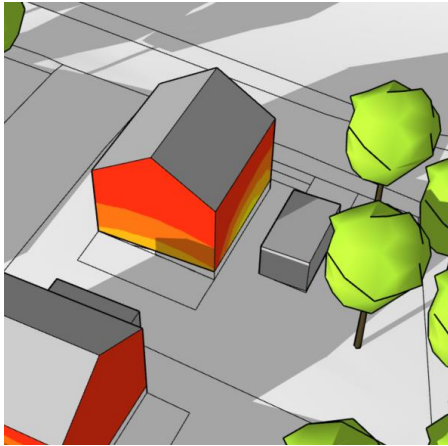


Abbildung 7.16: Stellung der Gebäude im städtebaulichen Entwurf

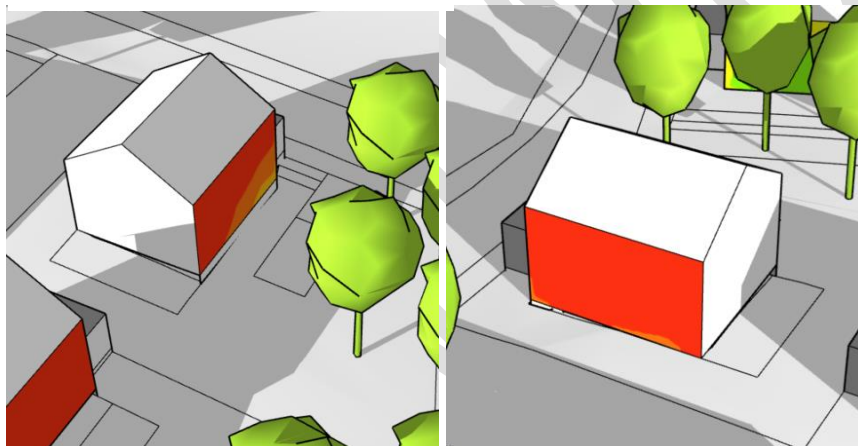


Abbildung 7.15: Darstellung der Optimierungsmaßnahmen

7.5.4 Optimierungsmaßnahmen Gebäude J-N

Durch den geringen Abstand der Plangebäude zueinander kommt es zu Verschattungen der Südfassade von Gebäude J durch K und L durch M. Da die Hauptwohnfassaden im städtebaulichen Entwurf nach Süden und Osten ausgerichtet sind führt diese Verschattung zu einer Minderung der solaren Energiegewinne. Durch 90°-Drehung der Gebäude und eine Orientierung der Energiegewinnfassaden nach Osten und Westen kann insgesamt der solare Energiegewinn optimiert werden.

Zusätzlich kann auf diese Weise auch mehr Dachfläche für PV genutzt werden. Der Ausnutzungsgrad der PV Anlage dient zwar bei der Südorientierung etwas höher als bei einer Ost-West Ausrichtung, insgesamt ist der Ertrag bei einer Ost-West -Ausrichtung jedoch deutlich höher, da auf diese Weise die nutzbare Dachfläche doppelt so groß ist.

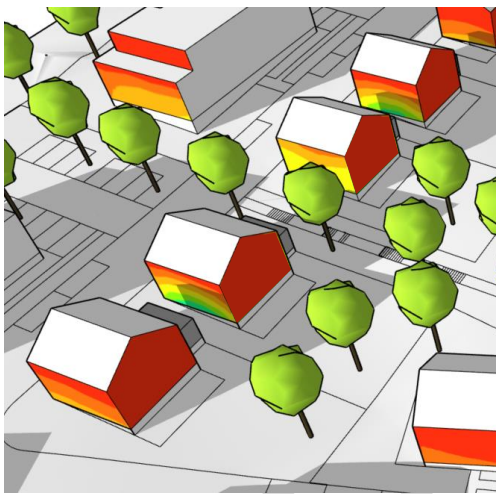


Abbildung 7.17: Darstellung der Gebäudeausrichtung im städtebaulichen Entwurf

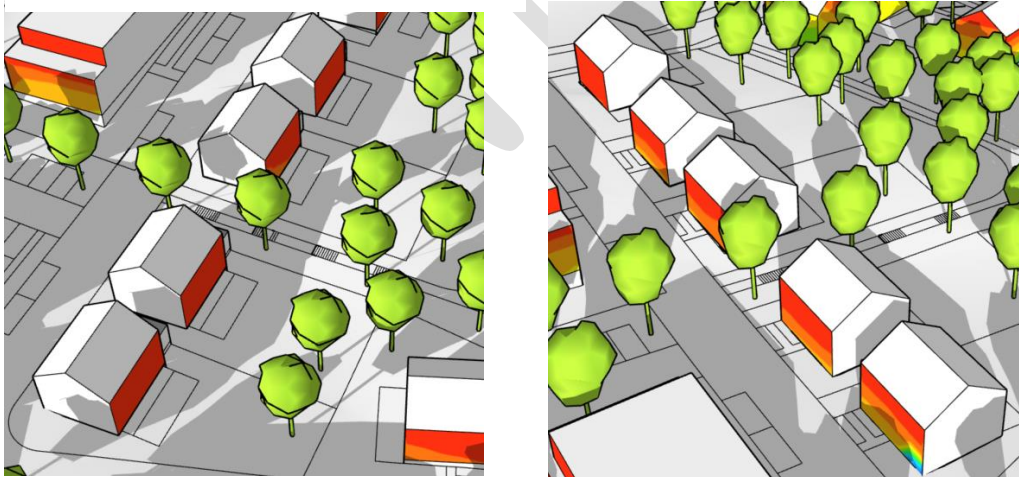


Abbildung 7.18: Darstellung der Optimierungsmaßnahmen

7.5.5 Optimierungsmaßnahmen Gebäude P

Südlich des Plangebäudes P verläuft eine öffentliche Wegeverbindung, die in diesem Bereich die Planstraße mit dem höher gelegenen Freiraum zwischen den Einfamilienhäusern über Treppen und Rampen verbindet. Optimierung der solaren Gewinne auf den Energiegewinnfassade durch Einhaltung der Abstandsregelungen für Baumstandorte vor Südfassaden. In diesem Bereich sind im städtebaulichen Entwurf Baumpflanzungen in zwei Reihen dargestellt, die zu wesentlichen Verschattungseffekten auf den Hauptwohnfassaden von Gebäude P führen. Durch das Einhalten der Abstandsregel für Baumstandorte vor Fassaden, bzw. durch eine entsprechende Höhenbegrenzung der Bäume kann die Verschattung von Gebäude P begrenzt werden.

Als Sichtschutz zwischen dem Gebäude und der Treppenanlage kann eine Hecke bzw. Sträucher gepflanzt werden, deren Höhe 1,8 m nicht überschreiten sollte.

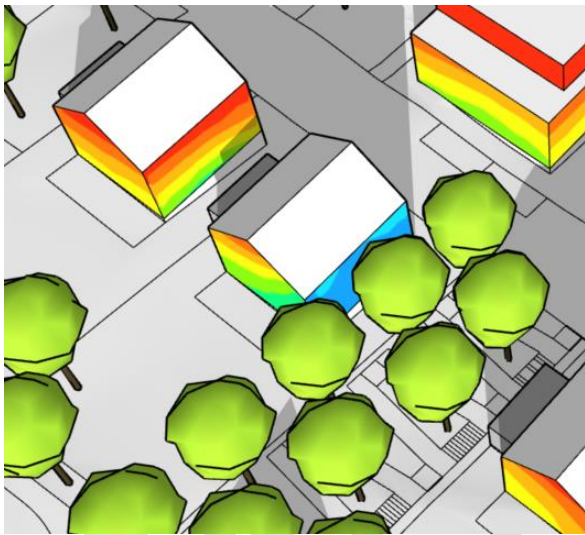


Abbildung 7.20: Darstellung der Baumstandorte im städtebaulichen Entwurf

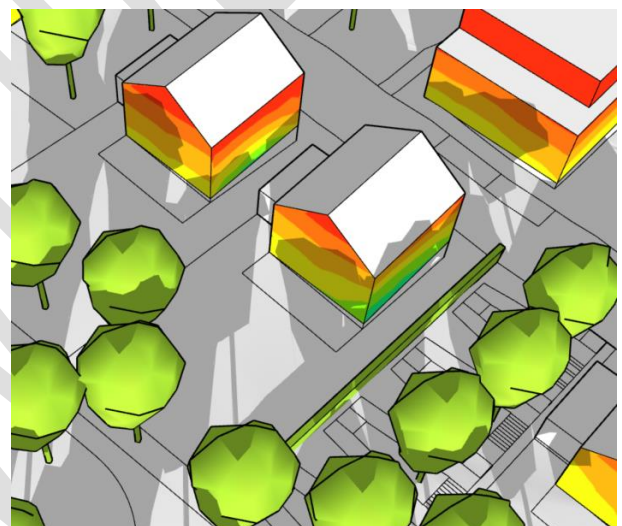


Abbildung 7.19: Darstellung der Baumstandorte unter Berücksichtigung der Abstandsregel.

8 BETREIBERMODELLE

Die Auswahl eines geeigneten Betreibermodells ist von den Akteuren und von der jeweiligen Struktur vor Ort abhängig. Bei der Struktur vor Ort sind folgende Rahmenbedingungen entscheidend:

- Einsatzbereitschaft der Nutzer
- Eigentumsverhältnisse
- Anzahl der Gebäude
- Räumlicher Zusammenhang der Gebäude
- Kreuzung von öffentlichen Wegen
- Unterbringungsmöglichkeiten der Anlage
- Wirtschaftliche Attraktivität für mögliche zukünftige Betreiber
- Kontinuierliche Abnahmesituation

Diese Rahmenbedingungen definieren die notwendigen Anforderungen und somit die Komplexität des geeigneten Betreibermodells. Das Betreibermodell selbst beeinflusst die Wirtschaftlichkeit, denn je nach Abwicklung der anfallenden gesetzlichen Auflagen, können die Kosten für den Betrieb höher oder niedriger ausfallen. Die folgende Tabelle 8.1 gibt eine Übersicht zu den jeweiligen Varianten.

Tabelle 8.1: Übersicht unterschiedlicher Betreibermodelle (energielenker projects GmbH, 2022)

Variante	Beschreibung	Vorteile	Nachteile
Eigenerledigung	Erprobte Beschaffungsvariante, ggf. erster Schritt vor Beteiligung weiterer Partner über GmbH & Co KG oder gemischtwirtschaftliche Gesellschaft	Vollständige Hoheit über die Entwicklung und Ziele der Versorgung bei der Gemeinde, ggf. zukünftige Beteiligung weiterer Partner über unterschiedliche Struktur ist möglich	Kein Lebenszyklusansatz und kein Risikotransfer auf private Partner in der konventionellen Eigenerledigung bzw. erst im nächsten Schritt bei Beteiligung privater Partner
Betreibermodell (Contracting)	Vollständige Übertragung der Planungs-, Bau-, Finanzierung-, Betriebs- und Instandhaltungsleistungen auf privaten Partner durch Ausschreibung	Umfangreicher Risikotransfer auf erfahrene Partner, Einbindung von Know-how und Kapital der Partner, Optimierung der Versorgung unter rein wirtschaftlichen Gesichtspunkten	Nach Übertragung der Leistungen nur noch geringe Einflussmöglichkeiten für die Gemeinde, Renditeanforderungen der privaten Partner
Gemischt-wirtschaftliche Gesellschaft	Beteiligung verschiedener Partner an einer Gesellschaft durch gemeinsame Gründung oder als share-deal	Einbindung von Know-how und Kapital von erfahrenen Partnern, Einflussmöglichkeiten der Gemeinde bestehen weiterhin	Keine klare Trennung von Auftragnehmer und Auftraggeberfunktion
In-House Vergabe	Übertragung sämtlicher Leistungen auf eine kommunale Gesellschaft	Leistungen und Pflichten sind auf Gesellschaft übertragen, Hoheit über Leistungen dauerhaft bei der Gemeinde bzw. Gesellschaft	Fehlender Wettbewerb bei In-House Vergabe, kein Risikotransfer auf Private, keine Einbindung von Kapital von privaten Partnern

8.1 BETREIBERMODELL-CONTRACTING

Aufgrund der Komplexität der energietechnischen, regulatorischen und energiewirtschaftlichen Gegebenheiten eines Plus-Energie-Ansatzes, wie in Neubaugebiet in Bad Salzhausen ist ein Betreibermodell (Contracting) für das gesamte Wohngebiet sinnvoll. Für diesen Zweck kann die notwendige Dienstleistung ausgeschrieben und an ein privatwirtschaftliches Unternehmen vergeben werden. Hierfür bieten sich vor allem Contractoren an, die in der Lage sind sowohl die Disziplinen der Wärme- und Stromlieferung, Energiedatenerfassung und Monitoring, Regelungstechnik und Betriebsführung sowie Bilanzierung und Abrechnung erbringen zu können.

Es gibt einige Systemdienstleister in Deutschland, die diese Art von gesamtheitlicher Energieerzeugung und -lieferung anbieten können. Auch mittelgroße bis große Stadtwerke, die mittlerweile den Transformationsprozess von Energielieferanten zum Energiedienstleister durchlaufen haben, können solche Dienstleistungen anbieten. In jedem Fall ist es ratsam den zuständigen Netzbetreiber in den Entwicklungsprozess zu involvieren.

8.1.1 Betreibermodelle zentrale Energieversorgung

Nachfolgend werde die Betreibermodelle für die betrachteten zentralen Versorgungsvarianten beschrieben.

8.1.1.1 Nahwärmenetz mit Biomasse und Erdgas-Spitzenlastkessel⁸

An dieser Stelle weisen wir daraufhin, dass ein Anschluss und Benutzungszwang nach §16 des Gesetzes zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbare Energien Wärmegesetz – EEWärmeG)⁹ für die zukünftigen Bewohner des Neubaugebietes nicht nur im Zuge der Ressourcenschonung, sondern auch im Sinne der Attraktivität des Versorgungsgebietes für zukünftige Investoren/Contractoren sinnvoll für diese Versorgungsvarianten ist.

Wärme

Der Contractor investiert in ein die Heizzentrale, indem technische Apparaturen wie Verteilstränge, Regelungstechnik, Heizwasseraufbereitungs-Anlage und Wärmetauscher, Druckerhaltung, Wärmeerzeugungsanlagen, etc. beinhalten wird. Zudem ist bei einem Holz-Hackschnitzel-Kessel stets ein Silo für die Hackschnitzel vorgesehen. Der hierfür erforderliche Platz sollte in der späteren Umsetzungsplanung bzw. vom Contractor mit beachtet werden.

Zudem investiert der Contractor in das Nahwärmenetz, die Hausanschlüsse und die Wärmeverteilung im Gebäude der Endkunden.

Für die installierten Anlagen und Systeme, übernimmt der Contractor das Eigentum sowie die Betriebsführung und die Instandhaltung. Über die in den Häusern der Endkunden installierten geeichten Wärmemengenzähler, wird die Wärme mit den Endnutzern abgerechnet. Diese bezahlen einen Wärmegrundpreis, welcher die Investitionen Betriebsführung und Instandhaltung abdeckt und einen Wärmearbeitspreis, welcher die abgenommene Wärmemenge abdeckt. Hierfür wird ein

⁸ Ein kaltes oder Warmes Netz unterscheidet sich hinsichtlich der Temperaturen des in den Rohrleitungen zirkulierenden Wärmeträgermedium. Bei einem kalten Nahwärmenetz werden die Temperaturen in der Regel bei ca. 10-30°C liegen. In einem Warmen Netz herrscht eine Vorlauftemperatur, abhängig von der Wärmeerzeugungsvariante von 70-100°C.

⁹ §16 EEWärmeG: „Die Gemeinden und Gemeindeverbände können von einer Bestimmung nach Landesrecht, die sie zur Begründung eines Anschluss- und Benutzungszwangs an ein Netz der öffentlichen Nah- oder Fernwärmeversorgung ermächtigt, auch zum Zwecke des Klima- und Ressourcenschutzes Gebrauch machen.“

Vertragsverhältnis mittels Wärmelieferungsvertrag (Konform zur AVBFernwärmeV) zwischen Contractor und Endkunde geschlossen.

Für ein hocheffizientes Energiemanagement sollten die Wärmemengenzähler über ein Funkmodul verfügen, sodass über eine LoRaWAN¹⁰ Antenne alle Zählerdaten sammelt und an ein Energiemonitoring bzw. Energiemanagementsystem zeitnah übertragen und visualisiert werden können. Einen Onlinezugang für die Endkunden, um jederzeit die Verbrauchsdaten visualisiert zu bekommen, wäre denkbar. Auch im Hinblick auf Smarte Anwendungen oder Visualisierungstafeln in den Gebäuden.

Eine weitere Möglichkeit einer „vorausschauenden“ Betriebsführung des späteren Betreibers wäre die Ausstattung des Nahwärmenetzes mit Sensoren. Diese könnten Leckagen und damit auftretende Druckverluste im Netz melden.

Somit hat der Contractor die Rollen Investor, Energielieferant, Anlagenbetreiber und Messstellenbetreiber inne.

Hinweis: Um die Investitionskosten für den Contractor und somit den späteren Grundpreis für die Wärmelieferung niedrig zu halten, können Kosten für das Nahwärmenetz anteilig über die Erschließungskosten der Hauseigentümer verteilt werden. Dies ist eine gängige Praxis und kann über z.B. eine Teilungserklärung rechtlich festgehalten werden. Für die hier notwendige Vertragserarbeitung ist zwingend eine Rechtsberatung hinzuzuziehen.

Strom

Photovoltaik-Anlagen

Um die benötigte Menge erneuerbare Energie zu erzeugen und über die Schwelle der Plus-Energie-Siedlung zu kommen, ist die Installation von PV-Anlagen zwingend erforderlich. Auch hier könnte ein Quartiers-Contractor bzw. verantwortlicher Dienstleister für die Investition, Installation, Betrieb und Instandhaltung sowie Abrechnung werden.

Da sich hier die regulatorischen Rahmenbedingungen zur Wärmelieferung unterscheiden, wäre es Vorteilhaft einen Pachtvertrag für die PV-Anlage einzugehen. Das ist notwendig, um den Hauseigentümer zum Betreiber der PV-Anlage nach den Regularien des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) zu deklarieren.

Durch den Abschluss eines Pachtvertrages, wird geregelt, dass der Contractor die Rolle als Eigentümer und Instandhalter der Anlagentechnik fungiert, aber der Hauseigentümer die Einspeisevergütung für die Einspeisung des erzeugten Stroms erhält, die nicht direkt verbraucht, sondern ins Stromnetz eingespeist wird. Zudem wird über diese vertragliche Konstellation gewährleistet, dass die Hauseigentümer über den eigens erzeugten erneuerbaren Strom frei verfügen können

¹⁰ Long-Range-Wide-Area-Network, um drahtlos batteriebetriebene Messtechnik mit dem Internet zu verbinden, gebündelt Daten aufnehmen zu können und diese an ein Monitoring-Tool zu versenden.

Elektro-Ladeinfrastruktur

Auch bei der Ladeinfrastruktur sind einige regulatorische Gegebenheiten zu betrachten. Hierbei ist es wichtig vom Ladestationsbetreiber (Charge Point Operator – CPO) und den Anbietern von Ladeservice Dienstleistung (Emobility Service Provider – EMP) zu unterscheiden.

Ladestationsbetreiber (CPO)	Anbieter von Ladeservices (EMP)
<i>Ladestationsbetreiber oder „CPO“ sind für Installation, Betrieb und Service von Ladestationen verantwortlich. Die Strombelieferung muss nicht zwingend durch den Betreiber erfolgen.</i>	<i>Anbieter von Ladeservices, die Elektroautofahrern einen Zugang zu Ladestationen (z.B. über Ladekarten oder Apps) bieten, werden als „EMP“ (Emobility Service Provider) bezeichnet.</i>

Für den Betrieb der Ladeinfrastruktur bedient sich ein CPO einer Ladestations-Management-Systems, welches sowohl die Lastregulation, bezugnehmend auf das Stromverteilnetz, überwachen kann und zusätzlich den Status der betriebenen Säulen hinsichtlich Störungsbeseitigung und Wartungsintervallen überblicken kann.

Damit ein E-Fahrzeug-Nutzer nicht nur an der eigenen Ladesäule, sondern auch im öffentlichen Bereich sowie Deutschland und Europaweit laden kann, ist eine Ladekarte mit eRoaming¹¹ Funktion notwendig. Mit dem EMP schließt der Ladekunde einen Ladestromvertrag ab, der das „Heimladen“ sowie das „eRoaming-Laden“ beinhaltet. So kann der Endnutzer, unabhängig von dem Ort des Ladens (Europaweit) eine monatliche, detaillierte Abrechnung über die geladene Strommenge erhalten.

Es gibt Anbieter von Elektrolade-Dienstleistungen die beide Markttrollen (CPO & EMP) einnehmen und so „alles aus einer Hand“ anbieten können.

Es eignen sich Betreibermodelle vor allem im Bereich eines Quartier-Parkplatzes. Im Bereich der Einfamilienhäuser raten wir normalerweise den zukünftigen Eigentümern zur Eigeninvestition in Wallboxen. Allerdings wird in diesem Energiekonzept der Ansatz verfolgt, dass der Quartiers-Parkplatz die notwendigen, elektrifizierten Stellplätze nach dem GEIG kompensiert.

Zentrale Parkflächen gehören für Elektrolade-Dienstleister zu interessanten Investitionsgebieten. Ein Contractor/Investor, welcher die Rollen des Betreibers (CPO) wie auch Dienstleistungsanbieter und Abrechnung (EMP) übernimmt, könnte durch die geladene Strommenge, der Besucher oder Bewohner des Neubaugebietes, die Investition über mehrere Jahre amortisieren.

Technisch kann der Quartiersparkplatz mit einer Master-Slave-Variante ausgeführt werden. Das bedeutet, dass eine „Mastersäule“, welche mit einer hohen „Intelligenz“ ausgestattet ist und somit Daten an ein nachgekoppeltes Lastmanagementsystem, wie auch an ein BackEnd, übermitteln kann.

Zusätzlich werden mehrere „Slave-Säulen“ installiert. Diese werden von der Mastersäule gesteuert. Diese Variante wird eingesetzt, um die benötigte elektrische Gesamtleistung für den Ladepark zu reduzieren.

Durch diese Ausführung wird genau die Strommenge bereitgestellt, die für die Ladeanforderung der ladenden E-Fahrzeuge benötigt wird. So ist die Wahrscheinlichkeit, dass Ladepark elektrotechnisch an den Hausanschluss des Gewerbegebäudes angeschlossen werden kann, signifikant gesteigert. Durch die

¹¹ Der Begriff „Roaming“ ist hinlänglich bekannt durch den Mobilfunkbereich. „eRoaming“ beschreibt im Allgemeinen die Vertragsbeziehung und die daraus resultierende Interaktion der beteiligten Marktteilnehmer zueinander

Intelligenz in der Master-Säule und die Kopplung an ein Lastmanagement, kann gewährleistet werden, dass nur die Stromleistung zur Verfügung steht, die von der Kapazität der Stromnetzanbindung (z.B. Trafo) zur Verfügung gestellt werden kann.

Beispiel: Anschlusskapazität für Ladeinfrastruktur liegt bei 44 kW für den elektrifizierten Parkplatz für einen Gewerbepark. An den Ladepunkten der Ladesäule könnte theoretisch eine Maximalleistung von 22 kW je Ladepunkt (je ladendes Auto) abgegeben werden.

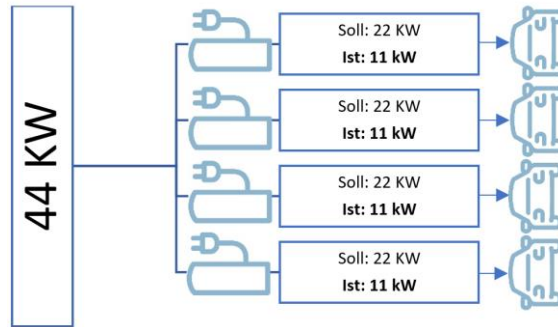


Abbildung 8.1: Laden mit statischen Lastmanagement, Quelle: (energielenker projects GmbH, 2022)

Durch ein statisches Lastmanagement kann ein fester Wert für die Abgabe an Leistung festgelegt werden. Hier 11 kW je ladendes Auto.

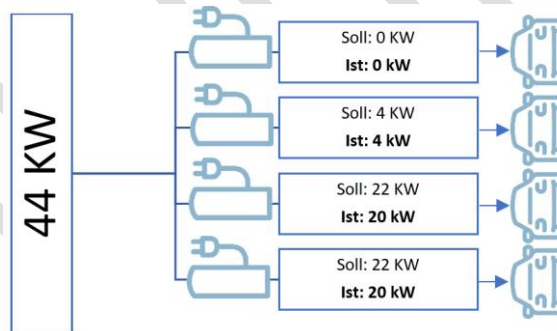


Abbildung 8.2: Laden mit dynamischen Lastmanagement, Quelle: (energielenker projects GmbH, 2022)

Durch das dynamische Lademanagement, mit der notwendigen intelligenten Ladeinfrastruktur, kann eine flexible Leistungsvergabe je nach Bedarfssituation geschaffen werden. Das kann automatisch und in Abhängigkeit der verfügbaren Leistung am Hausanschluss erfolgen.

Die alternative elektrotechnische Ausführung, ohne ein adäquates Lastmanagement, würde vorsehen, dass eine eigene Stromzuleitung vom nächstgelegenen Transformator des Stromnetzbetreibers erfolgt. Diese würde dann auf die theoretische Maximalleistung ausgelegt (im Beispiel $4 \times 22 \text{ kW} = 88 \text{ kW}$) ausgelegt werden. Das führt zu erheblichen Erschließungskosten durch den Stromnetzbetreiber, die in keinem Verhältnis zur Investition in ein Lademanagementsystem stehen.

Durch die komplexen technischen Rahmenbedingungen raten wir auch in diesem Fall zu einer Betreiberlösung vor allem im gewerblich genutzten Bereich.

8.1.1.2 (Mittel-)warmes Nahwärmenetz – Luft-Wasser-Wärmepumpe (Cluster MFH u. betreutes Wohnen)

Wärme

Ein Betreiber oder Contractor investiert, ähnlich wie in der Variante „Nahwärmenetz mit Biomasse“ in die entsprechende Anlagentechnik der Heizzentrale und betreibt diese technisch und wirtschaftlich.

Zudem investiert der Contractor in das Nahwärmenetz, die Hausanschlüsse und die Wärmeverteilung im Gebäude der Mehrfamilienhäuser. Die Erschließungskosten im Vergleich zum gesamten Nahwärmenetz sind in dieser Cluster-Variante geringer, da die Leitungsverlegung hin zu den Einfamilienhäusern entfällt.

Für die dezentralen Luftwärmepumpen der Einfamilienhäuser, wäre es möglich einen Contractor mit der Investition, dem Betrieb und der Instandhaltung sowie der Wärmeabrechnung zu beauftragen. Das wird in der Regel mit einem Wärmelieferungsvertrag über 10 Jahre realisiert. Abgerechnet wird über einen installierten und geeichten Wärmemengenzähler des Wärmelieferanten. Für dieses Modell eignen sich größere Energiedienstleister wie auch mittlere bis große Stadtwerke mit entsprechenden organisatorischen Ausprägungen.

Strom

Das Betreibermodell dieser Variante ist identisch mit dem Betreibermodell der Vorgängervariante. Wenn der Betreiber der PV-Anlage wie auch des Wärmesystems identisch ist, würde das den Installations- und Instandhaltungsprozess zusätzlich vereinfachen.

Elektro-Ladeinfrastruktur

Das Betreibermodell für die Elektro-Ladeinfrastruktur ist identisch mit der Vorgängervariante.

8.2 BETREIBERMODELLE DEZENTRALE ENERGIEVERSORGUNGSVARIANTE

Dezentrale Energieversorgungsvarianten zeichnen sich vor allem dadurch aus, dass keine zentrale Nahwärmeversorgung über ein kaltes oder warmes Nahwärmenetz erfolgt. Doch auch hier gibt es mittlerweile Betreiber die objektspezifische Contracting- oder Betreibermodelle anbieten.

Dezentrale Luftwärmepumpe

In dieser Variante wurden die Einfamilienhäuser, Mehrfamilienhäuser und Betreutes Wohnen mit Luft-Wasser-Wärmepumpen konzeptioniert.

Wärme

Für die dezentralen Luftwärmepumpen der Einfamilienhäuser, Mehrfamilienhäuser und Betreutes Wohnen wäre es möglich einen Contractor mit der Investition, dem Betrieb und der Instandhaltung sowie der Wärmeabrechnung zu beauftragen. Das wird in der Regel mit einem Wärmelieferungsvertrag über 10 Jahre realisiert. Abgerechnet wird über einen installierten und geeichten Wärmemengenzähler des Wärmelieferanten. Für dieses Modell eignen sich größere Energiedienstleister wie auch mittlere bis große Stadtwerke mit entsprechenden organisatorischen Ausprägungen.

Strom

Wie auch in den zentralen Varianten, ist hier die Verpflichtung der Installation einer PV-Anlage notwendig für die Erreichung eines Plus-Energie-Standards. Bei einer Aufwertung zu einem EH 40-Plus Standard, ist ein Stromspeicher notwendig.

Auch hier kann der Quartiers-Contractor verantwortlicher Dienstleister für die Investition, Installation, Betrieb und Instandhaltung sowie Abrechnung werden.

Da sich hier die regulatorischen Rahmenbedingungen zur Wärmelieferung unterscheiden, wäre es vorteilhaft einen Pachtvertrag/Mietvertrag für die PV-Anlage und/ oder den Stromspeicher einzugehen. Das ist notwendig, um den Hauseigentümer zum Betreiber der PV-Anlage nach den Regularien des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) zu deklarieren.

Durch den Abschluss eines Pachtvertrages/Mietvertrages, wird geregelt, dass der Contractor die Rolle als Eigentümer und Instandhalter der Anlagentechnik fungiert, aber der Hauseigentümer die Einspeisevergütung für die Einspeisung des erzeugten Stroms erhält, die nicht direkt verbraucht, sondern ins Stromnetz eingespeist wird. Zudem wird über diese vertragliche Konstellation gewährleistet, dass die Hauseigentümer über den eigens erzeugten erneuerbaren Strom frei verfügen können.

Elektro-Ladeinfrastruktur

Auch für die Eigentümer der Einfamilienhäuser der Siedlung gibt es mittlerweile dezentrale Betreiberlösungen mittels Dienstleistungs-Contracting. Dieses beinhaltet die Installation, Verwaltung, Betriebsführung und Instandhaltung der Wallbox oder Stand-Ladesäule inklusive eines Strom-Ladetarifes. Wobei hier der Anbieter des Tarifes und der Anbieter des Betriebs der Ladestationen unterschiedliche juristische Personen sein können.

9 ZUKUNFTSORIENTIERTE MOBILITÄT

Im Rahmen der Erarbeitung des Energie-Contracting-Konzeptes „Wohngebiet West“ für die Stadt Nidda spielt, neben der klimagerechten Bauweise und der Energieversorgung, das Thema Mobilität eine wichtige Rolle, wenn es um die Einsparung von Energie und THG-Emissionen geht. Der Verkehrssektor war im Jahr 2019 mit einem Anteil von 20 % der drittgrößte Verursacher von THG-Emissionen in Deutschland. Davon wiederum macht allein der Pkw-Verkehr rund 60 % der THG-Emissionen aus, u. a. da die Fahrleistung weiter ansteigt und fossile Kraftstoffe weiterhin dominieren (9).

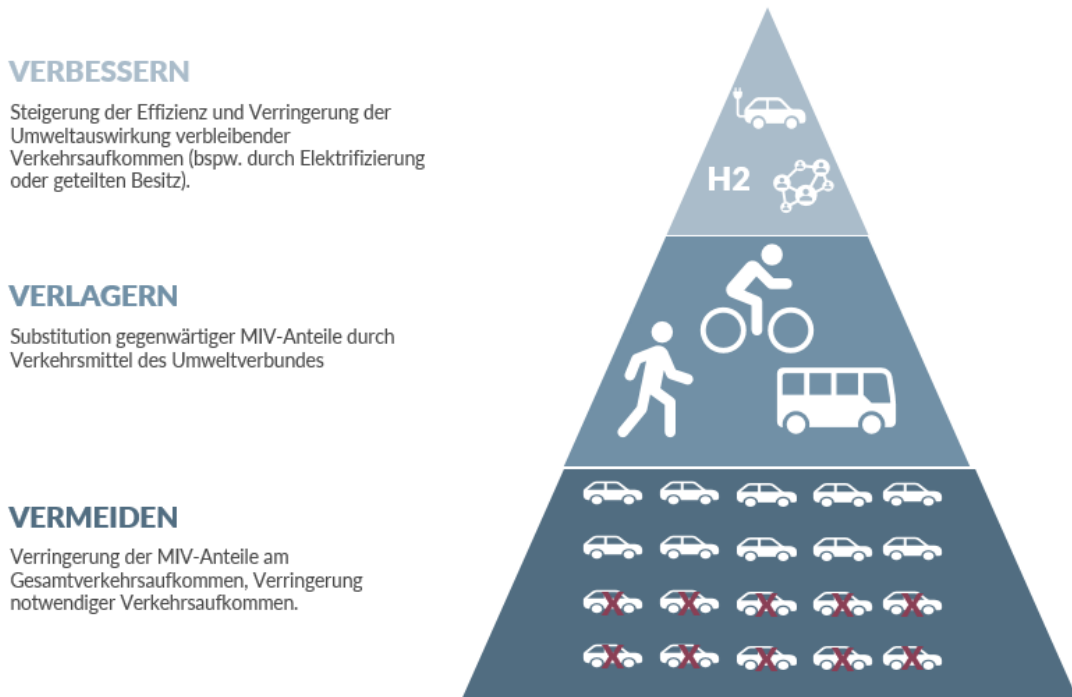


Abbildung 9.1: Bausteine nachhaltiger Mobilität (energielenker 2021)

Insbesondere in Neubauquartieren sollten daher die Grundlagen für eine nachhaltige Mobilität geschaffen werden. Dazu kann auf die nachfolgend dargestellten grundsätzlichen Strategien einer nachhaltigen Mobilität zurückgegriffen werden (vgl. Abbildung 9.1).

▶ Vermeiden

- ▶ Siedlungsstrukturen (auch im ländlichen Raum) sollten dem Leitbild einer „Stadt der kurzen Wege“ folgen, um unnötige Fahrten zu vermeiden (d. h. bspw. fußläufige Erreichbarkeit von Einrichtungen des täglichen Bedarfes im Quartier)
- ▶ Zudem sollte versucht werden, die Auslastung bei Pkw-Fahrten zu erhöhen; dies kann z. B. über die Förderung von Fahrgemeinschaften erfolgen

▶ Verlagern

- ▶ Fahrten, die nicht vermieden werden können, sollten auf Verkehrsträger des Umweltverbundes (ÖPNV, Fuß- und Radverkehr) verlagert werden, dazu sollten attraktive Fuß- und Radwegeverbindungen in den Ortskern geschaffen werden oder mit Bikesharing-Angeboten die Verknüpfung von ÖPNV und Radverkehr erleichtert werden.
- ▶ Wohnsiedlungen sollten eine fußläufig erreichbare ÖPNV-Anbindung aufweisen, um den Umstieg vom motorisierten Individualverkehr (MIV) auf den Umweltverbund zu fördern.

► **Verbessern**

- Der Einsatz von E-Fahrzeugen (z. B. über eCarSharing im Quartier) sollte gefördert werden, um die Entwicklung der E-Mobilität zu unterstützen.
- Installation von E-Ladeinfrastruktur im Quartier zur Förderung von E-Fahrzeugen ist insbesondere in stärker verdichteten Quartieren (z. B. Reihenhäuser, Mehrfamilienhäuser) sinnvoll

Um diese Strategien umzusetzen, ist die Beteiligung zahlreicher Akteure (vgl. Abbildung 9.2), wie beispielsweise der Stadtverwaltung, der Wohnungswirtschaft, Sharing-Anbietern oder dem Energieversorger wichtig. Die Stadtverwaltung hat insbesondere Steuerungsmöglichkeiten in den Bereichen Schaffung kompakter Siedlungsstrukturen und attraktiver Rad- und Fußwegeverbindungen. Zudem kann sie, zusammen mit dem Energieversorger, die Installation öffentlicher Ladeinfrastruktur initiieren und vorantreiben. Die Wohnungswirtschaft kann in Kooperation mit Sharing-Anbietern steuernd im Bereich Car- bzw. Bike-Sharing und Ladeinfrastruktur, bspw. auf den Grundstücken von Mehrfamilienhäusern, eingreifen. Energieversorger können in Zusammenarbeit mit der Gemeindeverwaltung und Anwohnern, Standorte für die öffentliche Ladeinfrastruktur festlegen.



Abbildung 9.2: Relevante Akteure im Bereich nachhaltige Mobilitätsentwicklung im Quartier (energielenker 2021)

9.1 VARIANTENBETRACHTUNG ZUR REDUKTION DES ENDENERGIEBEDARFES UND DER THG-EMISSIONEN

Um abschätzen zu können, wie sich der Endenergiebedarf des Verkehrssektors im Quartier entwickeln könnte und wie hoch der zukünftige Strombedarf von E-Fahrzeugen sein kann, werden nachfolgend Szenarien dargestellt. Sie zeigen auf, wie sich in Zukunft die Fahrleistungen und die damit verbundenen Energiebedarfe von Verbrennern und E-Fahrzeugen im Quartier unter bestimmten angenommenen Rahmenbedingungen verändern können. Dazu wird zunächst ein Basisszenario entwickelt, das den verkehrsinduzierten Endenergiebedarf und die THG-Emissionen darstellt, die entstehen würden, wenn die Bewohner des Neubaugebietes ein ähnliches Mobilitätsverhalten annehmen würden, wie die derzeitige Bevölkerung der Stadt Nidda.

9.1.1 Basisszenario „weiter wie bisher“

Zur Bilanzierung der verkehrsinduzierten Endenergiebedarfe und der THG-Emissionen wurden die Kfz-Melddaten der Stadt Nidda auf den potenziellen Anteil der Einwohner im Neubaugebiet (Annahme: rund 211 Einwohner) adaptiert. Annahme des Basisszenario ist, dass die Bewohner des Neubaugebietes, mit Ausnahme der Bewohner*innen des betreuten Wohnens, ein ähnliches Mobilitätsverhalten aufweisen, wie die Bewohner der Stadt Niddas (→ gleicher Pkw-Besatz, gleicher Modal-Split).

Für die Stadt Nidda liegen keine eigenen Modal-Split-Erhebungen vor, sodass für die Einschätzung des Mobilitätsverhaltens auf die repräsentative Erhebung der Mobilitätsstudie Mobilität in Deutschland (MiD) des Raumtyps „Ländliche Region – Städtischer Raum“ zurückgegriffen wird (10).

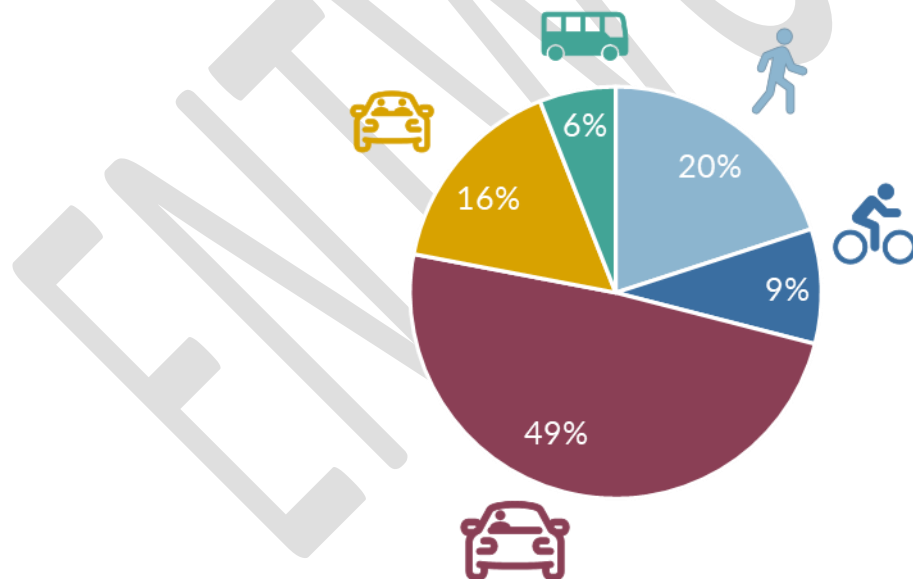


Abbildung 9.3: Modal-Split des Raumtyps „ländliche Region – städtischer Raum“ [eigene Darstellung, Datengrundlage: (10)]

In Gemeinden dieses Raumtyps, werden 65 % der Wege mit dem motorisierten Individualverkehr (MIV) zurückgelegt (49 % als Fahrer, 16 % als Mitfahrer) und 35 % der Wege mit dem Umweltverbund (öffentlicher Verkehr 6 %, Radverkehr 9 %, Fußverkehr 20 %) bewältigt werden. Aufgrund der zentralen Lage des Quartiers und der guten ÖV Anbindung ist davon auszugehen, dass Potenziale für eine Erhöhung des Umweltverbund-Anteils am Modal-Split bestehen.

Für das Neubaugebiet ergibt sich somit eine Gesamtanzahl von 160 Kfz, die sich auf 144 privat genutzte Pkw, 12 Krafträder (private Nutzung) und 4 gewerblich genutzte Fahrzeuge für das Betreute Wohnen, aufteilen. Über die vom Kraftfahrtbundesamt (KBA) berechnete durchschnittliche Verteilung der Kraftstoffarten in Hessen und der vom Deutschen Institut für Wirtschaftsförderung (DIW) ermittelten durchschnittlichen Jahresfahrleistungen, wurden die Jahresverbräuche an Kraftstoffen in MWh ermittelt. Bei der Zusammensetzung dominieren nach wie vor Pkw, die fossile Kraftstoffe wie Benzin oder Diesel nutzen. Lediglich einen elektrisch betriebenen Pkw (private Nutzung) gibt es im Neubaugebiet im Basisszenario.

Zusammenfassend beläuft sich der verkehrsbezogene Kraftstoffbedarf im Basisszenario auf 1.420 MWh/a, was einem Primärenergiebedarf von 1.616 MWh/a entspricht und THG-Emissionen von 458 t/a verursacht.

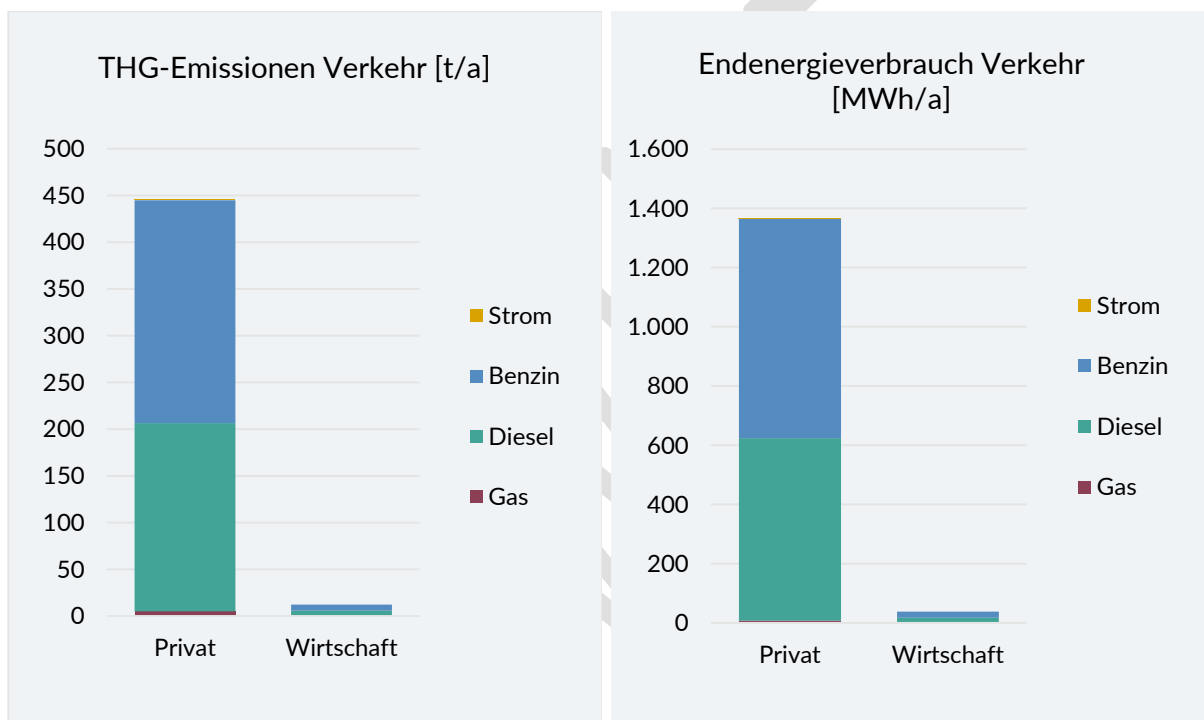


Abbildung 9.4: Endenergieverbrauch (rechts) und THG-Emissionen (links) des Verkehrs (eigene Berechnung und Darstellung 2022)

Tabelle 9.1 zeigt die einzelnen, kraftstoffbezogenen Verbräuche und Emissionen des Verkehrssektors für das Basisszenario.

Tabelle 9.1: Basisszenario - verkehrsbezogener Endenergie-, Primärenergieverbrauch und THG-Emissionen nach Kraftstoffen (eigene Darstellung und Berechnung 2021)

Kraftstoffe	Endenergieverbrauch [MWh/a]	Primärenergieverbrauch [MWh/a]	THG-Emissionen [t/a]
Benzin	761	892	245
Diesel	633	755	207
Gas	8	10	5
Strom	2	4	1
Summe	1.405	1.661	458

9.1.2 Szenario „vermeiden und verlagern“

Als Berechnungsgrundlage für das Szenario „vermeiden und verlagern“ wird das Basisszenario herangezogen und die durchschnittliche Jahresfahrleistung des MIV um 15 % reduziert (11). Es wird davon ausgegangen, dass der MIV zu Gunsten des Umweltverbundes reduziert wird. Voraussetzungen dafür sind folgende:

- ▶ Rückgang der Personenverkehrsnachfrage: es findet eine Verkehrsverlagerung zum Fuß- und Radverkehr statt
- ▶ Es wird eine umfassendere Änderung des Mobilitätsverhaltens jüngerer Menschen vorausgesetzt:
 - ▶ der intermodale Verkehrsanteil erhöht sich, wobei hier das Fahrrad und der ÖPNV als Verkehrsmittel zentrale Rollen spielen
- ▶ Weitere Annahmen:
 - ▶ eine erhöhte Auslastung der Pkw (erhöhte Besetzungsgrade)
 - ▶ Verteuerung des motorisierten Individualverkehrs (MIV) (vgl. Öko-Institut et al. 2015: 223 ff).

Der Pkw-Bestand verringert sich auf 114 Privatfahrzeuge. Der Flächenbedarf für den ruhenden Verkehr für die Pkw der Bewohner im Gebiet fällt geringfügig von 2.593 m² auf 2.143 m²,

Die folgende Tabelle 9.2 zeigt die einzelnen kraftstoffbezogenen Verbräuche und Emissionen des Verkehrssektors für das Szenario „vermeiden und verlagern“. Im Vergleich zum Basisszenario können so 143 t (rund 31 %) der THG-Emissionen eingespart werden.

Tabelle 9.2: Szenario „vermeiden und verlagern“ – verkehrsbezogener Endenergie-, Primärenergieverbrauch und THG-Emissionen nach Kraftstoffen (eigene Berechnung und Darstellung 2022)

Kraftstoffe	Endenergieverbrauch [MWh/a]	Primärenergieverbrauch [MWh/a]	THG-Emissionen [t/a]
Benzin	527	618	170
Diesel	437	521	143
Gas	6	7	2
Strom	2	3	1
Summe	972	1.149	315

9.1.3 Szenario „vermeiden, verlagern und verbessern“

Als Berechnungsgrundlage für das Szenario „vermeiden, verlagern und verbessern“ wird das Szenario „vermeiden und verlagern“ herangezogen und der Fahrleistungsanteil von E-Fahrzeugen erhöht. Von den privat genutzten Pkw im Neubaugebiet wird in diesen Szenarien nur ein Fahrzeug mit Strom betrieben. Für das Szenario „verbessern“ wurde angenommen, dass 25 % der Pkw im Quartier künftig mit Strom betrieben werden. Der dazu benötigte Strom bezieht sich aus dem Stromüberschuss der PV-Anlagen im Quartier und ist somit zu 100 % aus erneuerbaren Energien.

Wie im Szenario zuvor, bleibt der Pkw-Besatz von 684 Fahrzeugen pro 1.000 Einwohnern jedoch bestehen. Dies führt dazu, dass auch der Flächenbedarf für den ruhenden Verkehr zunächst gleichbleibt.

Die folgende Tabelle 9.3 zeigt die einzelnen energieträgerbezogenen Verbräuche und Emissionen des Verkehrssektors für das Szenario „verbessern“. Im Vergleich zum Basisszenario können so 267 t (rund 58 %) der THG-Emissionen eingespart werden.

Tabelle 9.3: Szenario „vermeiden, verlagern und verbessern“ – verkehrsbezogene Endenergie-, Primärenergieverbrauch und THG-Emissionen (eigene Berechnung und Darstellung 2021)

Kraftstoffe	Endenergieverbrauch [MWh/a]	Primärenergieverbrauch [MWh/a]	THG-Emissionen [t/a]
Benzin	385	452	124
Diesel	193	230	63
Gas	6	7	2
Strom	64	0	3
Summe	648	689	191

Eine Übersicht über die berechneten Szenarien und ihre THG-Emissionen gibt folgende Abbildung 9.5 und die folgende

Tabelle 9.4.

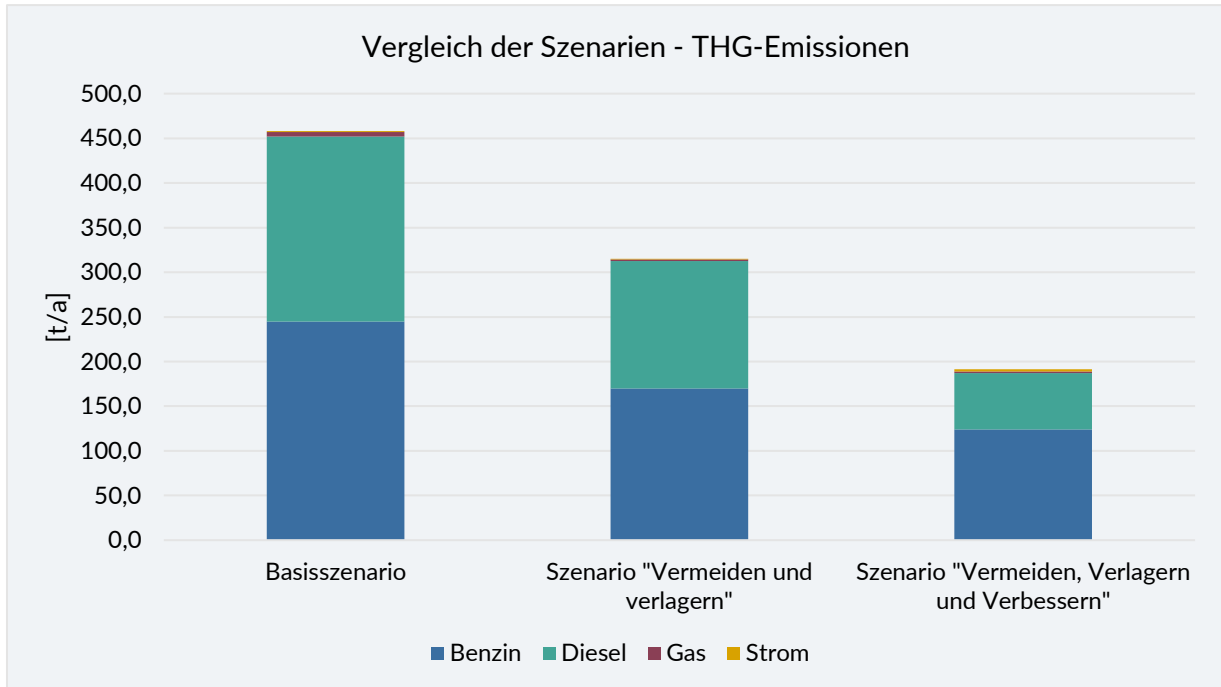


Abbildung 9.5: Szenarien im Vergleich THG-Emissionen (energielenker 2021) (eigene Berechnung und Darstellung)

Tabelle 9.4: Szenarien im Vergleich THG-Emissionen nach Energieträgern, Angaben in t

Energieträger (THG-Emissionen in t)	Basisszenario	Szenario „vermeiden und verlagern“	Szenario „vermeiden, verlagern und verbessern“
Benzin	207	143	124
Diesel	5,0	2	63
Gas	1,0	1	2
Strom	458	315	3
Summe	207	143	191

Tabelle 9.5: Szenarien im Vergleich Endenergiebedarfe nach Energieträgern, Angaben in MWh/a (eigene Berechnung und Darstellung)

Energieträger (Endenergiebedarfe in MWh/A)	Basisszenario	Szenario „vermeiden und verlagern“	Szenario „vermeiden, verlagern und verbessern“
Benzin	761	527	385
Diesel	633	437	193
Gas	8	6	6
Strom	2	2	64
Summe	1.405	972	648

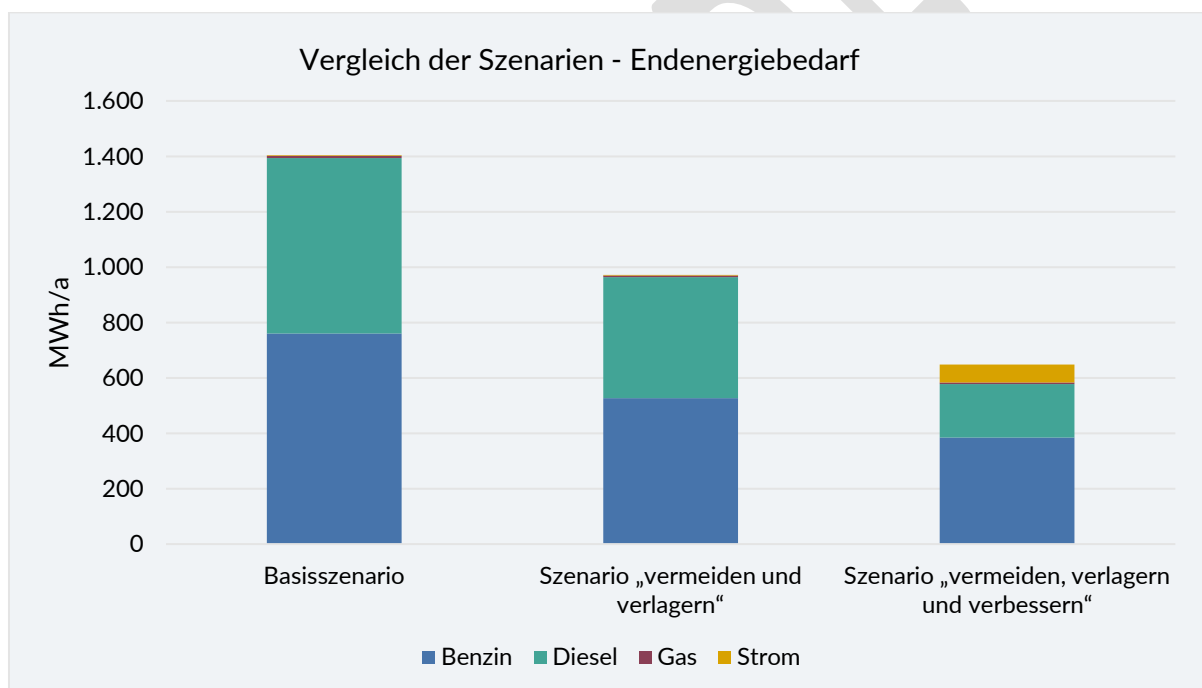


Abbildung 9.6: Szenarien im Vergleich Endenergiebedarf (energielenker 2021) (eigene Berechnung und Darstellung)

9.2 ALTERNATIVEN MOTORISIERTEN INDIVIDUALVERKEHR

Zur Förderung einer nachhaltigen und klimagerechten Mobilität und zur Erreichung der beschriebenen Einsparungspotenziale im Bereich Verkehr könnten im „Neubaugebiet West“ folgende Maßnahmen umgesetzt werden:

9.2.1 Verkehrsanbindung

Das „Wohngelbiet West“ befindet sich nordöstlich des Ortskerns der Stadt Nidda und verfügt über die Berstädter Straße einen Anschluss zur B 455, die das Neubaugebiet an die Autobahn A 45 anbindet. Über die Kurallee kann die B 457 erreicht werden. Die Autobahn A 5 ist in 20 Minuten erreichbar. Das Neubaugebiet ist somit hervorragend an das überregionale Straßennetz angebunden, die Mittelzentren Gießen und Hanau lassen sich innerhalb einer halben Stunde mit dem Pkw erreichen.

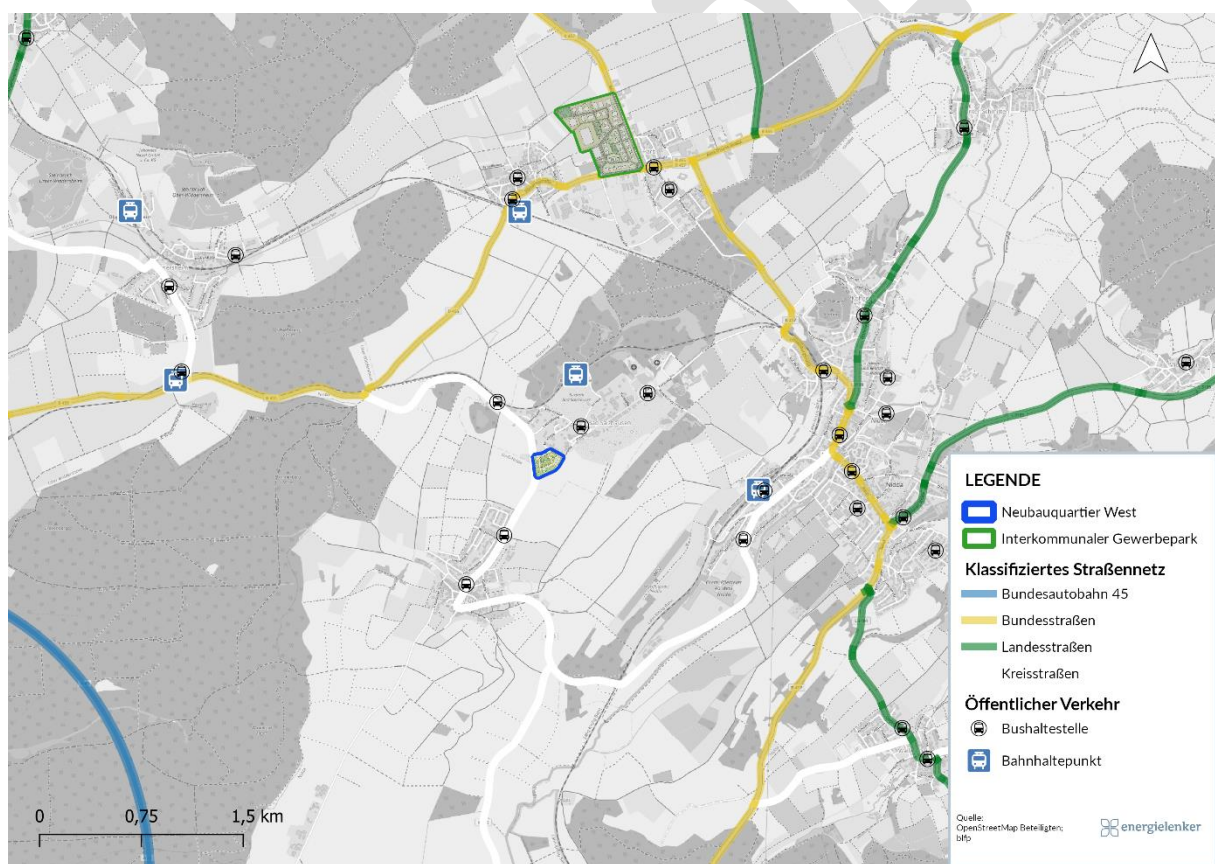


Abbildung 9.7: Verkehrsanbindung Neubaugebiet West

Fußläufig (bis 15 Minuten Fußweg) lassen sich verschiedene Freizeitangebote, eine Kita, sowie mehrere Bushaltestellen und der Bahnhof Bad Salzhausen erreichen. Mit dem Fahrrad lassen sich zudem innerhalb von 10 Minuten die Innenstadt Niddas mit zahlreichen Einkaufsmöglichkeiten sowie Schulen und weiteren öffentlichen Einrichtungen erreichen. Auch der Bahnhof der Stadt Nidda ist innerhalb von 10 Minuten erreichbar. Richtung Norden können weitere Supermärkte, Freizeitangebote und auch der sich in Erschließung befindende interkommunale Gewerbepark Oberhessen gut mit dem Fahrrad erreicht werden. Das Neubaugebiet grenzt direkt an eine befestigte Hauptroute des Kreisradroutennetzes und ist somit auch an das Rad-Hauptnetz Hessen angeschlossen.

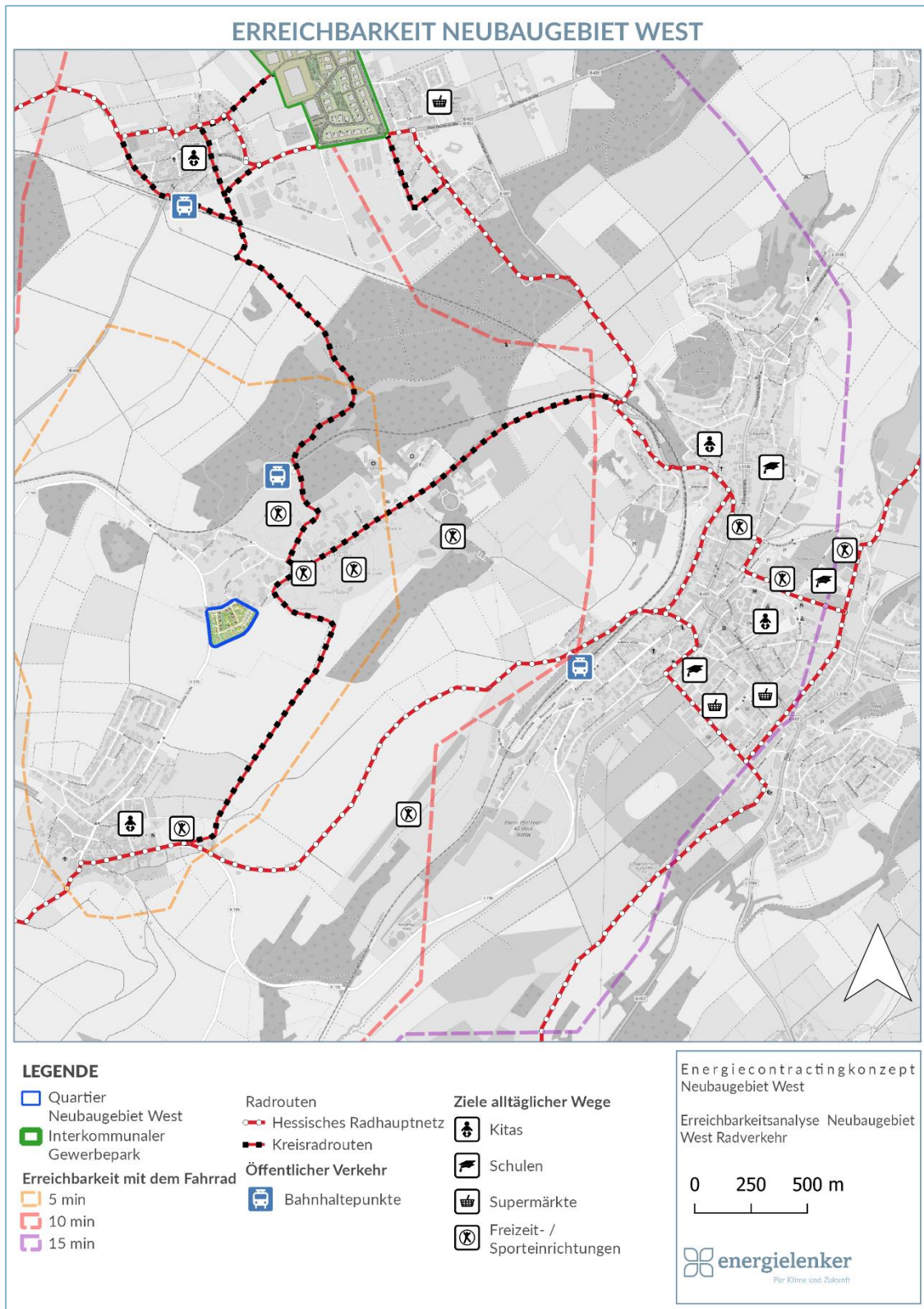


Abbildung 9.8: Erreichbarkeitsanalyse Radverkehr [eigene Darstellung, Kartengrundlage OSM]

9.2.2 Anbindung an den öffentlichen Verkehr

Wie bereits dargestellt liegt das „Neubaugebiet West“ in fußläufiger Entfernung (ca. 700 m) zum Bahnhofpunkt Bad Salzhausen, von dort haben Reisende Anschluss im Stundentakt an die RB 48 Richtung Frankfurt bzw. zum Bahnhof Nidda. Zudem kann der Bahnhof Nidda innerhalb von 10 Minuten mit dem Fahrrad erreicht werden, von dort besteht zusätzlich Anschluss im Stundentakt an die RB 46 Richtung Gießen bzw. Gelnhausen.

In unmittelbarer Nähe zum Neubauquartier befindet sich zudem die Bushaltestelle „Bad Salzhausen - Liebigstraße“ von der Busse in Richtung Ober- und Unter-Widdersheim, Ranstadt, Schotten, Friedberg und zum Bahnhof Nidda fahren.

Das Neubaugebiet ist somit bereits gut an den Straßen- und Schienengebundenen ÖV angebunden. Es empfiehlt sich die Möglichkeit den Bahnhof Nidda mit dem Fahrrad zu erreichen, stärker zu bewerben und ggf. sichere Fahrradabstellanlagen am Bahnhof auszubauen.

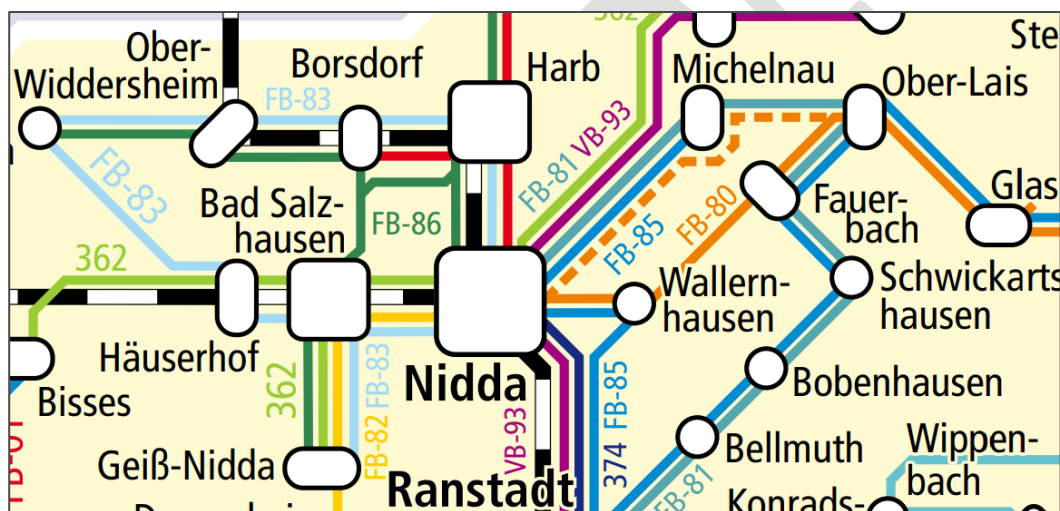


Abbildung 9.9: Ausschnitt aus dem Liniennetzplan für den Wetteraukreis (12)

9.2.3 Tempo-Zonierungen

Zur Erhöhung der Aufenthaltsqualität und der Verkehrssicherheit, sollten im gesamten Wohngebiet verkehrsberuhigte Bereiche („Spielstraßen“) umgesetzt (vgl. Abbildung 9.10) und mittels wechselseitigen Parkständen und Einengungen wirksame geschwindigkeitsmindernde Maßnahmen getroffen werden, die im Gegensatz zu Bremsschwellen den Radverkehr und spielende Kinder nicht gefährden.

Durch die Ausweisung eines verkehrsberuhigten Bereiches wird das straßenbegleitende Parken außerhalb ausgewiesener Flächen untersagt. Um den ruhenden Verkehr im Quartier weiter zu ordnen, sollten Besucherparkplätze auf den Parkflächen im Osten des Neubaugebietes ausgewiesen werden.

Neben den verkehrsberuhigten Bereichen, die von Fußgängern, Radfahrenden und dem motorisierten Verkehr gleichberechtigt genutzt werden, sollte ein Fußweg von dem Parkplatz zum Betreuten Wohnen und im Zentrum des Neubaugebietes geschaffen werden.



Abbildung 9.10: Tempo-Zonierungen im Neubaugebiet West (eigene Darstellung)

9.2.4 Schaffung von überdachten, hochwertigen Fahrradabstellanlagen im Bereich der Mehrfamilienhäuser

An den Mehrfamilienhäusern sollten überdachte (ggf. abschließbare), qualitativ hochwertige Fahrradabstellanlagen installiert werden. Nutzer benötigen insbesondere für Pedelecs / E-Bikes (u. a. aufgrund des Wertes und des Gewichtes der Fahrräder) abschließbare, ebenerdig zugängliche Abstellanlagen. Da aufgrund der Höhendifferenzen in und um die die Stadt Nidda davon auszugehen ist, dass viele Bewohner des Quartiers Pedelecs / E-Bikes besitzen werden, sollten die Fahrradabstellanlagen über eigene Stromanschlüsse verfügen. Eine nutzerspezifische Abrechnung ist aufgrund der geringen Strommengen, die für das Laden eines E-Bikes notwendig sind, meist nicht wirtschaftlich abbildbar. Vorstellbar ist hingegen eine geringe monatliche Nutzungsgebühr für die Fahrradabstellanlagen oder eine Abrechnung der Stromkosten über die Nebenkosten.

9.2.5 Quartiersmobilitätsstation

Um die Nutzung des öffentlichen Verkehrs bzw. das intermodale Verkehrsverhalten der Bewohner zu fördern, könnte ein Ausbau des Parkplatzes zu einer Mobilitätsstation geprüft werden. An diesem Parkplatz könnten Parkflächen für Carsharing ausgewiesen werden, eine Fahrradverleihstation eingerichtet werden und überdachte Fahrradabstellanlagen installiert werden. Zusätzlich könnte eine mit Bus- bzw. Bahnfahrplänen sowie Stadtplänen ausgestattete Infostelle die Bewohner über Mobilitätsangebote in der Stadt Nidda informieren.

9.2.6 Installation von E-Bike-Ladesäulen

Um den touristischen und Besucherradverkehr im Quartier zu fördern, sollten zusätzlich „E-Bike-Ladesäulen“ auf dem Parkplatz installiert werden. Neben einer Ladeinfrastruktur könnten diese Ladesäulen zusätzlich mit Werkzeug für einfache Reparaturen und einer öffentlichen Luftpumpe ausgestattet werden. Zusätzlich sollte diese mit hochwertigen, überdachten Fahrradanhängern ausgestattet werden.

9.2.7 Förderung von Car- und Bikesharing

Es ist zu prüfen, ob ein quartiersbezogenes Car- oder Cargo-Bikesharingsystem etabliert werden kann. Dabei ist die „Quartiersmobilitätsstation“ (vgl. 9.2.5) als möglicher Standort zu empfehlen.

9.3 LADEINFRASTRUKTUR UND E-MOBILITÄT

Neben dem „Vermeiden und verlagern“ des motorisierten Individualverkehrs, sollten die verbliebenen MIV-Anteile möglichst effizient und umweltfreundlich gestaltet werden. Dies erfordert den Aufbau einer bedarfsgerechten Ladeinfrastruktur.

Das am 18.03.2021 bekannt gegebene Gebäude-Elektromobilitätsinfrastruktur-Gesetz (GEIG) schreibt vor, dass bei Neubauten und größeren Umbaumaßnahmen von Gebäuden angrenzende bzw. zugehörige Stellplätzen mit einer vorbereitenden Leitungsinfrastruktur (Schutzrohre für Elektro- und Datenleitungen) ausgestattet werden. Für Wohngebäude, die über mehr als fünf Stellplätze verfügen muss die Leitungsinfrastruktur an jeden Stellplatz verlegt werden (vgl. §§ 6, 7 GEIG). Zusätzlich müssen bei größeren Umbaumaßnahmen an Parkplätzen von Nicht-Wohngebäuden jeder fünfte Parkplatz mit vorbereitender Leitungsinfrastruktur, sowie mindestens mit einem Ladepunkt ausgestattet werden (§9 GEIG). Der Ausbau der Leitungs- bzw. Ladeinfrastruktur kann auch innerhalb eines Quartiers kompensiert werden (§ 12 GEIG).

Um ein sichtbares Zeichen für die Antriebswende in der Stadt Nidda zu setzen und den Ausbau der Ladeinfrastruktur wirtschaftlich zu betreiben wird der Ausbau der Leitungsinfrastruktur am Parkplatz des Bürgerhauses empfohlen. Der Parkplatz verfügt über 90 Parkstände, von denen bei einem Umbau des Parkplatzes insgesamt 18 Parkplätze mit vorbereitender Leitungsinfrastruktur ausgestattet werden müssen. Zusätzlich muss ein Ladepunkt gem. § 10 GEIG eingerichtet werden. Um den Ausbau der Ladeinfrastruktur in der Stadt Nidda zu fördern und den Vorbildcharakter des Neubaugebietes zu fördern wird empfohlen insgesamt 3 Ladesäulen mit je 2 Ladepunkten am Parkplatz zu installieren.

Zusätzlich müssen alle Parkplätze von Wohngebäuden, die über mehr als 10 Parkstände verfügen, ebenfalls mit vorbereitender Leitungsinfrastruktur ausgestattet werden. Das Wohnungseigentumsmodernisierungsgesetz (WEMoG) regelt seit dem 16.10.2020, dass Mieter sowie Eigentümer ein Recht auf die Einrichtung einer Lademöglichkeit für ihr E-Fahrzeug haben. Die zukünftigen Bewohner der Mehrfamilienhäuser können somit auf eigene Kosten für auf ihrem angemieteten Stellplatz eine Lademöglichkeit für ihr E-Fahrzeug installieren lassen. Dies wird durch die vorbereitende Leitungsinfrastruktur leichter möglich. Anstatt jeden Parkstand an den Mehrfamilienhäusern mit Leitungsinfrastruktur auszustatten, könnten diese auch durch eine Ausstattung von zusätzlichen Parkständen mit Leitungsinfrastruktur am Quartiersparkplatz kompensiert werden.



Abbildung 9.11: Zentraler Quartiersparkplatz als Standort für Ladeinfrastruktur (Ausschnitt Bebauungsplan)

10 FESTSETZUNGSMÖGLICHKEITEN UND HANDLUNGSEMPFEHUNG

10.1 FESTSETZUNGSMÖGLICHKEITEN IN DER BAULEITPLANUNG

Durch verbindliche Festlegungen in der Bauleitplanung, in städtebaulichen und privatrechtlichen Verträgen und in Satzungen, können Kommunen Klimaschutzziele in der Planung verankern und so Einfluss auf den Energieverbrauch der Gebäude nehmen.

Die Berücksichtigung der Klimaschutz- und Klimaanpassungsbelange in der Stadtentwicklung beginnt jedoch nicht erst in der Bauleitplanung. Wichtigste Grundlage für eine klimagerechte Stadtentwicklung ist eine politische Zielsetzung und deren Beschluss durch den Gemeinderat. Eine klare und langfristige angelegte Zielsetzung – im besten Fall im Kontext einer umfänglichen Klimapolitik – dient allen beteiligten Akteuren als Wegweiser, vom städtebaulichen Entwurf über Festsetzungen konkreter Maßnahmen in der Bauleitplanung bis zur Objektplanung und zur Umsetzung.

Als wichtigstes formelles Instrument der städtebaulichen Entwicklung bietet die Bauleitplanung den Kommunen die Möglichkeit, rechtlich bindende Vorgaben festzulegen. Diese werden in erster Linie im Flächennutzungsplan (FNP) oder in den Bebauungsplänen dargestellt bzw. festgesetzt. Die Inhalte der Bauleitplanung werden abschließend durch das Baugesetzbuch (BauGB) geregelt. Mit der Klimaschutznovelle 2011 des BauGB wurde das Anliegen der klimagerechten Stadtentwicklung erheblich gefördert. Das BauGB begründet jedoch auch weiterhin keinen grundsätzlichen Vorrang für Klimaschutz und Klimaanpassung vor anderen Belangen. Die Belange des Klimaschutzes und der Klimaanpassung sind gleichrangig gegenüber den weiteren Belangen anzusehen und erfordern eine Abwägung unter dem Grundsatz der Verhältnismäßigkeit. Ihr Gewicht hängt dabei von der konkreten Situation ab und ist für jeden Einzelfall individuell zu ermitteln und zu begründen. Vom Gemeinderat beschlossene Klimaschutzziele und -leitbilder sowie konkrete Maßnahmen in Klimaschutzkonzepten können dabei als wichtige Legitimationsgrundlage für die Begründung der Bauleitplanung dienen.

Tabelle 10.1 gibt einen Überblick über klimaschutzrelevante Darstellungs- und Festsetzungsmöglichkeiten in der Bauleitplanung und darüber hinaus in weiteren Planungsinstrumenten.

Tabelle 10.1: Übersicht über klimaschutzrelevante Darstellungs- und Festsetzungsmöglichkeiten in der Bauleitplanung und weiteren Planungsinstrumenten

Einflussgröße	Erläuterung	Festsetzungsmöglichkeit	Rechtsgrundlage
FLÄCHENNUTZUNGSPLAN			
Erneuerbare Energien	Darstellung von Flächen für die Gewinnung, Verteilung und Speicherung von EE	Anlagen für die Erzeugung, Verteilung, Nutzung oder Speicherung erneuerbarer Energien	§5 (2) Nr.2b BauGB
		Versorgungsanlagen im Außenbereich	§35 (1) Nr.3,5,6,8 BauGB
Verkehrsflächen	Darstellung von Radwegen von stadtweiter und regionaler Bedeutung, (separat von den dargestellten verkehrswichtigen Straßen)	Radwege	§5 (2) Nr.3 BauGB

Bebauungsdichte	Beeinflusst den Flächenverbrauch pro EW	den Art und Maß der baulichen Nutzung (gemäß BauNVO)	§5 (2) Nr.1 BauGB
BEBAUUNGSPLAN			
Nutzungsmischung	„Stadt der kurzen Wege“, Stärkung Umweltverbund	• Mischgebiete	§9 (1) Nr.1 BauGB (i.V.m. §6 BauNVO)
		• Urbane Gebiete	§9 (1) Nr.1 BauGB (i.V.m. §6a BauNVO)
Verkehrsflächen	Priorisierung von Rad- und Fußverkehr	• Verkehrsflächen (besonderer Zweckbestimmung)	§9 (1) Nr.11 BauGB
		• Bepflanzung von Rad- und Fußwegen	§9 (1) Nr.25 BauGB
Bebauungsdichte	Flächenverbrauch pro EW	• Grund- und Geschossflächenzahl	§9 (1) Nr.1 BauGB
		• Bautypen	§9 (1) Nr.2 BauGB
		• Größe der Baugrundstücke	§9 (1) Nr.3 BauGB
Gebäudekompaktheit	Geringes A/V-Verhältnis für geringen Wärmeverlust	• Art und Maß der baulichen Nutzung: Anzahl zulässiger Vollgeschosse, • GRZ, GFZ, maximal zulässige Traufhöhe	§ 9 (1) Nr. 2 BauGB
Gebäudeausrichtung	Ausrichtung und Stellung der Gebäude für aktive u. passive solare Erträge	• Hauptfirstrichtung • Baulinie	§ 9 (1) Nr. 2 BauGB
Verschattung	Vermeidung von Verschattung durch Gebäude	• Zahl der Vollgeschosse; • Traufhöhe; • Höhe der baulichen Anlagen	§ 9 (1) Nr. 2 BauGB
	Vermeidung von Verschattung und Vegetation	• Pflanzungen an bestimmten Standorten	§ 9 (1) Nr. 25 BauGB
Gebäudestandards	Gebäude auf die Nutzung von EE auslegen	• Dachneigung / Flachdach für • Sonnenenergienutzung; • Solaranlagen auf Dach- und • Außenwandflächen; • Technische Maßnahmen für Strom, Wärme, Kälte aus EE oder KWK	§9 (4) BauGB (Örtliche Bauvorschriften) §248 BauGB (bestehende Gebäude) §9 (1) Nr.23 BauGB
		• Versorgungsflächen Strom, • Wärme, Kälte aus EE oder KWK	§ 9 (1) Nr. 12 BauGB
Erneuerbare Energien	Flächen für die Erzeugung, Verteilung, Nutzung oder Speicherung von EE	• Versorgungsanlagen und -leitungen	§ 9 (1) Nr. 13 BauGB

VEREINBARUNGEN IN STÄDTEBAULICHEN VERTRÄGEN		
z.B. Umweltbericht	<ul style="list-style-type: none"> • Ausarbeitung der städtebaulichen Planungen sowie erforderlichenfalls des Umweltberichts 	§11 (2) Nr.1 BauGB
z.B. Grundstücksnutzung	<ul style="list-style-type: none"> • Förderung der Ziele der Bauleitplanung, z.B. Grundstücksnutzung 	§11 (2) Nr.2 BauGB
Effiziente Energieversorgung	<p>Anlagen zur Erzeugung, Verteilung, Nutzung oder Speicherung von EE und KWK, z.B.:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Vorgabe bestimmter Anlagentechnik (z.B. Heizungsanlagen); • Anschluss und Benutzungszwang (z.B. Wärmenetz); • Vorgabe eines Energieträgers 	§11 (2) Nr.4 BauGB
Erneuerbare Energien	<p>Anlagen zur Erzeugung, Verteilung, Nutzung oder Speicherung von EE und KWK, z.B.:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Verpflichtung zur Nutzung von EE, z.B. Solarenergie; • Bindung an die Ziele eines Energiekonzeptes; • Bindung an Qualitätssicherung 	
Gebäudestandards	<p>Anforderungen an die energetische Qualität von Gebäuden, z.B.:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Festlegung von Gebäudestandards (z.B. angelehnt an KfW-Standards); • Anforderungen an Wärmedämmstandard; Jahresheizwärmebedarf; • Einhaltung von Energiekennzahlen 	§11 (2) Nr.5 BauGB
VEREINBARUNGEN IN GRUNDSTÜCKSKAUFVERTRÄGEN		
	<p>Individuelle Vereinbarungen, z.B.:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Einhaltung von Energiestandards; • Beratungspflicht, z.B. zu technischen und wirtschaftlichen Möglichkeiten von Energieeinsparmaßnahmen und aktuellen Förderbedingungen; • Vorgaben zu bestimmter Anlagentechnik; • Verpflichtung zur Nutzung von EE (z.B. Solarenergie); • verbindliche Festlegungen zur Dachneigung; • Anschluss an ein Wärmenetz 	§ 311b, §925 BGB
SATZUNGEN		
Effiziente Energieversorgung	<ul style="list-style-type: none"> • Fernwärmesatzung 	§ 5 Abs. 1 HGO (i.V.m. §16 EEWärmeG)
	<ul style="list-style-type: none"> • rationeller Umgang mit Energie und Wasser in bestimmten, genau abgegrenzten bebauten oder unbebauten Teilen des Gemeindegebiets 	§81 Abs. 1 Nr. 1 HBO

Handlungsempfehlungen für das Neubaugebiet „Wohngebiet West“

Im Folgenden werden Vorschläge dargestellt, durch welche Maßnahmen die Ziele des Energiekonzeptes durch die verschiedenen Steuerungsinstrumente verankert werden können. Um eine größtmögliche Rechtssicherheit zu erreichen, empfehlen wir, für die Ausgestaltung der Darstellungen, Festlegungen und Vertragsklauseln juristische Unterstützung hinzuzuziehen.

1. Städtebauliche Verträge (§11 BAUGB)

Städtebauliche Verträge werden im Baugesetzbuch unter § 11 BauGB geregelt. Diese werden zwischen der Gemeinde und dem Bauherren geschlossen und können auch zur Durchführung städtebaulicher Maßnahmen für den Klimaschutz oder die Klimaanpassung verpflichten. Dazu gehört beispielsweise die Ausarbeitung bestimmter städtebaulicher Planungen sowie erforderlichenfalls des Umweltberichts (vgl. § 11 (1) Nr.1 BauGB). Auch die mit der Bauleitplanung verfolgten Ziele können durch einen städtebaulichen Vertrag weitergehend gefördert und gesichert werden (vgl. § 11 (1) Nr.2 BauGB).

2. Festlegungen in Grundstückskaufverträgen

Zur Sicherung einer hohen energetischen Gebäudequalität sind Grundstücke im Eigentum der Kommune von Vorteil, da die Kommune dann privatrechtliche Verträge zum Verkauf der Grundstücke direkt mit den Bauherren abschließen kann.

In den Grenzen der allgemeinen Regeln des Vertragsrechts (Angemessenheit und Ausgewogenheit von Leistung und Gegenleistung) und unter Beachtung wettbewerbs- und kartellrechtlicher Rahmenbedingungen (keine Diskriminierung von privaten Wettbewerbern) bieten sich hierdurch weitreichende Steuerungsmöglichkeiten.

Der Gestaltungsspielraum der Grundstückskaufverträge ist deutlich größer als der der Bebauungspläne, da der Kaufvertrag für ein Grundstück Verhandlungssache ist und die Vertragsbedingungen individuell zwischen den Vertragsparteien abgesprochen und von einem Notar beurkundet werden.

Festlegung von Effizienzhaus 40 Standard in Grundstückskaufverträgen

Die Grundstückskaufverträge können Festsetzungen im Hinblick auf den Gebäudeenergiestandard beinhalten. Die energetische Qualität eines EH 40 Standards kann durch folgende Festsetzungen vorgegeben werden:

a. KfW 40 Effizienzhausstandard gemäß der technischen Mindestanforderung des Effizienzhaus 40

KfW-Effizienzhaus 40

Q_p in % Q_p REF 40 max. zulässiger Primärenergiebedarf zum Referenzgebäude

H'T in % H'T REF 55 max. zulässiger Transmissionswärmeverlust zum Referenzgebäude

Der Jahres-Primärenergiebedarf (QP) und der auf die wärmeübertragende Umfassungsfläche des Gebäudes bezogene Transmissionswärmeverlust (H'T) des Neubauobjekts sind auf der Grundlage der

geplanten Maßnahmen nach Gebäudeenergiegesetz zu berechnen. Die entsprechenden energetischen Kennwerte des Referenzgebäudes (QP REF; H'T REF) sind nach Anlage 1, Tabelle 1 GEG zu ermitteln.

1. Luftdichtigkeit $n_{50} \leq 1,50$ Luftwechsel pro Stunde

2. Qualitätssicherung nach Abschluss des Bauvorhabens (Blower Door Test)

3. Der nach den Vorgaben des GEG berechnete Wärme- und Kältebedarf muss zu einem Mindestanteil von 55 % durch die Nutzung erneuerbarer Energien gedeckt werden.

4. Beim Einsatz von Wärmepumpen sind diese nur ab einer JAZ (Jahresarbeitszahl) von 4,5 im Neubau zulässig.

Nach derzeitigem Stand sind nur Effizienzhäuser 40 im Neubau förderfähig, die gleichzeitig auch die Nachhaltigkeitsklasse einhalten. Festschreibungen könnten auch in dieser Hinsicht erfolgen. Bisher ist jedoch der bürokratische Aufwand für eine Nachhaltigkeitszertifizierung recht hoch, was zu Ablehnungen seitens der Bauherren führen kann. Für Anfang 2023 wird eine Anpassung und damit eine Vereinfachung der Nachhaltigkeitszertifizierung erwartet.

Vorgaben zur Nutzung und zum Ertrag von Solarenergie

Photovoltaik – Durch den Einsatz von Photovoltaik auf den Dächern der Wohngebäude soll ein möglichst hoher Energieertrag erzielt werden. Darüber hinaus wird empfohlen einen jährlichen Mindestertrag vertraglich zu vereinbaren:

Mindestanforderungen an den jährlich zu erzeugenden Stromertrag – 500 kWh/a und je Wohneinheit zusätzlich 10 kWh/a je Quadratmeter Gebäudenutzfläche A_N .

Retentionsdächer

Neben der vertraglichen Vereinbarung über den Betrieb von Photovoltaikanlagen auf den Dächern wird empfohlen, für alle Dächer mit einer Neigung bis 20° eine extensive Dachbegrünung mit einer Substratstärke von min. 10 cm vorzuschreiben.

Die Kombination grünes Flachdach und aufgeständerte PV-Anlage ist technisch problemlos möglich und bietet sogar Vorteile: Da der Wirkungsgrad von Solarzellen auch temperaturabhängig ist und die sommerliche mittägliche Aufheizung somit die Stromproduktion reduziert, könnte eine geschickt platzierte PV-Anlage auf einem Gründach durch Kühlung einen Mehrertrag liefern.

Anschluss- und Benutzungszwang für Mehrfamilienhäuser

Für die Mehrfamilienhäuser wird empfohlen einen Anschluss- und Benutzungszwang für das lokale Nahwärmenetz festzulegen.

Grundsätzlich kann ein Anschluss- und Benutzungszwang als Satzung nach § 5 Abs. 1 HGO in Kombination mit § 16 EEWärmeG oder durch Vereinbarung in den Grundstückskaufverträgen, bzw. Grunddienstbarkeiten geregelt werden. Da ein Anschluss- und Benutzungszwang durch eine Gemeindegatsung hohe organisatorische Anforderungen stellt und Unsicherheiten beispielsweise in Bezug auf Ausnahmeregelungen für klimafreundliche Einzelwärmerversorgungslösungen bestehen, empfehlen wir einen Anschluss- und Benutzungszwang in den Grundstückskaufverträgen bzw. durch Grunddienstbarkeiten zu vereinbaren.

Der BGH räumt mit seinem Urteil vom 9. Juli 2002 BGH-Urteil_KZR30-00_09-07-02 den Gemeinden die Möglichkeit ein, auf gemeindeeigenen (oder bei Grundstücken, die über Erschließungsgesellschaften verkauft werden) durch Vereinbarung im Kaufvertrag oder durch Grunddienstbarkeiten, Kunden an Fernwärme zu binden. Der BGH sieht darin eine nicht zu beanstandende Form privatwirtschaftlicher Betätigung der Gemeinden. Als solche liegt darin keine Beeinträchtigung des freien Wettbewerbs und auch kein Missbrauch hoheitlicher Befugnisse. Ein Missbrauch hoheitlicher Befugnisse liegt auch nicht ohne weiteres darin, dass die Maßnahmen mit Verwendungsverboten gemäß § 9 Nr. 23 BauGB verbunden sind (Verbrennungsverbot). Vielmehr ist es angemessen, dass die Gemeinde eine Wärmeversorgung zur Verfügung stellt, wenn sie schon Verbrennungsverbote verhängt.

Verbrennungsverbot

Es wird empfohlen für das gesamte Baugebiet ein Verbrennungsverbot im Grundstückskaufvertrag festzulegen und dieses auch im Grundbuch zu verankern.

Weitere Festsetzungen in Grundstückskaufverträgen

Neben vertraglichen Vereinbarungen, die die Umsetzung des Energiekonzeptes unterstützen sollen, empfehlen wir zu überprüfen, inwieweit Maßnahmen zur Klimafolgenanpassung (z.B. dezentrale Versickerung von Regenwasser, Minimierung der Flächenversiegelung) durch Festlegungen in Grundstückskaufverträgen umgesetzt werden können.

3. Festsetzungen im Bebauungsplan

Die Festsetzungsmöglichkeiten im Bebauungsplan sind abschließend im § 9 des Baugesetzbuches festgelegt. Folgende Festsetzungen können getroffen werden, um die Ziele des Energiekonzeptes bestmöglich zu unterstützen:

Allgemein:

- ▶ Östlich des Gebäudes F oder im westlichen Bereich des öffentlichen Parkplatzes an der Kurallee sollte eine Versorgungsfläche für die Heizzentrale in ausreichender Größe ausgewiesen werden
- ▶ Ggf. (bei Versorgungs-Variante ohne Pellets-Heizung) Verbot, bzw. beschränkte Verwendung von bestimmter Luft verunreinigende Stoffe (Verbrennungsverbot)
- ▶ Ggf. Anschluss- und Benutzungszwang
- ▶ Festsetzung der überbaubaren Grundstücksfläche durch Baugrenzen und/ oder Baulinien
- ▶ Festsetzung der Gebäudeausrichtung (parallel oder rechtwinklig zur Erschließung)
- ▶ Stellplätze, Wege, Zufahrten und sonstige befestigte Grundstücksfreiflächen sind in wasserdurchlässiger Bauweise herzustellen.

Gebäude:

- ▶ Grundflächenzahl GRZ: 0,4
- ▶ Gebäudestellung:

Einfamilienhäuser

- ▶ Satteldach
- ▶ Anzahl der Geschosse II
- ▶ Maximal zulässige Traufhöhe TH= 6,80 m
- ▶ Maximal zulässige Firsthöhe FH=9,80 m
- ▶ Bezugshöhe: mittlere Höhe des natürlichen Geländes an der Nordwand

Mehrfamilienhäuser

- ▶ Anzahl der Geschosse II +SG
- ▶ Maximal zulässige Wandhöhe WH= 6 m
- ▶ Maximal zulässige Gebäudehöhe GH=9,80 m

Nebengebäude/ Garagen:

- ▶ Maximal zulässige Höhe für Nebengebäude und Garagen: 3,80 m (bergseitig), 3,00 m (talseitig)

Grünordnung:

- ▶ Je 150 m² angefangener nicht überbauter privater Grundstücksfläche je ein Laubbaum mit einer arttypisch maximal erreichbaren Wuchshöhe von ca. 7 m.
- ▶ Immergrüne Gehölze sind, soweit diese eine Höhe von 4 m überschreiten auf diese Höhe zurückzuschneiden.
- ▶ Im Straßenraum und den öffentlichen Grünflächen soll die erreichbare Wuchshöhe durch geeignete Artenauswahl ca. 10 m nicht überschreiten
- ▶ Pflanzliste mit klimawandelresilienten Arten

4. Qualitätssicherung und Umsetzungskontrolle

Festlegungen im Rahmen der Bauleitplanung oder in Verträgen allein führen nicht zu mehr Klimaschutz. Ob die festgelegten Vorgaben schließlich auch umgesetzt werden, sollte von der Kommune anschließend bei der Bauabnahme beziehungsweise im Rahmen einer darüberhinausgehenden Qualitätssicherung überprüft werden. Es geht dabei darum, die Konformität der Bebauungspläne mit der Bauordnung und beispielsweise das Einhalten der vertraglich vereinbarten Energiestandards zu überprüfen.

Außerdem sollte bereits im Voraus festgelegt werden, wie im Falle von mangelhafter Umsetzung der Festlegungen verfahren werden soll. Beispielsweise können bei festgestellten Verstößen die Bauherren dazu verpflichtet werden, im Nachhinein einen bebauungsplankonformen Zustand des Gebäudes herzustellen. Vertragsstrafen können ggf. dazu genutzt werden, um die Umsetzung von Vertragsklauseln durchzusetzen. Andererseits können Anreizsysteme, wie beispielsweise Prämiensysteme oder Boni in Form von Lockerungen im Bebauungsplan bereits im Vorfeld dazu beitragen, die Ziele der Bauleitplanung weitestgehend umzusetzen.

10.2 NUTZERVERHALTEN UND NUTZERSENSIBILISIERUNG

Wie in vorherigen Kapiteln zu Wärme- und Stromverbräuchen bereits angeklungen, sind diese, neben den offensichtlichen Komponenten wie Gebäudehülle und -technik, abhängig vom individuellen Verhalten der Bewohner und Anwender. So variiert der Stromverbrauch eines durchschnittlichen 4 Personenhaushalts in Deutschland von einem sparsamen bis verschwenderischen Verbrauch zwischen 2.700 kWh/a und 5.800 kWh/a. Für das Gesamtgebiet ist zur Veranschaulichung der Haushaltsstrombedarf in Abhängigkeit der Verbrauchskategorie in Abbildung 10.1 abgebildet.

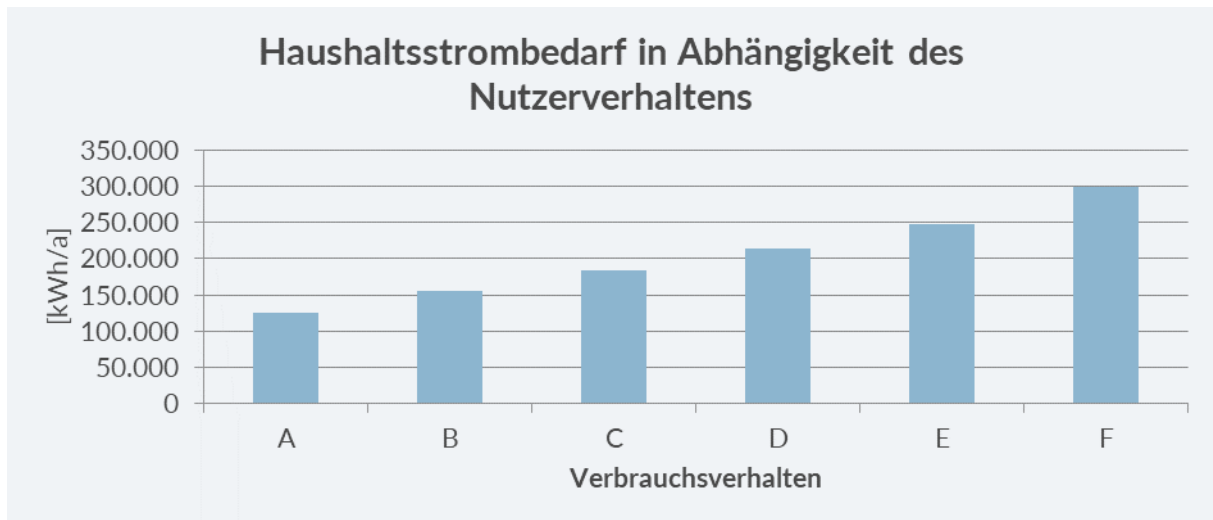


Abbildung 10.1: Haushaltsstrombedarf des Gesamtgebiets in Abhängigkeit des Nutzerverhaltens (Stromspiegel 2022/22, (1))

Abbildung 10.1 zeigt, dass der Einfluss des Nutzerverhaltens auf die Verwendung von elektrischer Energie in Wohngebieten signifikant ist. Dieser bedingte Stromverbrauch durch das Nutzerverhalten lässt sich ebenfalls auf die Wärmeversorgung anwenden. Es zeigt sich, dass es nicht ausreicht, lediglich die Energieeffizienz zu erhöhen, sondern es zwingend notwendig ist, durch Aufklärung und Kommunikation den zukünftigen Energieverbrauch des Plangebiets möglichst gering zu halten. Es muss ein energiebewusstes Nutzerverhalten gefördert und organisatorische Maßnahmen vorgenommen werden.

Es gibt verschiedene Strategien und Ansätze für eine erfolgreiche Nutzersensibilisierung. Neben Aufklärungsangeboten ist eine fachmännische Einweisung in die installierte Gebäude- und Anlagentechnik erforderlich. Alternativ kann dies über zentrale Betreiber durch regelmäßige (Fern-)Wartung und Überwachung erfolgen.

Neben der angesprochenen Sensibilisierung lässt sich das Nutzerverhalten als wesentlicher Schwerpunkt herausstellen, denn rationaler Umgang mit Energie im Eigenheim, kann bis zu 15 % Kosteneinsparung erzielen. Dabei gilt der Umgang gleichermaßen für Heizungs- und Trinkwarmwasser sowie Haushalts- und Mobilitätsstrom. Tabelle 10.2 stellt einen Überblick verschiedener Einflussbereich durch angepasstes Nutzerverhalten in Bezug auf die aufgeführten Hauptverbrauchsbereiche.

Tabelle 10.2: Einflussbereiche durch Nutzerverhalten und energieeinsparende Beispiele (energielenker projects GmbH, 2022)

Einflussbereiche durch Nutzerverhalten		Energieeinsparende Beispiele	
Haushaltsstrom	Umgang mit elektrischen Geräten	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Abschaltung nicht benötigter Elektrogeräte ▪ Vermeidung von Stand-By-Betrieb ▪ Überprüfung der Raumbeleuchtung 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Manuelle Abschaltung von Warmwasserboilern, Computern, Kaffeemaschinen etc. oder gesteuert per Zeitschaltuhr oder per Standby-Sensor ▪ Verwendung von schaltbaren Steckerleisten
Raumwärme	Temperatur	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Minderung der mittleren Raumtemperatur ▪ Teilbeheizung 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Senkung der Raumtemperatur in der Nacht sowie bei Abwesenheit ▪ Reduktion der mittleren Raumtemperatur um 1 °C entspricht im Mittel einer Einsparung beim Heizwärmebedarf von etwa 6 % ▪ Einstellung der Thermostatventile an Heizkörpern nur bis Stufe 3, auch während der Aufheizphase Raumtemperatur von ca. 20 °C
	Luftwechsel	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Lüftungsverhalten 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kurzes Stoßlüften anstatt Kipplüftung mit gleichzeitiger Drosselung der Heizung
Warmwasser	Temperatur	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Temperaturniveau ▪ Zapfprofil 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bewusste Verwendung eines niedrigeren Temperaturniveaus (z. B. bei der Reinigung der Hände)
	Warmwasserbedarf	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Minderung des Warmwasserbedarfs ▪ Ausstattung 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Duschen erfordert im Vergleich zum Wannenbad ca. 30 % weniger an Warmwasser ▪ Installation von wassersparenden Armaturen

Häufig fehlt den Bürgern das Bewusstsein und auch die Kenntnis der genannten Möglichkeiten zur Energieeinsparung und dessen Wirksamkeit. Hier kann die Stadt Nidda daher die privaten Bemühungen für Einsparungen anregen. Es wird deshalb empfohlen frühzeitig die zukünftigen Bewohner dahingehend zu sensibilisieren. Allerdings sollten auch anschließend Themen der Energieeffizienz und des Klimaschutzes angesprochen und in die Köpfe gerufen werden, um ein langfristiges Nutzerverhalten zu etablieren.

Eine derartige Sensibilisierung kann durch niederschwellige Informationsdarreichung erfolgen. Frühzeitige Information, beispielsweise in Form von Broschüren zum Thema „Energiesparen im Haushalt“, könnten hier eingesetzt werden. Das Hessische Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung hat in diesem Zusammenhang einen Wegweiser veröffentlicht, der Möglichkeiten zur Stromeinsparung für Privathaushalte aufzeigt. Die Erfahrung hat gezeigt, dass Bewohner bereits vor Einzug auf diese Thematiken aufmerksam gemacht werden sollten, da dieser direkten Einfluss auf Kaufentscheidungen von Haushaltsgeräten oder Leuchtmitteln haben können. Das Hessische Ministerium bietet ebenfalls eine Broschüre zu besonders sparsamen Haushaltsgeräten (2020/2022) an.

Weiterführende und gezielte Beratungsangebote können sich persönlich an den Hausherren wenden. Hierfür bietet die Initiative „Hessische Energiespar- Aktion (HESA)“ persönliche Beratungsangebote und öffentliche Veranstaltungen rund um das Thema Energiesparmaßnahmen in Alt- und Neubauten an. Die HESA ist insbesondere an Kooperationen mit Kommunen zur Umsetzung von Veranstaltungen, Ausstellungen und Kampagnen interessiert. Es wäre denkbar, eine Veranstaltung für die zukünftigen Bewohner des Plangebietes zu organisieren und persönliche Beratungsangebote anzubieten.

Eine weitere Methode, die Thematik des Energiesparens immer wieder in das Bewusstsein der Bewohner zu rücken, sind regelmäßige Veranstaltungen. Wiederkehrende Gemeinschaftsaktionen dienen zum Erfahrungsaustausch und zur Motivation der zukünftigen Bewohner im Plangebiet. In Form von beispielsweise Energiestammtischen werden, neben den Bewohner, weitere Akteure (z. B. Experten) mit dem Ziel eingeladen, den persönlichen Erfahrungsaustausch, um eine Vermittlung von Fachwissen zu erweitern. Es erweist sich als sinnvoll, den einzelnen Terminen verschiedene Themenschwerpunkte zugrunde zu legen. Diese Methode erfordert ein vergleichsweise hohes Maß an Organisation und bietet sich bereits vor sowie nach dem Einzug der zukünftigen Bewohner an.

10.3 HANDLUNGSEMPFEHLUNG

Im Zuge der Ausarbeitung wird deutlich, dass es im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit und der Emissionsbetrachtung naheläge die Variante „Nahwärme mit Biomasse“ zu favorisieren. Im besonderen Fokus stand hierbei eine klimaneutrale Versorgung der Gebäude. Im nachfolgenden Kapitel wird in einer entsprechenden Nutzwertanalyse zur Entscheidungsfindung, dieses Entscheidungskriterium höher bewertet. Die Zielsetzung beruht jedoch nicht ausschließlich auf diesen zwei Kriterien. Die Entwicklung einer Plus-Energie-Siedlung ist bei der Bewertung ebenfalls ein wichtiger Faktor mit entsprechender Gewichtung. Des Weiteren fließen der Autarkiegrad und die Umsetzbarkeit mit in die Entscheidungsfindung ein.

In diesem Zusammenhang raten wir, dass Variante 3 „dezentrale Luft-Wasser-Wärmepumpe“ in die weitere Entwicklungsbetrachtung des „Wohngebiet West“ in Bad Salzhausen zur Umsetzungsreife geführt wird. Durch den Einsatz von dezentralen Wärmepumpen (Umgebungswärme) zur Wärmeerzeugung, kann der Endenergiebedarf des Gebiets erheblich reduziert werden. In Kombination mit einer flächendeckenden PV-Nutzung wird zudem die Plus-Energie-Bilanz mit den Gebäuden im EH 40 Standard aber auch im EH 55 Standard erreicht. Wir raten dringend dringen dazu, mit den beschriebenen Festsetzungsmöglichkeiten, diese Form der ressourcenschonenden und energieeffizienten erneuerbaren Energieerzeugung, einen Vorrang einzuräumen.

Mögliche Umsetzungshemmnisse

Für die vorgestellten Versorgungsvarianten zur Deckung der Wärme- und Strombedarfe für die zukünftige Besiedlung des Wohngebiet West – Geländes, können verschiedene Umsetzungshemmnisse identifiziert werden. Dabei können sowohl technische, wirtschaftliche, als auch politische und gesellschaftliche Einwände die Umsetzung eines solchen Projektes einschränken und gar verhindern. Im Folgenden sind wesentliche Umsetzungshemmnisse aufgeführt. Diese können sich im Laufe einer Planungs- und Umsetzungsphase entkräften oder erweitern.

- ▶ Haupthemmnis: Fehlender Betreiber (Stadtwerk, Unternehmen etc.)
- ▶ Fehlende politische Akzeptanz
- ▶ Fehlende Akzeptanz der zukünftigen Bauherren/ Eigentümer (insb. der Varianten 1 und 2).
- ▶ Fehlender Anschluss der zukünftigen Eigentümer bei den zentralen Varianten (1 und 2)
- ▶ Unsicherheit für Variante 3 durch Abhängigkeit von Dritten, daraus resultierende Unsicherheiten in langfristiger zeitlicher Planung

Ein zusammenfassender Vergleich unterschiedlicher Bewertungskriterien der einzelnen Varianten kann Tabelle 10.3 entnommen werden. Hierfür wurden entscheidende Kriterien gewichtet und daraus eine Matrix zur Entscheidungshilfe erstellt.

10.4 NUTZWERTANALYSE

Dieses Bewertungsverfahren wird bei komplexen Entscheidungssituationen eingesetzt. Sie wird sowohl für wirtschaftliche, betriebliche oder technische Entscheidungen herangezogen. Sie hat das Ziel Entscheidungen mit verschiedenen Handlungsoptionen basierend auf der Auswahl von Kriterien zu treffen. Hier können nicht nur „harte Faktoren“ (z.B. wirtschaftliche Faktoren), sondern auch „weiche Faktoren“ (z.B. Umweltauswirkung, Akzeptanz) miteinander bewertet werden.

Durch die Verwendung von gewichteten Bewertungskriterien gelingt der Vergleich von stark unterschiedlichen Faktoren, die jedoch im Themenkomplex miteinander verflochten sind, um das ganzheitlich sinnvollste Ergebnis zu erreichen.

Gewichtungen

Für die Entscheidungsfindung weisen in Tabelle 10.3 festgelegte Bewertungskriterien eine unterschiedliche Wichtigkeit auf. Die Gewichtung der jeweiligen Kriterien wurde im Vorfeld mit dem Auftraggeber abgestimmt.

Die CO₂-Emissionen wurden mit 30 % am höchsten bewertet. Dem kostendeckenden Wärmepreis fällt mit 25 % ebenfalls eine hohe Gewichtung zu, da es sich um einen monetären Faktor handelt und daher ebenfalls eine erhöhte Relevanz aufweist. Die Kriterien Plus-Energie-Bilanz sowie Autarkie werden mit 20 % bzw. 15 % gewichtet. Der Autarkiegrad hat mit 10 % den geringsten Einfluss auf die Endauswertung in der Entscheidungsmatrix, da dieser am wenigsten relevant ist.

Platzierungen

Aus der Konzeption und den Berechnungsergebnissen dieser Ausarbeitung wurden, je nach Ergebniswert der einzelnen Versorgungsvarianten, Platzierungen vergeben. Hierbei wurde die Platzierung der Kriterien stets errechnet und ergibt sich aus vorangegangenen Berechnungen der Gesamtkonzeption. Ausgenommen die Umsetzbarkeit, dieser Punkt beruht auf Erfahrungswerten der energielenker.

Tabelle 10.3: Entscheidungsmatrix

	Gewichtung in %	Variante 1 Nahwärme mit Biomasse	Variante 2 Nahwärme – Cluster mit LWP	Variante 3 Luft-Wasser-Wärmepumpen
Kostendeckender Wärmepreis	Platzierung	1	3	2
	25%	0,3	0,9	0,6
CO ₂ -Emissionen Gesamtgebiet	Platzierung	1	3	2
	30%	0,3	0,9	0,6
Autarkie	Platzierung	3	2	1
	10%	0,3	0,2	0,1
Plus-Energie-Bilanz	Platzierung	3	2	1
	20%	0,6	0,4	0,2
Umsetzbarkeit	Platzierung	3	2	1
	15%	0,45	0,30	0,15
Gesamt <small>(niedrigster Wert am besten)</small>	100%	1,95	2,70	1,65
Platzierung		2	3	1

Zwar befindet sich Variante 3 bezugnehmend auf die die CO₂-Emissionen auf dem zweiten Rang, jedoch belegt sie, aufgrund der abgestimmten Gewichtungen mit der Stadt Nidda und den zugrundeliegenden Bewertungsfaktoren, den ersten Rang. Daher empfehlen wir diese Variante zur Umsetzung der Energieversorgungslösung des Neubaugebietes „Wohngebiet West“ in Bad Salzhausen. Die Entscheidungsmatrix basiert hierbei auf den Ergebnissen im EH 40 Standard. Die Platzierungen im EH 55 Standard bleiben zum EH 40 Standard unverändert, weshalb diese nicht extra aufgeführt werden.

10.5 SENSITIVITÄTSANALYSE

Die unter Kapitel 4 genannten Annahmen für die Preise der eingesetzten Betriebsstoffe und deren zukünftige Entwicklung, können eine deutliche Auswirkung auf die Wirtschaftlichkeit der Versorgungsvariant aufweisen. Zudem haben aktuelle politische Rahmenbedingungen (GEG) Einfluss auf die ökologische Bewertung. Im Folgenden wird der Einfluss von angepassten Annahmewerten auf die Vorzugsvariante (Variante 3) im EH 40 Standard durch eine Sensitivitätsanalyse untersucht, indem die Strombezugspreise und die angesetzten Emissionswerte variiert werden. Dadurch erfolgt eine Bewertung, wie empfindlich die jährlichen Heizkosten auf Änderung der Eingangsparameter reagiert.

Im Folgenden wird untersucht, wie sich eine Variation des Strompreises in Höhe von 20 % auf die Heizkosten auswirkt. Dabei stellt 28 ct/kWh den Vergleichswert wie in vorangegangener Betrachtung dar. Die jährliche angenommene Strompreisentwicklung von 3,5 % wird weiterhin berücksichtigt.

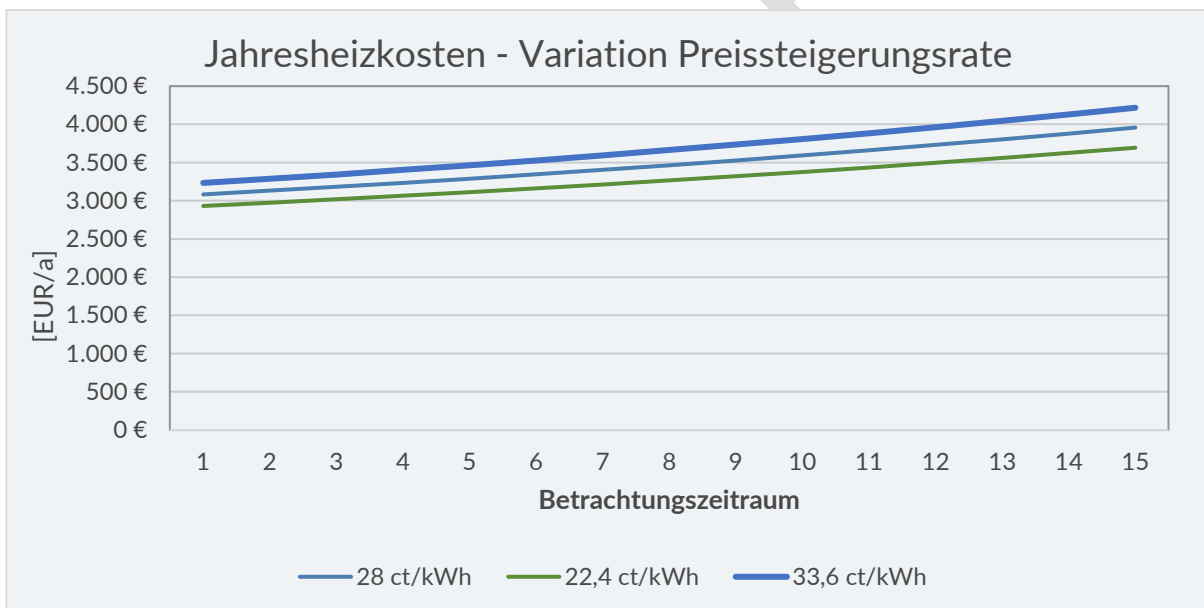


Abbildung 10.2: Sensitivitätsanalyse Jahresheizkosten - Variation Strombezugskosten (alle Angaben netto)

Die Abbildung zeigt, dass durch die Variation des Strompreises die gesamten jährlichen Heizkosten, die sich aus dem Arbeitspreis für die Wärmepumpe sowie für Hilfsenergien, den Wartungs- und Instandhaltungskosten und den kapitalgebundenen Kosten zusammensetzen, relativ wenig beeinflusst. Die Stromkosten machen lediglich ca. 30 % der Heizkosten aus, wodurch der Einfluss auf die Gesamtkosten gering ist. Der hauptsächliche Anteil der Kosten geht auf betriebs- und kapitalgebundene Kosten zurück. Die Variation der Strombezugskosten um 20 % resultiert lediglich in ca. 5 % der Gesamtkosten.

Der Strompreis nach 15 Jahren kann Tabelle 10.4 entnommen werden.

Tabelle 10.4: Sensitivitätsanalyse - Variation Strombezugskosten um 20 % (alle Angaben netto)

Arbeitspreis Strom	Ausgangspreis [ct/kWh]	Ausgangspreis [ct/kWh]	Ausgangspreis [ct/kWh]
Jahr 1	22,4	28	33,6
Jahr 15	36,3	45,3	54,4

Neben der Variation des Arbeitspreises für den Wärmepumpenstrom wurde die jährliche Strompreisentwicklung betrachtet. In der vorangegangenen Auswertung wurde mit einer jährlichen Preissteigerungsrate von 3,5 % kalkuliert. Die folgende Betrachtung vergleicht diese Annahme mit Änderungsraten von 0 % (sinkende Strompreise, aufgrund steigenden Anteiles an erneuerbaren Energien, gleicht die Inflation aus) und 5 %.

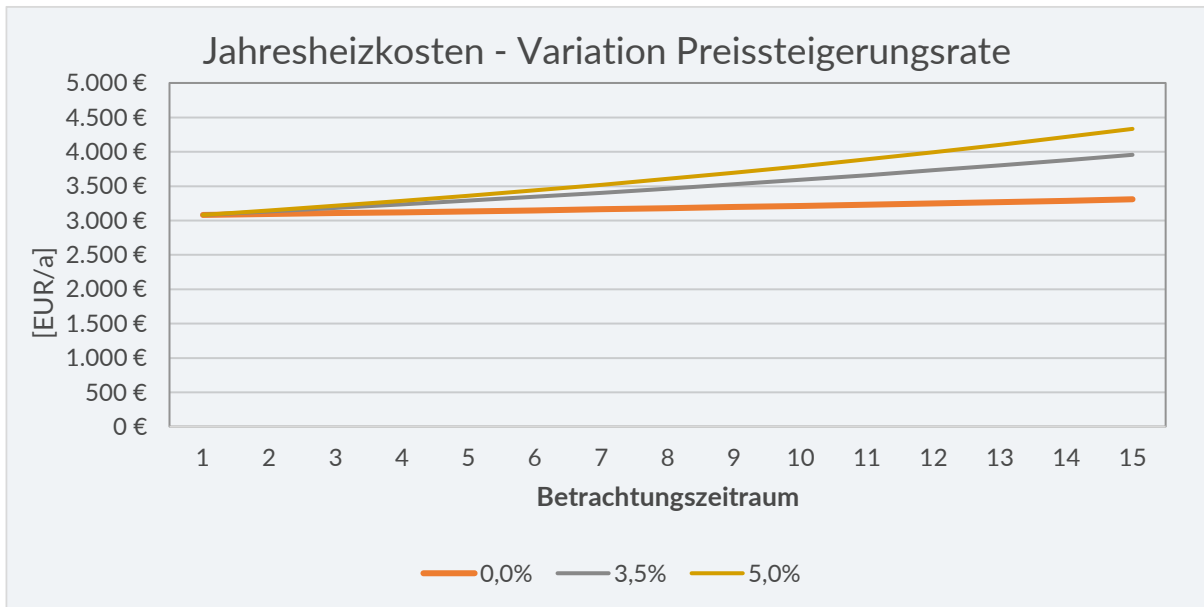


Abbildung 10.3: Sensitivitätsanalyse Jahresheizkosten - Variation Preissteigerungsrate

Die obige Abbildung zeigt, dass die jährlichen Heizkosten im ersten Jahr identisch sind und sich durch die jährliche Preissteigerung der Strompreis über die Jahre unterschiedlich entwickeln. Durch die fehlende Preissteigerung des Strompreises steigen die Jahresheizkosten lediglich durch die Entwicklung anderer Kostengruppen, wie der Wartung und der Instandhaltung. Die Analyse zeigt, dass über einen Zeitraum von 15 Jahren eine jährliche Differenz von knapp 1.000 € resultieren kann. Dies ist auf den Zinseszinsseffekt zurückzuführen.

Tabelle 10.5: Sensitivitätsanalyse - Variation Strombezugskosten Steigerungsrate (alle Angaben netto)

Arbeitspreis Strom	Steigerungsrate 0 %	Steigerungsrate 3,5 %	Steigerungsrate 5 %
	[ct/kW]	[ct/kW]	[ct/kW]
Jahr 1	28	28	28
Jahr 15	28	45,3	55,4

Neben den unterschiedlichen Preisentwicklungen bzw. der wirtschaftlichen Betrachtung der Vorzugsvariante wird im Folgenden ebenfalls die ökologische Betrachtung sensitiv durchgeführt. Dazu wird zum einen ein angepasstes Nutzerverhalten betrachtet und zum anderen die zukünftige Entwicklung des deutschen Strommix.

Für die Ermittlung der Haushaltsstrombedarfe wurde der Stromspiegel 2021/22 verwendet (1). Dieser führt durchschnittliche Strombedarfe in Abhängigkeit der Gebäudeart, der Warmwasserbereitung und der Personenanzahl auf. Diese werden für verschiedene Kategorien je nach individuellem Nutzerverhalten ausgegeben. Für die Ermittlung der Haushaltsstrombedarfe im Gesamtquartier wurde

ein mittlerer Verbrauch der Kategorie C angenommen. Es gibt die Kategorien von A (niedriger Verbrauch) bis G (hoher Verbrauch). Für die Analyse wurden diese Verbrauchsdaten für das Gesamtquartier mit dem aktuellen CO₂-Emissionwert fakturiert, um so das Einsparpotenzial an Treibhausgasemissionen in Abhängigkeit vom Nutzerverhalten abzubilden.

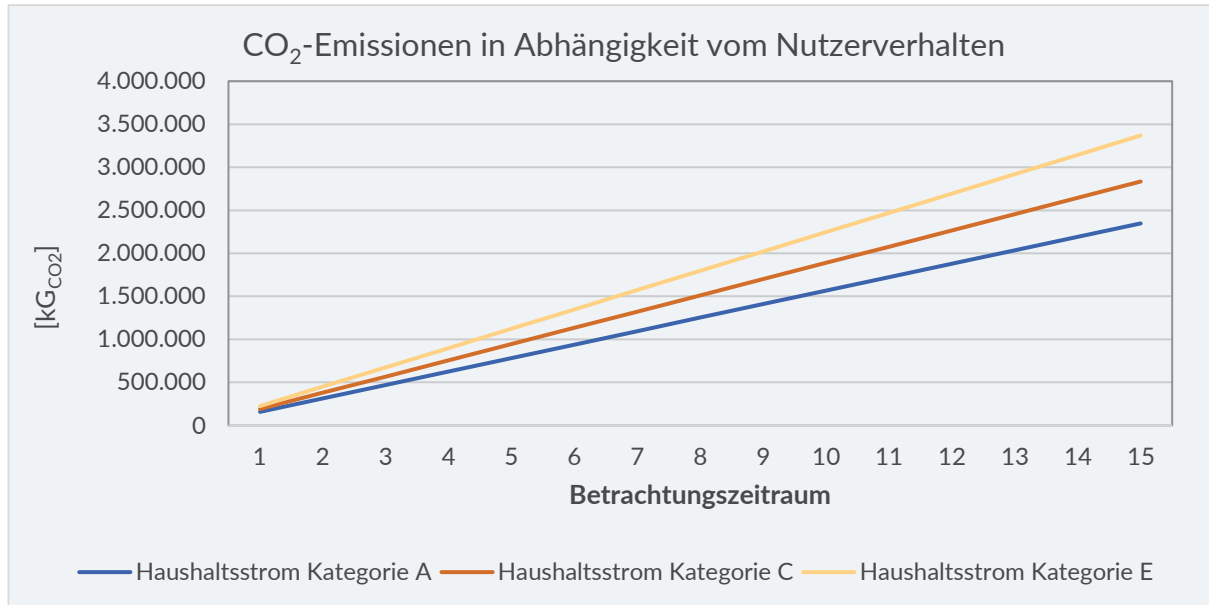


Abbildung 10.4: Sensitivitätsanalyse CO₂-Emissionen – Variation Nutzerverhalten

Die Abbildung zeigt, dass durch ein angepasstes Nutzerverhalten allein enormes Potenzial zur Einsparung von CO₂-Emissionen ausgeschöpft werden kann. Gegenüber der angenommenen Kategorie C, ließen sich durch ein gemeinschaftlich angepasstes Verhalten jährlich bereits über 30 Tonnen CO₂ einsparen. Im Gegenzug würde ein verschwenderisches Verhalten der Bewohner mehr als 35 Tonnen CO₂ zusätzlich bedeuten. Über den Betrachtungszeitraum von 15 Jahren, könnten so knapp eine halbe Millionen Tonnen CO₂-eingespart werden.

Da die angesetzten spezifischen CO₂-Emissionen auf den aktuellen Annahmen nach dem GEG beruhen und prognostiziert der Emissionswert des deutschen Strommix sinkt, wurden ebenfalls Szenarien unterschiedlicher Entwicklungen des Strommix-Emissionsfaktors untersucht. Als Grundlage bzw. Referenz dient der aktuell anzusetzende Wert von 560 g/kWh. Als Szenario wurden Werte von 300 und 50 g/kWh angesetzt. Durch den stetigen Ausbau der erneuerbaren und den Einsatz des im Quartier produzierten PV-Stroms sind diese Szenarien für die nächsten Jahre und Jahrzehnte durchaus realistisch zu bewerten.

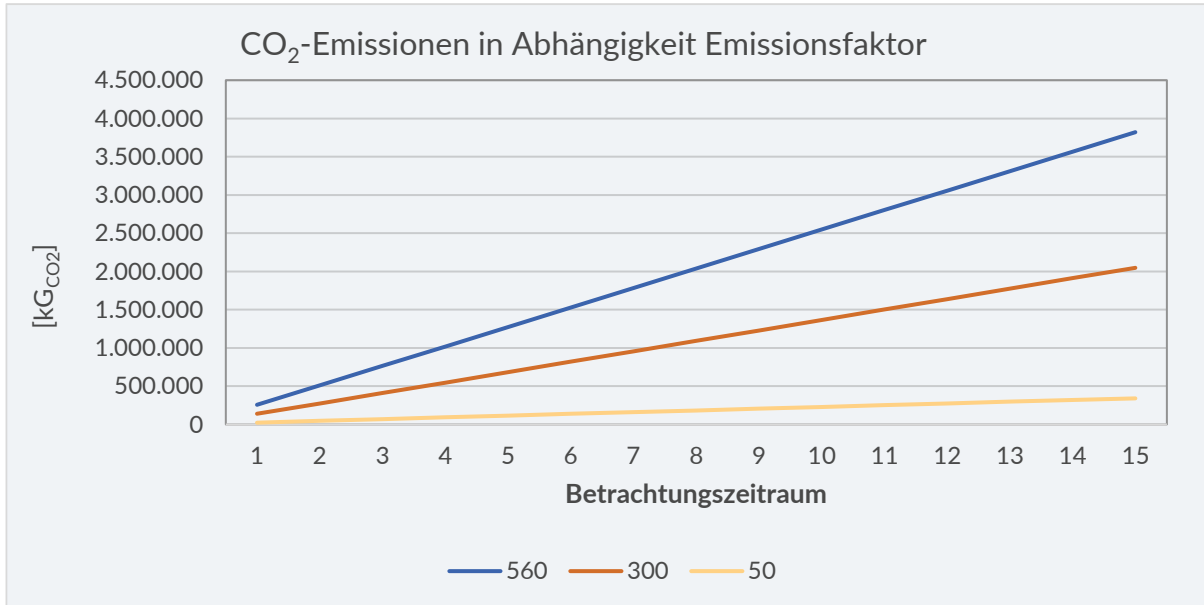


Abbildung 10.5: Sensitivitätsanalyse CO₂-Emissionen – Variation Emissionsfaktor

Die Auswertung zeigt, dass durch den zukünftig (voraussichtlich) sinkenden Emissionsfaktor deutlich an CO₂-Emissionen eingespart werden kann. Durch den Einsatz von erneuerbaren Energien, beispielsweise den PV-Erträgen innerhalb des Quartiers, können bereits zeitnah die Emissionen für die Wärmebereitstellung und den Haushaltsstrom substituiert werden.

Durch den Einsatz, der in der Vorzugsvariante, vorgesehenen Luft-Wasser-Wärmepumpen sind die jährlichen Emissionen des Gesamtgebiets rechnerisch an den Emissionsfaktor des eingesetzten Stroms gebunden und ermöglichen somit eine potenziell CO₂-neutrale Versorgung des Gebiets

10.6 PLUSENERGIEHAUS

Zusätzlich findet die Plus-Energie-Bilanz Betrachtung auf Gebäudeebene für die Vorzugsvariante Variante 3 im Baustandard EH 40 statt. Hierdurch wird aufgezeigt welche Gebäudetypen in dieser Versorgungslösung die Bedingungen für ein Plusenergiehaus erfüllen. Die Definition ist hierbei ähnlich wie bei der Plus-Energie-Bilanz Betrachtung, mit dem Unterschied, dass der Vergleich von Energieerzeugung und Bezug nicht auf Quartiers- sondern auf Gebäudeebene stattfindet. Ein Plusenergiehaus erzeugt bilanziell mehr Energie, als es verbraucht. Es werden dabei ebenfalls für den Verbrauch der Endenergiebedarf für die Wärmebereitstellung und des Haushaltsstrom bilanziert und den PV-Erträgen des Gebäudes gegenübergestellt. Damit das Gebäude möglichst wenig Energie benötigt, ist zudem eine gut gedämmte Gebäudehülle und auch eine sparsame Anlagentechnik Grundvoraussetzung. Tabelle 10.6 zeigt die Auswertung der Plusenergiehaus Betrachtung. Entsprechend hierzu eine grafische Veranschaulichung in Abbildung 10.6.

Tabelle 10.6: Auswertung Plusenergiehaus für Variante 3 im Baustandard EH 40

Gebäudeart	Strombedarf Heizung + Warmwasser	Haushalts- strombedarf	PV-Ertrag	Bilanz
Einfamilienhaus	3.090 kWh/a	3.591 kWh/a	15.767 kWh/a	9.086 kWh/a
Mehrfamilienhaus 8 WE NO + SW	12.918 kWh/a	14.933 kWh/a	26.802 kWh/a	-1.050 kWh/a
Mehrfamilienhaus 8 WE Ost-West	12.918 kWh/a	14.933 kWh/a	26.048 kWh/a	-1.804 kWh/a
Mehrfamilienhaus 10 WE NO-SW	14.630 kWh/a	18.400 kWh/a	46.297 kWh/a	13.267 kWh/a
Betreutes Wohnen	27.687 kWh/a	36.000 kWh/a	79.653 kWh/a	15.966 kWh/a

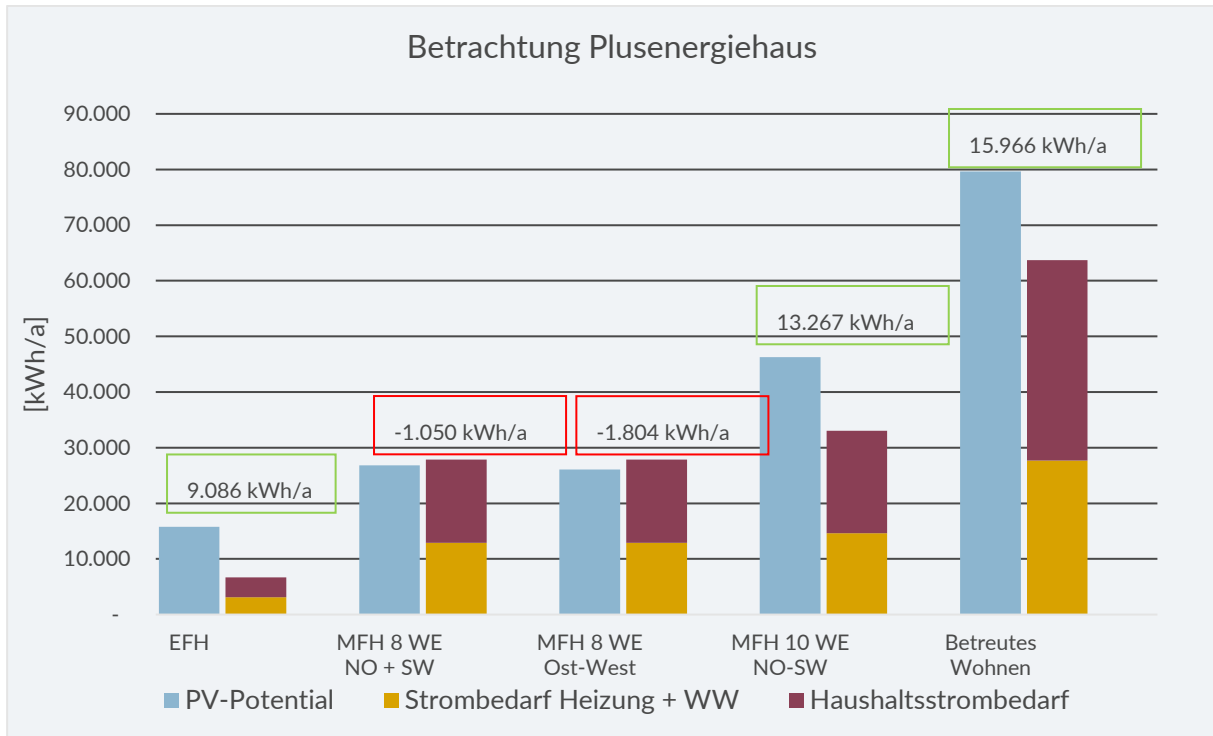


Abbildung 10.6: Vergleich der Plusenergiebilanz der einzelnen Gebäude

In Tabelle 10.6 sind in der Spalte Bilanz die Gebäudetypen grün dargestellt, welche in dem Zeitraum von einem Jahr, bilanziell mehr Erträge erzielen als diese verbrauchen und damit die Definition eines Plusenergiehaus erfüllen. Für die rot gefärbten genügt der Ertrag dagegen nicht um den Verbrauch zu kompensieren. Im betrachteten Fall trifft dies auf die Mehrfamilienhäuser mit 8 Wohneinheiten zu. Für diese müssten mindestens 1.050 kWh bzw. 1.804 kWh pro Jahr PV-Ertrag mehr erzielt werden, oder entsprechend der Verbrauch gesenkt werden.

11 LITERATURVERZEICHNIS

1. **co2online gemeinnützige GmbH.** *stromspiegel 2021/22.* Berlin : s.n., 2021.
2. **Deutscher Wetterdienst.** Wetter und Klima aus einer Hand. *Globalstrahlung.* [Online] [Zitat vom: 10. 08 2021.] <https://www.dwd.de/DE/leistungen/solarenergie/globalstrahlung.html>.
3. *Die Therme wird abgerissen.* **Kreis-Anzeiger.** s.l. : Wetterau und Vogelsberg GmbH, 2022.
4. **ETEGA AG.** Selbst erzeugten Solarstrom clever zwischenspeichern. [Online] [Zitat vom: 08. 09 2022.]
5. **Kümpel, Nadin.** WEGATECH GREENENERGY GMBH. [Online] [Zitat vom: 08. 09 2022.] <https://www.wegatech.de/ratgeber/photovoltaik/die-anlage-im-betrieb/lebensdauer/#:~:text=Jahre%20Produktgarantie%20angeboten.-,Stromspeicher,Stromspeicher%20bei%2015%2D20%20Jahren..>
6. **Bundesnetzagentur.** *Regelungen zu Stromspeichern im deutschen Strommarkt.* 2021.
7. **Buchholz, B. M. und Styczynski, Z. A.** *Smart Grids. Grundlagen und Technologien der elektrischen Netze der Zukunft.* Berlin : s.n., 2014.
8. **Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.** Sinteg. [Online] [Zitat vom: 18. 08 2021.] <https://www.sinteg.de/>.
9. **Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit.** *Klimaschutz in Zahlen.* 2020.
10. **infas Institut für angewandte Sozialwissenschaft GmbH.** *Mobilität in Deutschland - MiD. Ergebnisbericht.* Bonn : BMVI, 2019.
11. **Öko-Institut.** *Klimaschutzszenario 2050 - 2. Endbericht.* Berlin : Öko-Institut e.V. und Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung, 2015.
12. **Verkehrsverbund Rhein-Neckar.** www.vrn.de. [Online] 2019. [Zitat vom: 07. Februar 2022.] https://www.vrn.de/mam/liniennetz/liniennetzplaene/dokumente/schematisch/odenwald_kreisbergstrasse.pdf.
13. **ifeu.** *Empfehlungen zur Methodik der kommunalen Treibhausgasbilanzierung für den Energie- und Verkehrssektor in Deutschland.* Heidelberg : ifeu, 2016:3.
14. **Richter, Moritz und Steiner, Lutz.** *Begleitforschungs-Studie Elektromobilität: Potentialermittlung der Rückspeisefähigkeit von Elektrofahrzeugen und der sich daraus ergebenden Vorteile.* Darmstadt : s.n., 2011.
15. **Canzler, Weert und Knie, Andreas.** *Schlaue Netz - Wie die Energie- und die Verkehrswende gelingt.* 2013.
16. **AG, Vattenfall Europe.** *Klimaentlastung durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Zusammenwirken mit emissionsfreien Elektrofahrzeugen.* s.l. : Verbundprojekt V2.2011, 2011.
17. **Verkehrswesen, Forschungsgesellschaft für Straßen- und.** *Elektromobilität. Systembedingungen, Einsatzbedingungen und Systemintegration.* Köln : FGSV-Bericht, 2018.
18. **Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.** *Das neue Gebäudeenergiegesetz – kurz zusammen gefasst.* Berlin : Bundeswirtschaftsministerium, 2019.
19. **Petra Icha, Dr. Thomas Lauf, Gunter Kuhs.** *Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid - Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2020.* s.l. : Umweltbundesamt, 2021. Bd. Climate Change, 45/2021.

20. **Bundesministeriums der Justiz und für Verbraucherschutz**,. Gesetz über einen nationalen Zertifikatehandel für Brennstoffemissionen (Brennstoffemissionshandelsgesetz - BEHG). Berlin : s.n., 2019.

21. **LadeEngel Inh. Oliver Kalu e.K.** LadeEngel Batteriespeicher bis 300 kWh. [Online] [Zitat vom: 06. 09 2022.] <https://lade-engel.de/LadeEngel-Batteriespeicher-bis-300-kWh-Battery-storage-pack-Stromspeicher-PV-Speicher/SW10023.3>.

ENTWURF

12 ANHANG

Tabelle A.1: CO₂ Emissionsfaktoren in g CO₂-Äquivalent pro kWh (Quelle: Gebäude Energie Gesetz Stand: 13.08.2020)

Nr.	Kategorie	Energieträger	Emissionsfaktor [g CO ₂ -Äquivalent pro kWh]
1	Fossile Brennstoffe	Heizöl	310
2		Erdgas	240
3		Flüssiggas	270
4		Steinkohle	400
5		Braunkohle	430
6	Biogene Brennstoffe	Biogas	140
7		Biogas, gebäudenah erzeugt	75
8		Biogenes Flüssiggas	180
9		Bioöl	210
10		Bioöl, gebäudenah erzeugt	105
11		Holz	20
12	Strom	netzbezogen	560
13		gebäudenah erzeugt (aus Photovoltaik oder Windkraft)	0
14		Verdrängungsstrommix	860
15	Wärme, Kälte	Erdwärme, Geothermie, Solarthermie, Umgebungswärme	0
16		Erdkälte, Umgebungskälte	0
17		Abwärme aus Prozessen	40
18		Wärme aus KWK, gebäudeintegriert oder gebäudenah	nach DIN V 18599-9:2018-09
19		Wärme aus Verbrennung von Siedlungsabfällen (unter pauschaler Berücksichtigung von Hilfsenergie und Stützfeuerung)	20
20	Nah-/Fernwärme aus KWK mit Deckungsanteil der KWK an	Brennstoff: /Braunkohle	Stein- 300

21	der Wärmeerzeugung mindestens 70 Prozent	von	Gasförmige und flüssige Brennstoffe	180
22			Erneuerbarer Brennstoff	40
23			Brennstoff: Stein- /Braunkohle	400
24	Nah-/Fernwärme Heizwerken	aus	Gasförmige und flüssige Brennstoffe	300
25			Erneuerbarer Brennstoff	60

Tabelle A.2: Primärenergiefaktoren nicht erneuerbarer Anteil (Quelle: Gebäude Energie Gesetz Stand: 13.08.2020)

Nr.	Kategorie	Energieträger	Primärenergiefaktoren nicht erneuerbarer Anteil
1	Fossile Brennstoffe	Heizöl	1,1
2		Erdgas	1,1
3		Flüssiggas	1,1
4		Steinkohle	1,1
5		Braunkohle	1,2
6	Biogene Brennstoffe	Biogas	1,1
7		Bioöl	1,1
8		Holz	0,2
9	Strom	netzbezogen	1,8
10		gebäudenah erzeugt (aus Photovoltaik oder Windkraft)	0
11		Verdrängungsstrommix	2,8
12	Wärme, Kälte	Erdwärme, Geothermie, Solarthermie, Umgebungswärme	0,0
13		Erdkälte, Umgebungskälte	0,0
14		Abwärme aus Prozessen	40
15		Wärme aus KWK, gebäudeintegriert oder gebäudenah	nach Verfahren B gemäß DIN V 18599- 9: 2018-09 Abschnitt 5.2.5 oder DIN V 18599-9: 2018-09 Abschnitt 5.3.5.1
16	Siedlungsabfälle		0,0

Tabelle A.3: Annahme und Berechnungsgrundlage

Technisch	
Jahresarbeitszahl Luft-Wasser-Wärmepumpe EH 55 Standard	2,79
Jahresarbeitszahl Luft-Wasser-Wärmepumpe EH 40 Standard	2,51
Wirkungsgrad (thermisch) Spitzenlastkessel	95 %
Wirkungsgrad (thermisch) Biomassekessel	90 %
Wirkungsgrad (thermisch) Wohnungsstation	100 %
Nahwärme Vorlauftemperatur	70 °C
Nahwärme Rücklauftemperatur	35 °C
Mittel warme Nahwärme (Variante 2) Vorlauftemperatur	50 °C
Mittel warme Nahwärme (Variante 2) Rücklauftemperatur	35 °C
Gleichzeitigkeitsfaktor Variante 1	80 %
Gleichzeitigkeitsfaktor Variante 2	90 %
Kaufmännisch	
Arbeitspreis Erdgas	15,0 ct./kWh
Arbeitspreis Strom	28,0 ct./kWh
Arbeitspreis Holzhackschnitzel	98 €/t
Preissteigerung Gas/Öl	5 %
Preissteigerung Strom	3,5 %
Preissteigerung Holzhackschnitzel	2,5 %
Preissteigerung Nahwärme	3,5 %
Preissteigerung Wartung und Schornsteinfeger	3,5 %
Preissteigerung Grundkosten	3,5 %
Kalkulatorischer Zinssatz Kapitalkosten	3 %
Nutzungsdauer technische Anlagen	gemäß VDI 2067
EEG Vergütung PV EFH	7,7 ct./kWh
EEG Vergütung PV MFH 8 WE	7,5 ct./kWh
EEG Vergütung PV MFH 10 WE	7,1 ct./kWh
EEG Vergütung PV Betreutes Wohnen	6,6 ct./kWh
Preis Stromspeicher	900 €/kWh