

Energienutzungsplan

für die
Stadt Naila



Diese Studie wurde erstellt von:

Alexander Schrammek

ENERGIEAGENTUR Nordbayern GmbH

Fürther Str. 244a

90429 Nürnberg

Fon: 0911/ 99 43 96-0

Fax: 0911/ 99 43 96-6

E-Mail: schrammek@ea-nb.de

Beauftragt durch die Stadt Naila

Bearbeitungszeitraum:

November 2022 bis Januar 2023

Diese Studie wird gefördert durch das Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	3
1 Ausgangslage	6
1.1 Aufgabenstellung und Zielsetzung	6
1.2 Energiewende: Jetzt oder nie.....	6
1.3 Rahmendaten.....	7
1.3.1 Beschreibung des Gebiets.....	7
1.3.2 Demographie und demographische Entwicklung	8
1.3.3 Flächennutzung	9
2 Energiebilanz Wärme	9
2.1 Gebäudenutzung.....	10
2.2 Wohngebäudebestand.....	11
2.2.1 Wohngebäude / Heizwärme- und Endenergiebedarf.....	12
2.3 Leitungsgebundene Wärmeerzeugung	14
2.3.1 Erdgasverbrauch	14
2.3.2 Wärmeverbund	14
2.4 Anlagen zur regenerativen Wärmeerzeugung	16
2.4.1 Solarthermie.....	16
2.4.2 Biomasse (Holz).....	17
2.4.3 Wärmepumpen, Oberflächennahe Geothermie.....	18
2.5 Gesamter Wärmebedarf - Wärmebereitstellung.....	19
3 Potenzialanalyse Energieeinsparung Wärme	20
3.1 Wohngebäude Sanierungspotenzial	20
3.2 Gesamtes Reduktionspotenzial Wärme.....	22
4 Gebäudescharfes Wärmekataster	22
4.1 Jahreswärmebedarf je Gebäude im Gebäudebestand	23
4.2 Wärmekataster Gebäudebestand.....	24
4.3 Wärmekataster Klimaschutz-Szenario	25
5 Energiebilanz Strom	26
5.1 Gesamter Stromverbrauch.....	26
5.2 Anlagen zur regenerativen Stromerzeugung	27
5.2.1 Photovoltaikanlagen	28
5.2.2 Wasserkraft.....	28
5.2.3 Biomasse (Klärgas) KWK-Anlage	29
5.3 Gegenüberstellung Stromverbrauch – bestehendes Stromerzeugungspotenzial	29
6 Potenzialanalyse Energieeinsparung Strom	30
7 Endenergie- und Treibhausgasbilanz	32
8 Maßnahmen/Schwerpunktprojekte.....	34
8.1 Potenzial Erneuerbare Stromerzeugung.....	35
8.1.1 Ausbaupotenzial Dachflächen PV und Dachflächenkataster	35
8.1.2 Ausbaupotenzial Freiflächen PV	37
8.1.3 Ausbaupotenzial Windkraft	41
8.1.4 Gegenüberstellung Erneuerbare Stromerzeugung.....	42
8.2 Ausbaupotenzial Biomasse (Holz).....	43
8.3 Ausbaupotenzial fossile KWK.....	45

8.4	Zentrale Wärmeversorgung Frankenwaldstraße	46
8.4.1	Grundlagenermittlung.....	46
8.4.2	Wirtschaftliche Rahmenbedingungen.....	48
8.4.3	Wärmeversorgung mit Biomasse-Hackschnitzelzentrale	49
8.4.4	Wärmeversorgung mit Biomasse und Freiflächen-Solarthermie..	51
8.4.5	Wärmeversorgung mit Biomasse und Geothermie-Wärmepumpe	53
8.4.6	Wärmeversorgung mit Biomasse, Geothermie-Wärmepumpe und Freiflächen PV 56	
8.4.7	Wärmeversorgung mit Biomasse, Geothermie-Wärmepumpe und Freiflächen PV+ Batteriespeicher.....	59
8.4.8	Variantenvergleich Wärmeversorgung Frankenwaldstr.	61
8.4.9	Variantenvergleich Wärmeversorgung Frankenwaldstr. mit Betriebskostenförderung 63	
8.5	Stadtbauhof - PV-Anlagen zur Stromeigennutzung	64
8.5.1	Stromverbrauch	65
8.5.2	Rahmenbedingungen	65
8.5.3	PV-Varianten 1 bis 5	67
8.5.3.1	Variante 1: PV-Anlage 40 kWp, Gebäude Nr. 5	67
8.5.3.2	Variante 2: PV-Anlage 132 kWp, Gebäude Nr. 5+5a.....	70
8.5.3.3	Variante 3: PV-Anlage 132 kWp mit E-Mobilität.....	72
8.5.3.4	Variante 4: PV-Anlage 132 kWp mit E-Mobilität+ Batteriespeicher	75
8.5.3.5	Variante 5: PV-Anlage 222 kWp, Gebäude Nr. 5+5a+Lagerhalle mit E-Mobilität+ Batteriespeicher.....	78
8.5.3.6	Variantenvergleich 1 bis 5	80
8.5.4	Zusatzvarianten 1a und 1b.....	83
8.5.4.1	Variante 1a: PV-Anlage 40 kWp mit E-Mobilität.....	83
8.5.4.2	Variante 1b: PV-Anlage 40 kWp mit E-Mobilität+ Batteriespeicher	86
8.5.4.3	Variantenvergleich 1a und 1b	89
9	Anhang.....	91
9.1	Abbildungsverzeichnis.....	91
9.2	Tabellenverzeichnis.....	94
9.3	Abkürzungen	95
9.4	Einheiten	97
9.5	Pläne.....	98

1 Ausgangslage

1.1 Aufgabenstellung und Zielsetzung

Der Stadtrat der Stadt Naila hatte beschlossen, einen Energienutzungsplan erstellen zu lassen. Dieser Plan, der von der Bayerischen Staatsregierung ausdrücklich empfohlen wird, soll Kommunen einen strukturierten Einstieg in die Energiewende ermöglichen, oder auch dessen Fortführung optimieren. Der Energienutzungsplan wird als Grundlage für künftige energiepolitische Entscheidungen dienen.

In einer Bestandsanalyse werden die Strukturen der Energieversorgung, der aktuelle Verbrauch und mögliche Einspar- und Erzeugungsmöglichkeiten untersucht. Als Schwerpunktthemen wird der Ausbau der Dach- und Freiflächen-PV sowie der Windkraft dargestellt. Effizienzpotenziale durch PV-Anlagen auf dem Stadtbauhof werden berechnet und für das Areal rund um die Frankenwaldstr. werden unterschiedliche Wärmeversorgungskonzepte erstellt.

1.2 Energiewende: Jetzt oder nie.

Als Bundeskanzler Olaf Scholz im Februar 2022 seine „Zeitenwende“ im Deutschen Bundestag verkündete, hatte er vermutlich nicht zuallererst das Tempo der Energiewende im Blick. Doch schon wenige Wochen nach dem russischen Überfall auf die Ukraine zeigten sich die Auswirkungen des Krieges auf den Energiesektor weltweit in dramatischer Weise. Die extreme Abhängigkeit Deutschlands von fossiler Energie aus russischen Quellen verschärfte die Situation zusätzlich. Am Ende wurden mehrere Rettungsprogramme für Unternehmen und Privathaushalte notwendig, um die Lage halbwegs zu stabilisieren, und die Energiepreise erholen sich erst langsam.

Heute wissen wir: Ein schnellerer Ausbau der Erneuerbaren Energien in den 20 Jahren zuvor hätte uns in dieser Krisensituation spürbare Erleichterung verschaffen können. Nicht allein aus diesem Grund gibt es aktuell kaum Diskussionen darüber, dass wir beim Ausbautempo deutlich zulegen müssen. Auch zur Erreichung unserer Klimaziele wird es notwendig sein, gerade die nächsten Jahre besonders effektiv zu nutzen. Bei aller momentan vorherrschenden Kritik an der Arbeit der Bundesregierung wird oft übersehen, dass die Ampelkoalition in der ersten Hälfte der Legislatur neben akuter Krisenbewältigung gerade im Energiesektor tatsächlich „geliefert“ hat. Für den schnelleren Ausbau der Erneuerbaren wurde ein Hindernis nach dem anderen aus dem Weg geräumt. Erstmals ist im EEG festgeschrieben, dass dieser Ausbau im „überragenden öffentlichen Interesse“ liegt und deshalb in der Abwägung gegenüber anderen Schutzgütern nicht mehr unter die Räder geraten darf. Die Ausbauziele wurden deutlich angehoben und bringen nun erstmals die gewünschte Klimaneutralität bis 2045 in den Bereich des Machbaren. Bis 2030 soll der Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch auf mindestens 80 Prozent steigen, schon bis 2035 zielt die Bundesregierung auf eine nahezu treibhausgasneutrale Stromerzeugung ab.

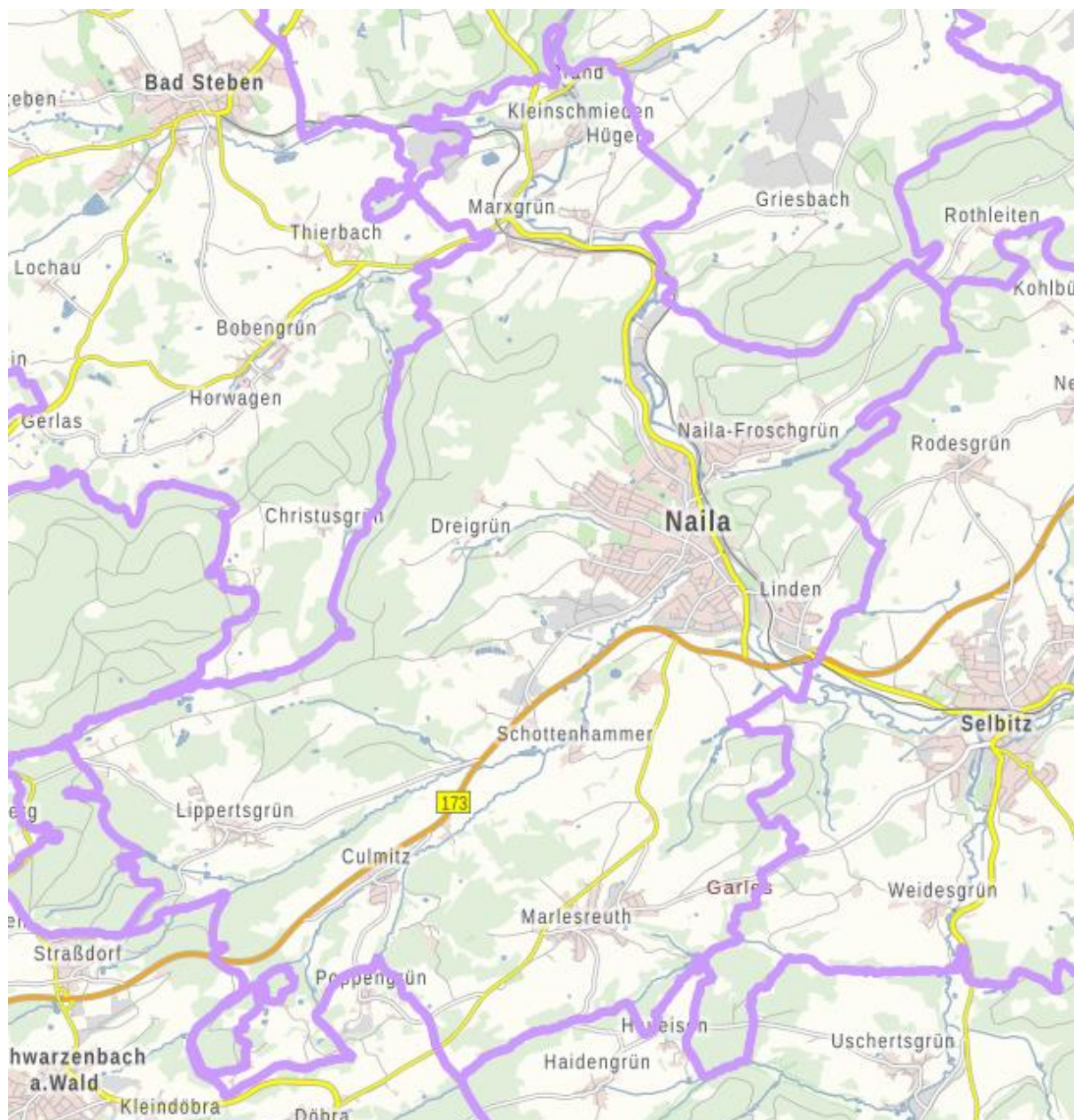
Dennoch führen uns die aktuellen Extremtemperaturen und Unwetterereignisse sehr eindringlich vor Augen, dass wir auf diesem Weg keine Zeit mehr verlieren dürfen. Die Folgen der Erderhitzung sind bereits für jeden zu spüren, der Sommer 2023 war mit großem Abstand der wärmste seit Beginn der Aufzeichnungen. Auch wenn das 1,5 Grad-Ziel kaum noch erreichbar scheint, muss klar kommuniziert werden: Im Kampf gegen den Klimawandel zählt jedes Zehntelgrad! Ohne die unmittelbare Einleitung ernsthafter politischer Maßnahmen wird die mittlere globale Temperatur bis zum Ende dieses Jahrhunderts um 3,2 Grad ansteigen. Dann wären große Teile der Welt nicht mehr bewohn- und bewirtschaftbar.

1.3 Rahmendaten

1.3.1 Beschreibung des Gebiets

Die Stadt Naila liegt im bayerischen Regierungsbezirk Oberfranken und gehört zum Landkreis Hof. Der Landkreis, sowie dessen Gemeinden, gehört zur Metropolregion Nürnberg.

Abbildung 1: Übersichtskarte Stadtgebiet Naila



Quelle: BayernAtlas

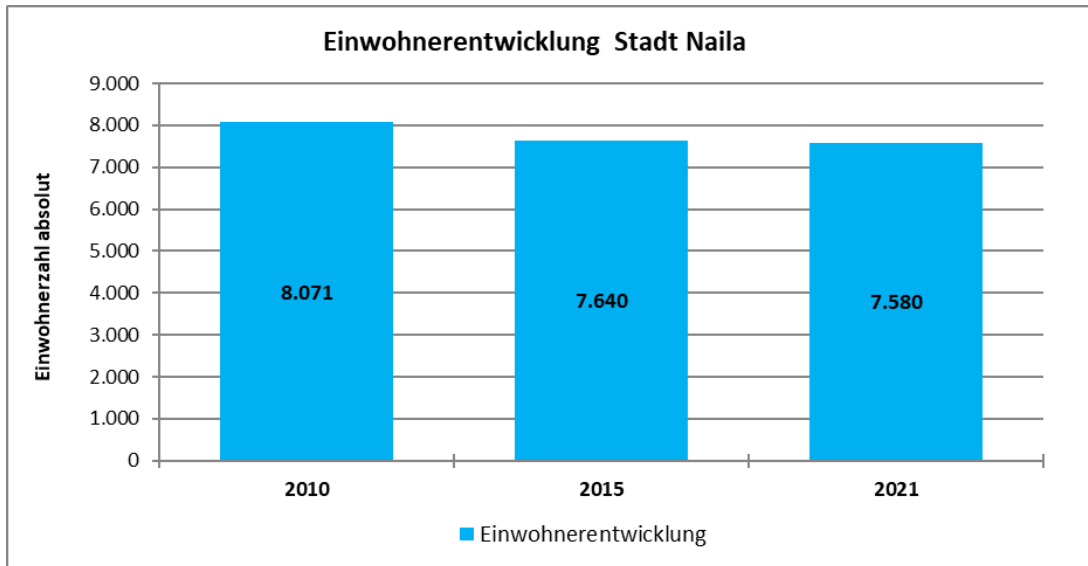
Naila liegt in der Nähe der Bundesautobahn 9 (Berlin–München) und ist über die Anschlussstelle 32 Naila/Selbitz zu erreichen. Südlich von Naila verläuft die Bundesstraße 173, die Hof im Osten mit Kronach im Westen verbindet.

Durch Naila führt die eingleisige Bahnstrecke Hof–Bad Steben. Im Nailaer Stadtgebiet liegen die Stationen Naila, Oberklingsporn und Marxgrün.

1.3.2 Demographie und demographische Entwicklung

Zum 31.12.2021 hatte die Stadt Naila 7.580 Einwohner. Die Bevölkerungsdichte beträgt 205 Einwohner pro Quadratkilometer und liegt somit über dem Durchschnitt des Landkreises Hof mit 106 EW/km² und dem bayerischen Mittel von 190 EW/km².

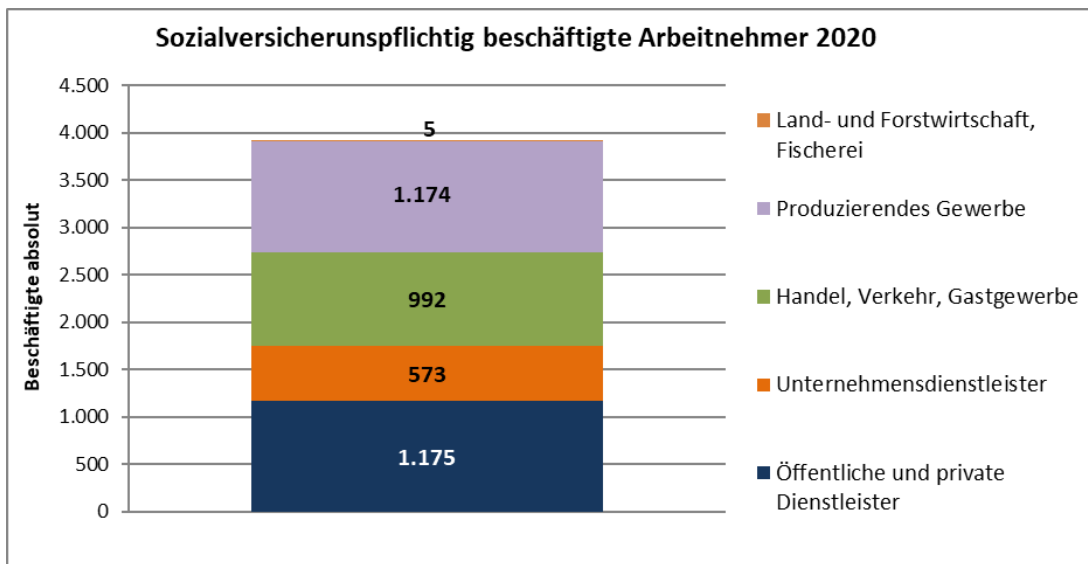
Abbildung 2: Einwohnerentwicklung 2010 bis 2021



Quelle: Eigene Darstellung auf der Grundlage von Statistik Kommunal (Bayerisches Landesamt für Statistik und Datenverarbeitung)

In den letzten elf Jahren ist die Einwohnerzahl um rund 500 zurückgegangen.

Abbildung 3: Sozialversicherungspflichtig Beschäftigte 2020



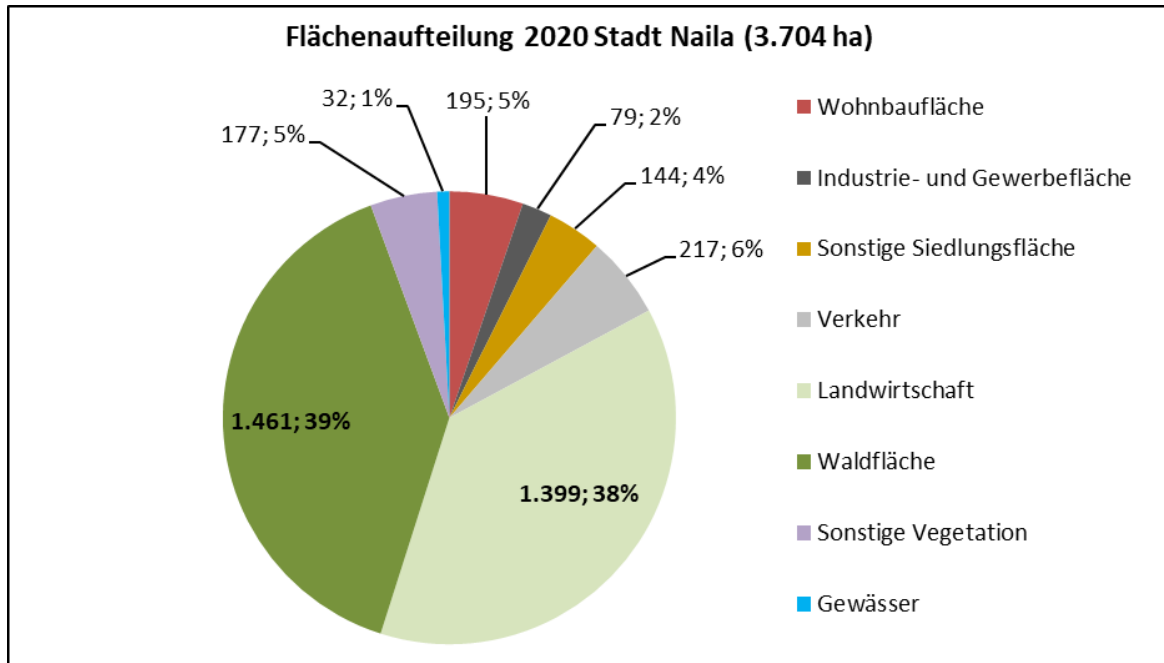
Quelle: Eigene Darstellung auf der Grundlage von Statistik Kommunal (Bayerisches Landesamt für Statistik und Datenverarbeitung)

Im Jahr 2020 gab es in Naila knapp 3.920 sozialversicherungspflichtig beschäftigte Arbeitnehmer. Hiervon ist der Großteil im produzierenden Gewerbe (1.174) und bei öffentlichen und privaten Dienstleistern (1.075) angestellt.

1.3.3 Flächennutzung

Das gesamte Stadtgebiet umfasst insgesamt 3.704 ha. Mit knapp 40 % sind die Landwirtschaftsfläche und die Waldfläche annähernd gleich groß. 11,3 % des Stadtgebietes sind Siedlungsflächen.

Abbildung 4: Flächennutzung



Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage Statistik Kommunal

Der große Anteil an Landwirtschafts- und Waldfläche bietet Potenzial zur Nutzung erneuerbarer Energien. (Plandarstellung der Flächennutzung im Anhang)

2 Energiebilanz Wärme

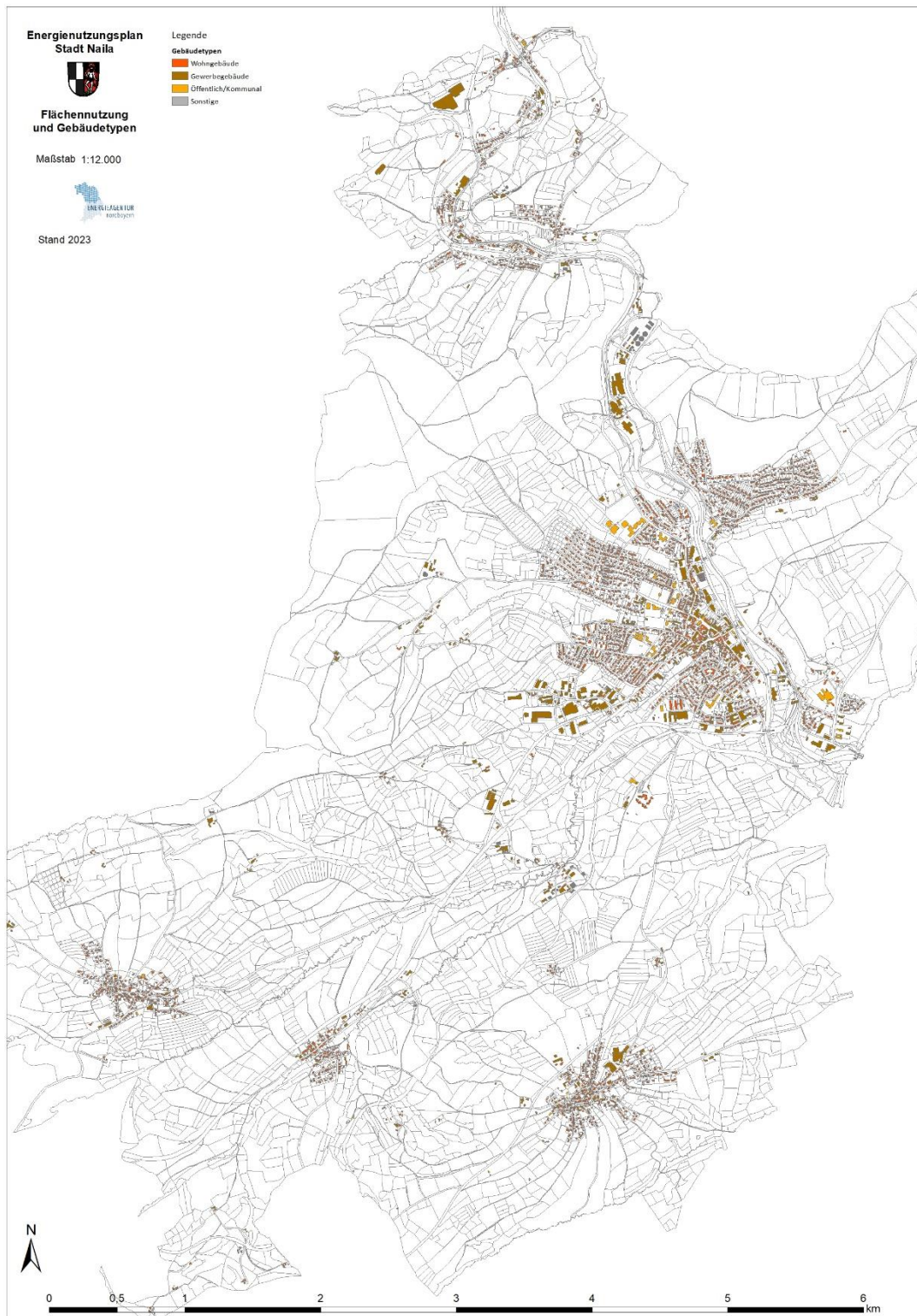
In Naila gibt es eine Erdgasversorgung durch die Licht- und Kraftwerke Helmbrechts GmbH (LuK). Die Verbrauchsdaten wurden für die Erstellung des Energienutzungsplans zur Verfügung gestellt. Die Erhebung der Wärmeerzeugung aus Erneuerbaren Energien erfolgt durch die Auswertung der Förderkennzahlen des zuständigen Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA). Im Stadtzentrum gibt es einen Wärmeverbund, betrieben durch die Biomasseheizwerk Naila GmbH.

Der gesamte Wärmebedarf für Naila wird anhand der GIS-Daten aus der Gebäudenutzung, der Gebäudegrundfläche und -höhe sowie spezifischen Energiekennwerten ermittelt. Hieraus wird in der Folge das gebäudescharfe Wärmekataster erstellt.

2.1 Gebäudenutzung

Die Gebäudenutzung wird anhand der Angaben der digitalen Flurkarte (DFK) ermittelt. Für die Stadt Naila sind 34 % Wohngebäude, 14 % Gebäude für Wirtschaft oder Gewerbe und 1 % öffentliche Gebäude angegeben. Die restlichen Gebäude sind „sonstige“ Nutzung wie Garagen und unbeheizte Hallen. Folgende Abbildung zeigt die Gebäudenutzung anhand der DFK vom Vermessungsamt:

Abbildung 5: Gebäudenutzung

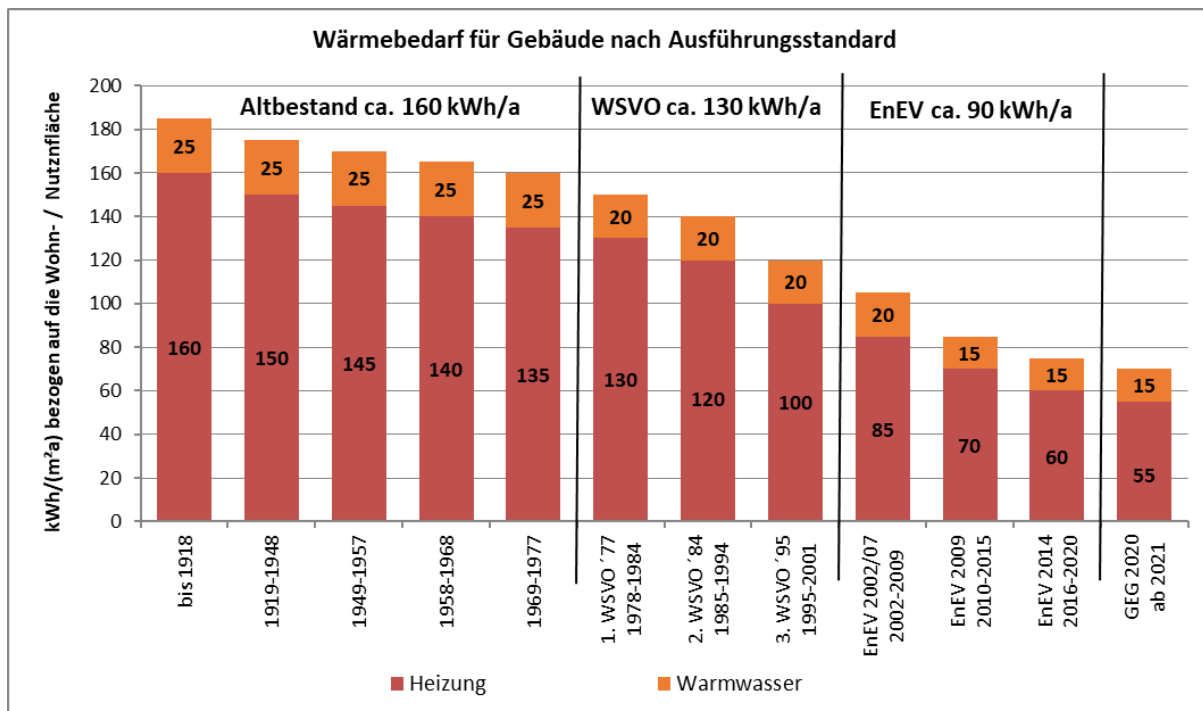


Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage DFK (Maßstabsgerechter Plan im Anhang)

2.2 Wohngebäudebestand

Für die Wohngebäude wird der Wärmebedarf anhand statistischer Daten ermittelt und in die DFK übertragen. Folgende Abbildung zeigt den statistischen Heizwärmebedarf für den Gebäudebestand nach Ausführungsstandard:

Abbildung 6: Heizwärmebedarf für Wohngebäude nach Ausführungsstandard



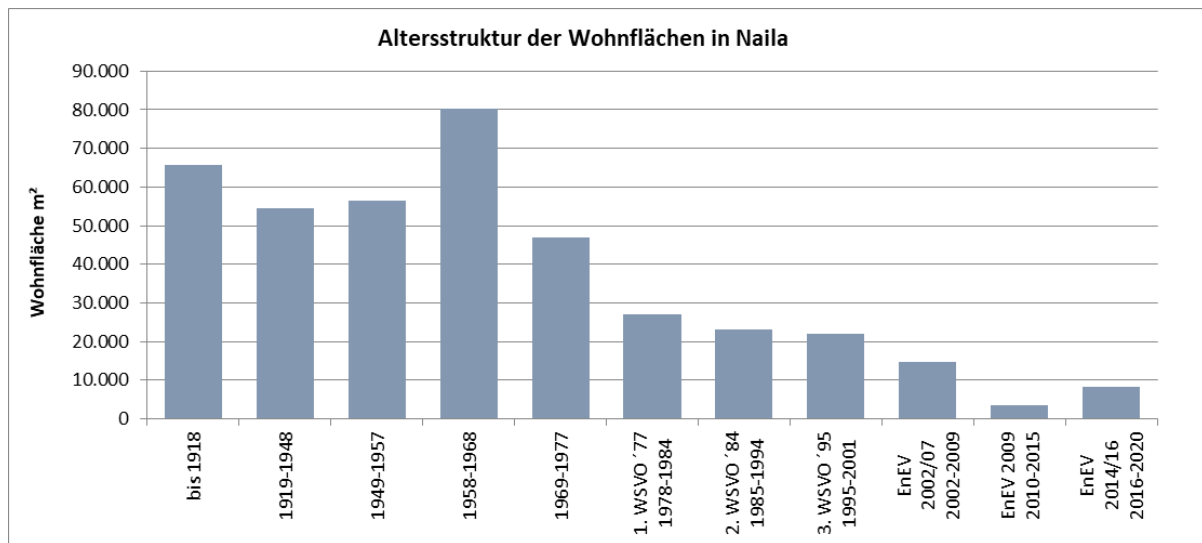
Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung auf Grundlage Institut für Wohnen und Umwelt IWU; Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung

Während frühere Dämmvorschriften allein die Verhinderung von Schäden durch Kondensatausfall in den Bauteilen im Blickfeld hatten, sollte durch die Einführung der Wärmeschutzverordnung (WSVO) 1977 zum ersten Mal der Endenergiebedarf der Gebäude gesenkt werden. Die erste und zweite WSVO definieren erstmals Wärmeschutzstandards für einzelne Bauteile. Seit der 3. WSVO von 1995 wird für Neubauten der Jahres-Heizwärmebedarf auf ca. 95 kWh/a je m² Wohnfläche begrenzt. In der Energie-Einsparverordnung (EnEV) von 2002 werden die Regelwerke für die Qualität der Gebäudehülle und der Effizienz der Anlagentechnik zusammengefasst. Die EnEV definiert demzufolge einen einzuhaltenden Jahres-Primärenergiebedarf. Eine Novellierung der EnEV im Jahr 2009 und 2014 führte zu einer weiteren Verbesserung der Energiestandards im Gebäudebereich.

Seit Nov. 2020 ersetzt das Gebäude-Energie-Gesetz (GEG) die EnEV. Hier kam es zu geringfügigen Änderungen für den Neubau und die Sanierung. Mit der GEG-Novelle 2023 wurde eine weitere Verschärfung für die Neubauanforderungen eingeführt. Die vieldiskutierte GEG-Novelle für 2024 beinhaltet Änderungen für die Gebäudebeheizung, die Anforderungen für die Gebäudehülle bleiben unverändert.

Folgende Abbildung zeigt die Bautätigkeit in Abhängigkeit der Baualtersklassen:

Abbildung 7: Altersstruktur des Wohnraums



Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage Statistik Kommunal

Ein hoher historischer Baubestand ist vorhanden. Die größte Bautätigkeit hatte dann in den 60er bis in die 70er Jahre stattgefunden. Besonders bei Gebäuden, die bis zur 3. WSVO errichtet wurden, sind durch energieeffiziente Gebäudesanierung hohe Einsparpotenziale zu realisieren.

Insgesamt gibt es im Stadtgebiet momentan 402.300 m² Wohnfläche bei 4.120 Wohneinheiten in 2.400 Wohngebäuden. Jeder Einwohner bewohnt im Durchschnitt 53 m².

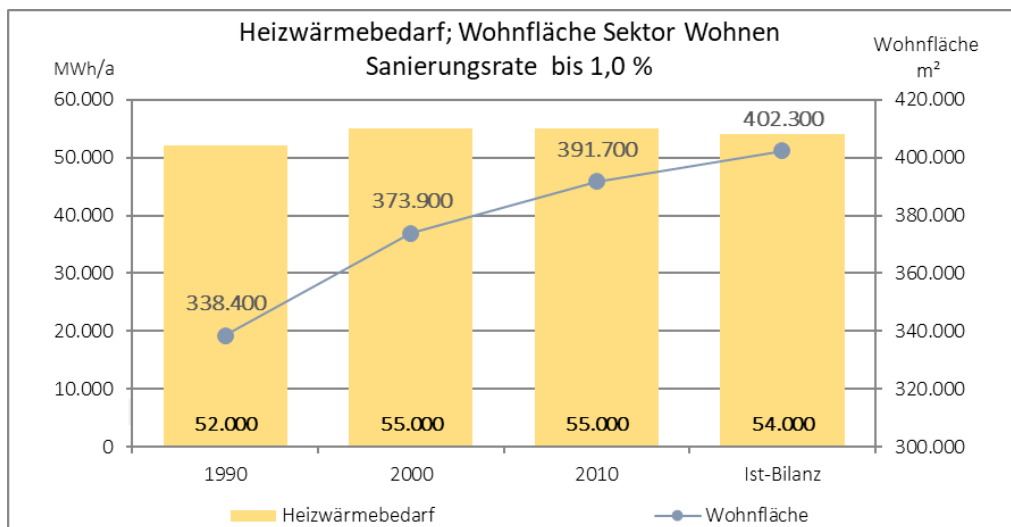
2.2.1 Wohngebäude / Heizwärme- und Endenergiebedarf

Unter Berücksichtigung aller direkten und indirekten Emissionen sind Gebäude (Wohn- und Nichtwohngebäude) derzeit für bis zu 30 Prozent der Treibhausgasemissionen (THG) in Deutschland verantwortlich. Das Bundes-Klimaschutzgesetz der Bundesregierung fordert einen nahezu klimaneutralen Gebäudebestand bis 2045¹. Das größte Einsparpotenzial liegt hierbei in der energetischen Gebäudesanierung. Die energetische Sanierungsrate liegt derzeit bei jährlich knapp einem Prozent.

Bei den folgenden Berechnungen ist zu berücksichtigen, dass von der Energiebedarfsseite ausgegangen wird. Unter Berücksichtigung des energetischen Standards des Gebäudebestandes und eines standardisierten Nutzerverhaltens wird der durchschnittliche Heizwärmebedarf der Gebäude ermittelt. Die Ergebnisse des tatsächlichen Energieverbrauchs können aufgrund von abweichenden Nutzerverhalten davon abweichen.

¹ Klimaschutzgesetz der Bundesregierung, 12.05.2021 und Klimaschutzprogramm 2030 zur Umsetzung des Klimaschutzgesetzes

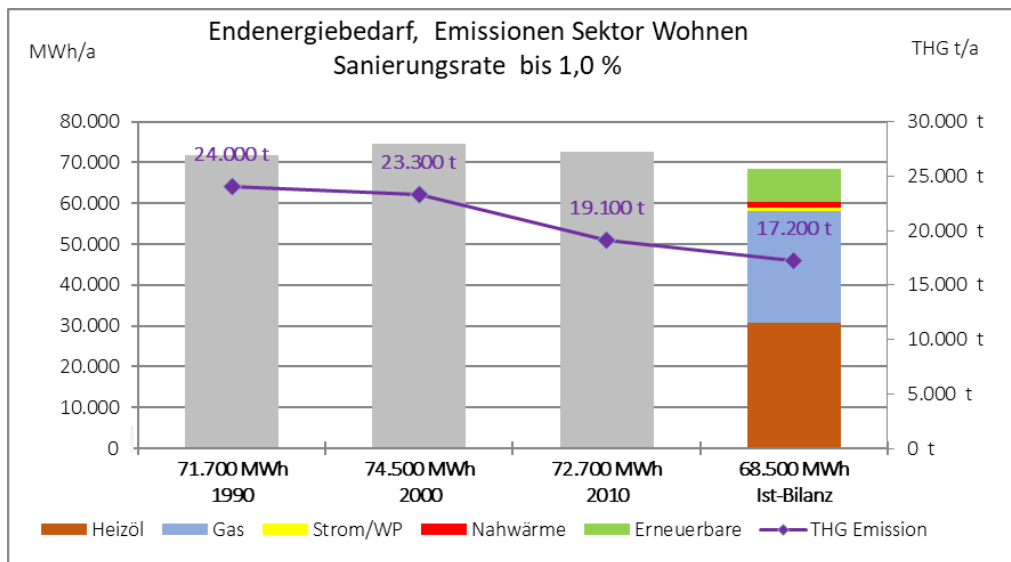
Abbildung 8: Entwicklung Wohnfläche und Heizwärmebedarf



Der Heizwärmebedarf gibt an, welche Energiemenge in Form von Wärme zum Heizen notwendig ist, um in einem Gebäude die gewünschte Innentemperatur aufrechtzuerhalten. Zwischen 1990 und 2021 steigt der Heizwärmebedarf um knapp 4 % an, dagegen ist die Wohnfläche in den letzten 31 Jahren um rund 20 % gewachsen. Diese Diskrepanz ist auf immer höhere energetische Anforderungen an den Gebäudeneubau und die gleichzeitige Gebäudesanierung zurückzuführen.

Unter Berücksichtigung des zusätzlichen Wärmebedarfs für die Trinkwassererwärmung (TWW) und der Erzeugungsverluste der Heizungsanlagen hatte sich der gesamte Endenergiebedarf wie folgt entwickelt:

Abbildung 9: Entwicklung Endenergiebedarf Wohngebäude



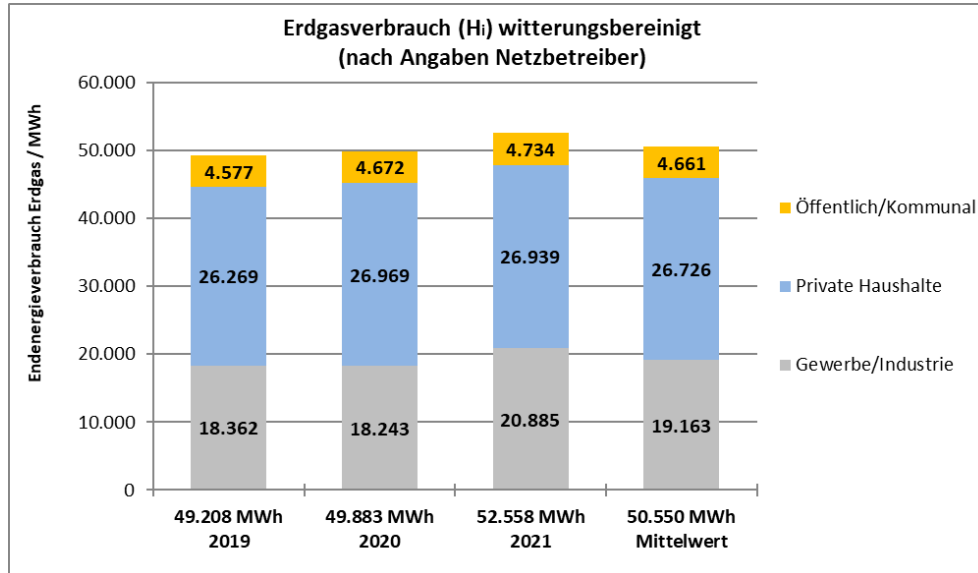
Durch die energetische Sanierung des Gebäudebestandes und die fortwährende Verbesserung der Heiztechnik wird der nötige Wärmebedarf immer effizienter erzeugt. Trotz des Wohnflächenzuwachses ist der Endenergiebedarf im Gebäudesektor seit 2000 rückläufig. Für das Jahr 2021 konnte aufgrund der Datenerhebung der aktuelle Heizwärmemix berechnet werden, der sich durch den steigenden Anteil an erneuerbarer Wärme stetig verbessert. (Siehe auch Anlagen zur regenerativen Wärmeerzeugung). Die THG-Emissionen sind mit derzeit 17.200 t jährlich im Vergleich zu 1990 um 28 % zurückgegangen. Trotzdem werden noch knapp 80 % der Wärme im Wohnbereich mit fossilen Energieträgern erzeugt.

2.3 Leitungsgebundene Wärmeerzeugung

2.3.1 Erdgasverbrauch

Durch die Licht- und Kraftwerke Helmbrechts GmbH (LuK) wurden die Verbrauchsdaten der Jahre 2019 bis 2021 zur Verfügung gestellt:

Abbildung 10: Erdgasverbrauch Naila



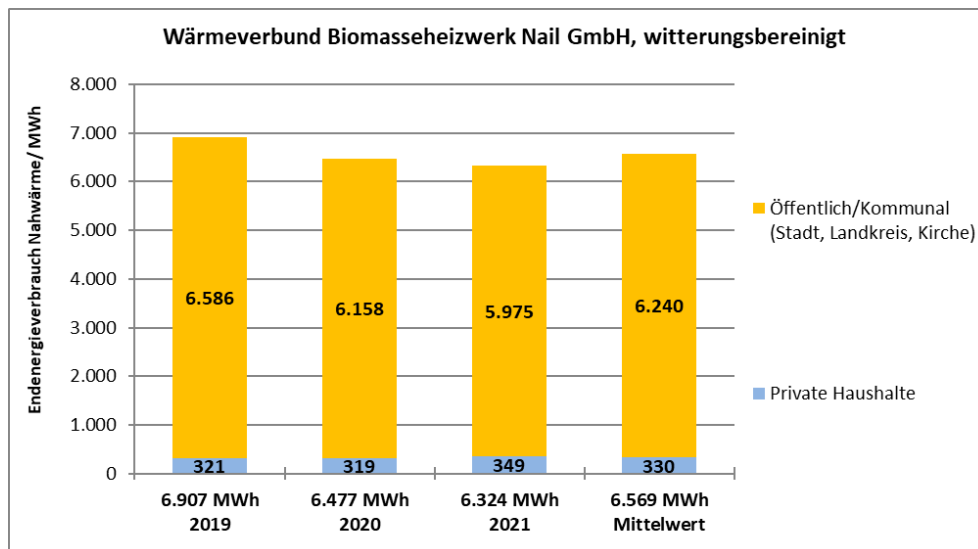
Quelle: Eigene Darstellung auf Datengrundlage LuK

Im Mittel werden jährlich ca. 61.700 MWh Erdgas verbraucht. Hiervon 53 % durch private Haushalte, 38 % durch Gewerbe/Industrie und ca. 9 % durch öffentlich/kommunale Gebäude.

2.3.2 Wärmeverbund

Im Stadtzentrum gibt es einen Wärmeverbund, betrieben durch die Biomasseheizwerk Naila GmbH. Hierdurch werden 25 Privathaushalte, und 24 öffentliche/kommunale Gebäude beheizt.

Abbildung 11: Wärmeverbund Biomasseheizwerk Naila

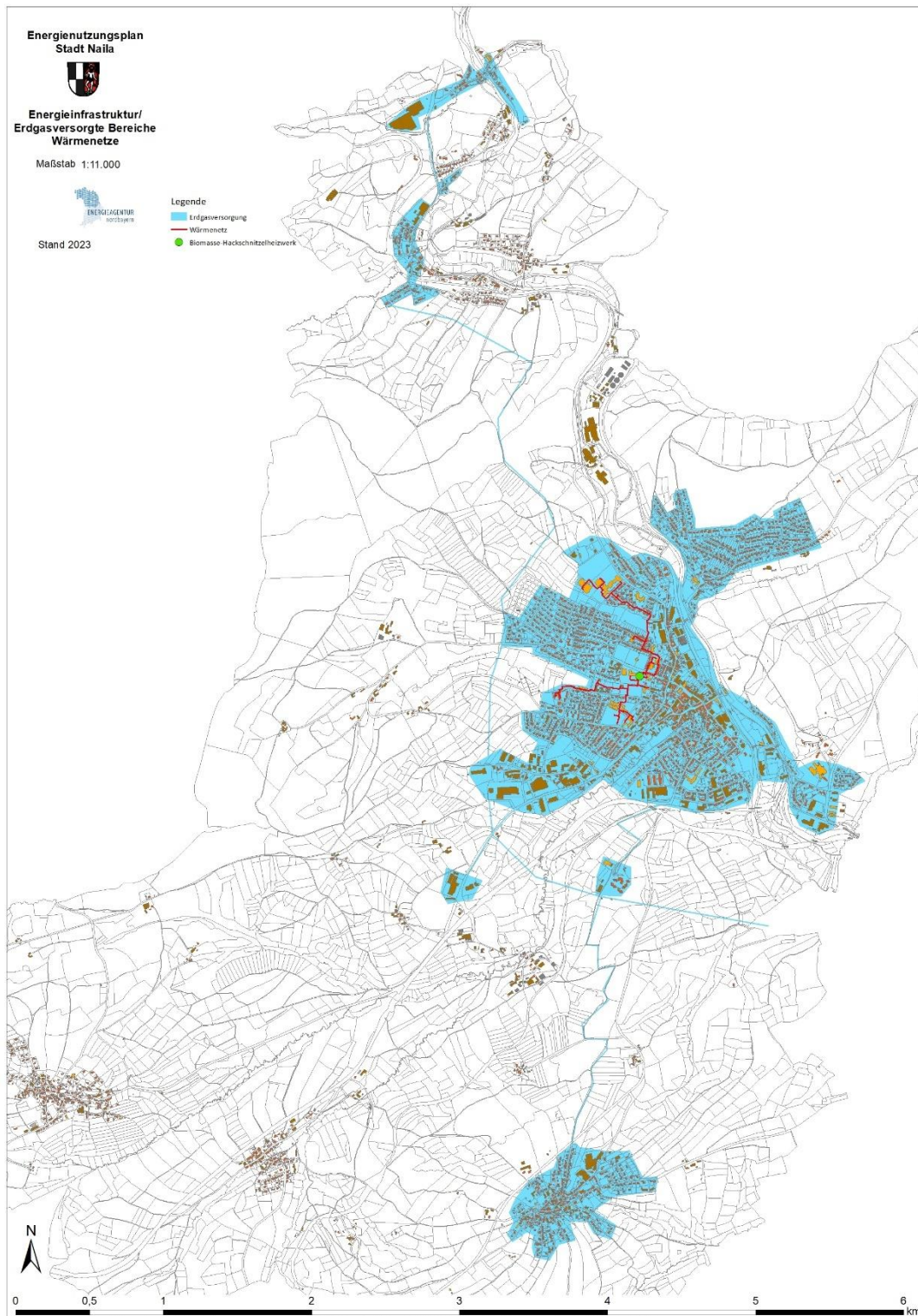


Quelle: Eigene Darstellung auf Datengrundlage Biomasseheizwerk Naila GmbH

Im Mittel werden jährlich rund 6.600 MWh Wärme bereitgestellt.

Folgende Abbildung zeigt die Energieinfrastruktur der leitungsgebundenen Wärmeversorgung in Naila:

Abbildung 12: Energieinfrastruktur leitungsgebundene Wärmeversorgung



Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage LuK und Biomasseheizwerk Naila GmbH (Maßstabsgerechter Plan im Anhang)

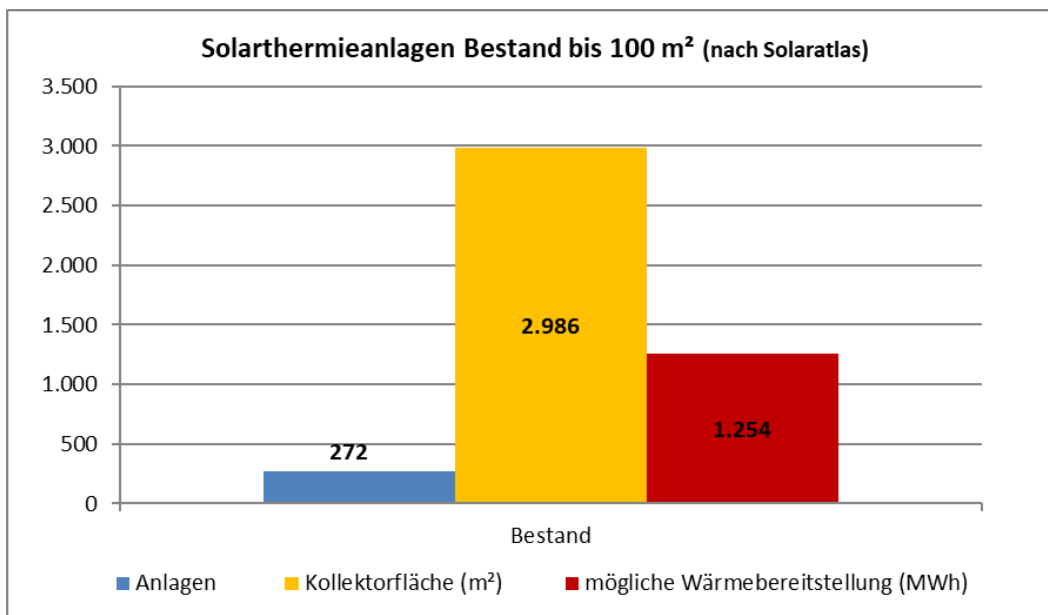
2.4 Anlagen zur regenerativen Wärmeerzeugung

Im Stadtgebiet Naila sind Solarthermieanlagen, Biomasseanlagen und Wärmepumpen zur regenerativen Wärmeerzeugung im Einsatz.

2.4.1 Solarthermie

Solarthermische Anlagen erzeugen Wärme zur Warmwassererwärmung und/oder Heizungsunterstützung. Zur Datenerhebung kann hier auf den Solaratlas zurückgegriffen werden, der seit 2001 die geförderten Solarthermieanlagen bis 40 m² Kollektorfläche abbildet.

Abbildung 13: Installierte Solarthermieanlagen



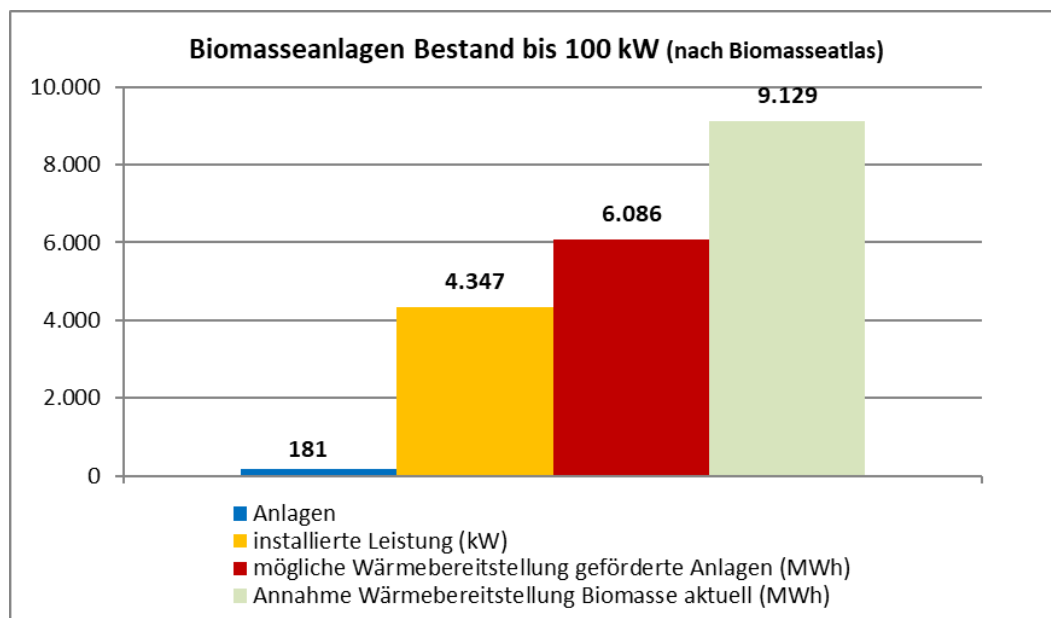
Quelle: Eigene Darstellung auf Datengrundlage Solaratlas

Im Jahr 2021 sind in Naila 272 geförderte Solarthermieanlagen mit knapp 3.000 m² Kollektorfläche installiert und erzeugen ca. 1.2500 MWh Wärme. Die durchschnittliche Anlagengröße liegt bei 11 m² Kollektorfläche.

2.4.2 Biomasse (Holz)

Biomasseanlagen zur reinen Wärmeerzeugung werden mit Scheitholz, Hackschnitzeln und Holzpellets betrieben. Zur Datenerhebung kann hier auf den Biomasseatlas zurückgegriffen werden, der aber lediglich die geförderten Biomasseanlagen bis 100 kW Nennwärmeleistung erfasst.

Abbildung 14: Geförderte Biomasseanlagen



Quelle: Eigene Darstellung auf Datengrundlage Biomasseatlas

Derzeit sind 181 geförderte Biomasseanlagen mit knapp 4.400 kW Nennleistung installiert und erzeugen ca. 6.100 MWh Wärme. Hiervon sind 53 % Pelletkessel, die 43 % der Nennleistung entsprechen.

In Anlehnung an Energiekonzepte vergleichbarer Kommunen, liegt die Wärmeerzeugung durch Biomasseanlagen durch nicht geförderte Anlagen immer höher. Für die Energiebilanz im ENP wird für Naila die 1,5-fache Wärmebereitstellung durch Biomasse angesetzt, rund 9.130 MWh/a.

2.4.3 Wärmepumpen, Oberflächennahe Geothermie

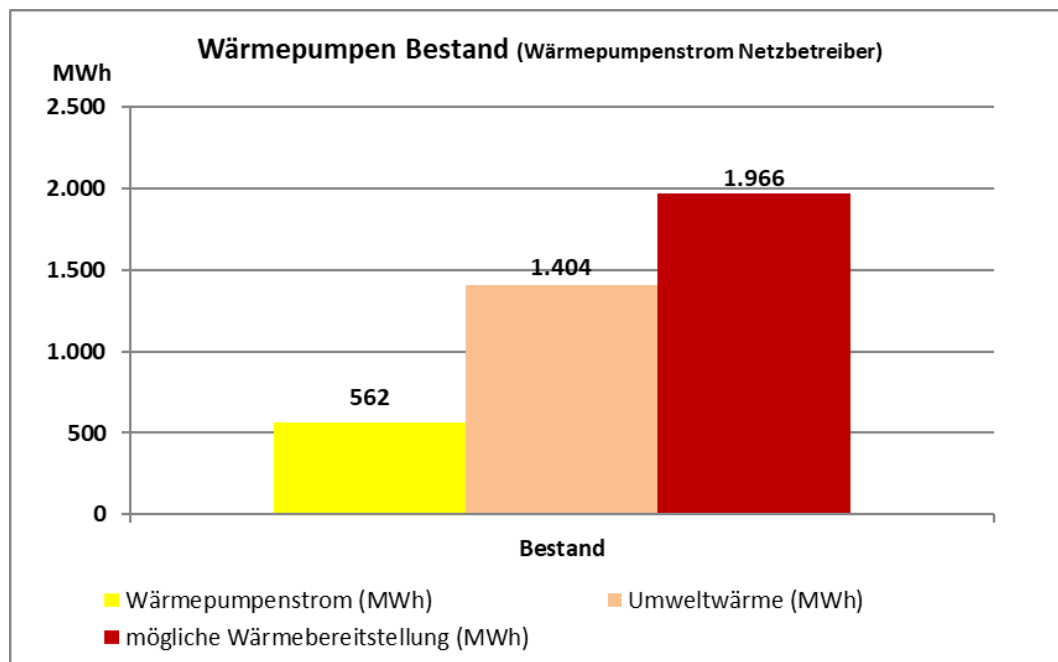
Eine Wärmepumpe erzeugt unter Aufwendung von Strom thermische Energie aus einem Reservoir mit niedrigerer Temperatur (Umgebungswärme) und hebt dies auf ein höheres Temperaturniveau (Raumwärme). Mit Wärmepumpen kann im Sommer auch gekühlt werden.

Für Wärmepumpen gibt es drei verschiedene Techniken:

- Luft-Wasser-Wärmepumpe, entzieht die Energie aus der Umgebungsluft
- Sole-Wasser-Wärmepumpe, entzieht die Energie aus der Erde über Kollektoren oder Erdwärmesonden
- Wasser-Wasser-Wärmepumpe, entzieht die Energie aus dem Grundwasser

Nach Bayernwerk Netz GmbH waren im Jahr 2020 93 Wärmepumpen in Betrieb, die 562 MWh Wärmestrom verbraucht hatten. Bei 70 % Wärmepumpennutzung (Umweltwärme) könnten dadurch in etwa 2.000 MWh nutzbare Wärme erzeugt werden.

Abbildung 15: Wärmeerzeugung durch Wärmepumpen

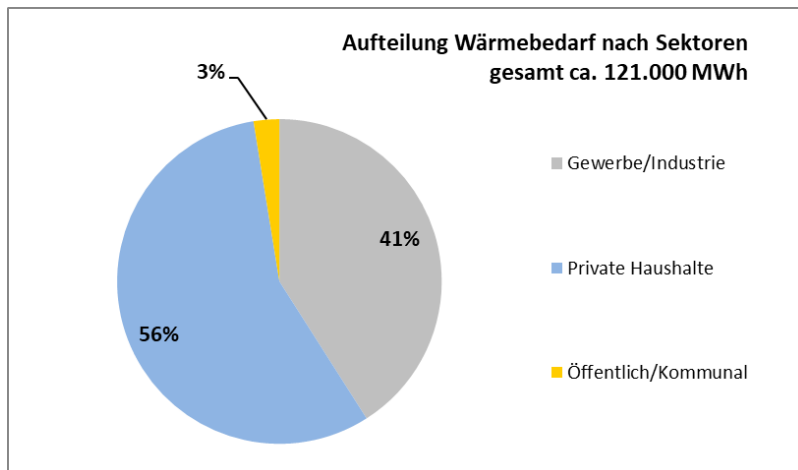


Quelle: Eigene Darstellung auf Datengrundlage Bayernwerk-Netz GmbH

2.5 Gesamter Wärmebedarf - Wärmebereitstellung

Anhand der Gebäudenutzung aus der DFK und der statistischen Daten des Wohngebäudebestandes erfolgt eine Hochrechnung auf den gesamten Gebäudebestand und Wärmebedarf im Stadtgebiet Naila.

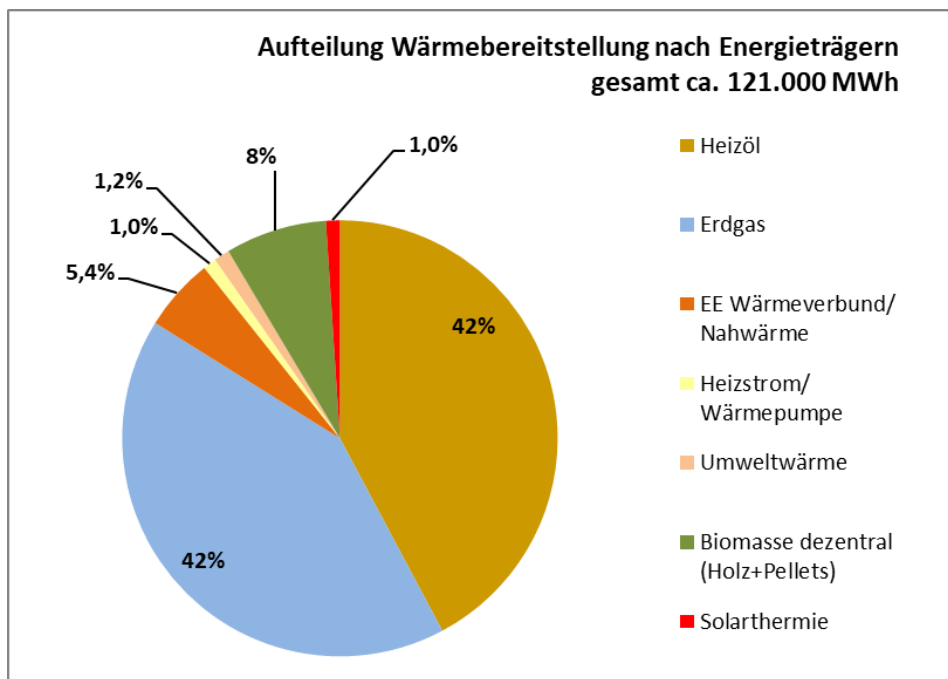
Abbildung 16: Aufteilung Wärmebedarf nach Verbrauchern gesamtes Stadtgebiet



Aktuell besteht ein gesamter, jährlicher Wärmebedarf von ca. 121.000 MWh. Die Wohngebäude haben hierbei einen Anteil von 56 %, die Nichtwohngebäude von 44 %.

Bei der Aufteilung Wärmebereitstellung sind auch die vorhandenen Anlagen zur regenerativen Wärmeerzeugung berücksichtigt:

Abbildung 17: Aufteilung Wärmebereitstellung nach Energieträgern und THG-Emissionen



Insgesamt werden aktuell noch knapp über 40 % der gesamten Wärme durch Heizöl erzeugt. Mit Erdgas haben die fossilen Energien einen Anteil von 84 % an der Wärmebereitstellung. Bei der erneuerbaren Wärmeerzeugung leistet die Biomasse aus Holz (Biomasse dezentral & EE Wärmeverbund) den mit Abstand größten Beitrag.

3 Potenzialanalyse Energieeinsparung Wärme

Im Folgenden wird ausgehend von der Wohngebäudesanierung das Einsparpotenzial für den gesamten Gebäudebestand abgeleitet.

Ausgehend von der Bestandssituation wurden zwei Gebäude-Sanierungsszenarien simuliert. Beim Szenario Trend 2045 wird lediglich von einer leicht steigenden Sanierungsrate ausgegangen, nach dem Motto „weiter so“. Der Sanierungsstandard wird in Richtung Komplettsanierung gedacht und nicht mehr nur in Einzelmaßnahmen wie z.B. Fenstertausch.

Für das Szenario Klimaschutz 2045 muss sich die Sanierungsrate auf 2,5 % verdoppeln. Das Sanierungsniveau entspricht derzeitigen Effizienzhausstandards. Diese entsprechen dem Stand der Technik und sind aufgrund der aktuellen Energiekrise und Diskussion um Energieeinsparung ein realistischer Ansatz.

3.1 Wohngebäude Sanierungspotenzial

Die Energieeinsparung im Gebäudebereich soll vor allem durch zwei Maßnahmenpakete erreicht werden²: Einerseits soll die Sanierungsrate der energetischen Sanierung von Gebäuden mindestens verdoppelt werden, andererseits muss die Wärmeerzeugung durch den Einsatz von Erneuerbaren Energien dekarbonisiert werden.

Entsprechend den Anforderungen an den Neubau steigen auch die energetischen Anforderungen bei der Gebäudesanierung. Durch weiteren technologischen Fortschritt sinken in Zukunft aber auch gleichzeitig die Baukosten für hocheffiziente Maßnahmen wie Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung und Passivhausfenster. Die Bundesregierung unterstützt zudem die energieeffiziente Gebäudesanierung durch die „Bundesförderung Energieeffiziente Gebäude“ (BEG) für Einzelmaßnahmen und Komplettsanierungen zum Effizienzhaus.

Im Rahmen des Energienutzungsplans werden folgende zwei Sanierungsszenarien bis 2045 berechnet:

- **Trend-Szenario:** Die Sanierungsrate stagniert bei 1,0 %
Sanierungsniveau in Richtung Komplettsanierung
- **Klimaschutz-Szenario:** Steigerung der Sanierungsrate auf 2,5 %
Sanierungsniveau in Richtung Effizienzhausstandard EH 85, entspricht in etwa dem aktuellen Neubaustandard

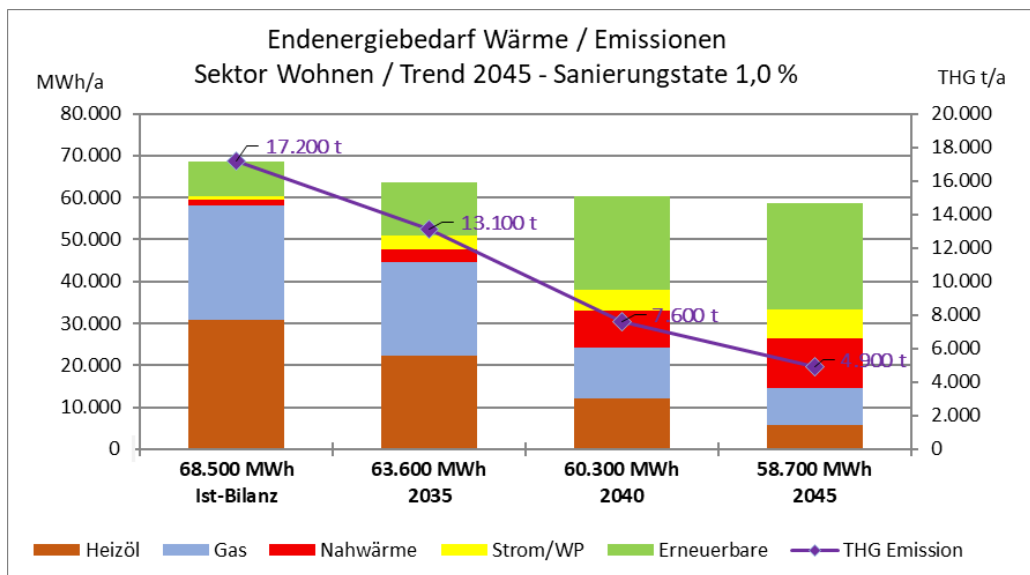
Außerdem werden unterschiedliche Entwicklungsszenarien beim Heizwärmemix berücksichtigt.

² Klimaschutzgesetz der Bundesregierung, 12.05.2021 und Klimaschutzprogramm 2030 zur Umsetzung des Klimaschutzgesetzes

- **Wohngebäudesanierung Trend-Szenario**

Im Trend-Szenario ergibt sich folgendes Reduktionspotenzial:

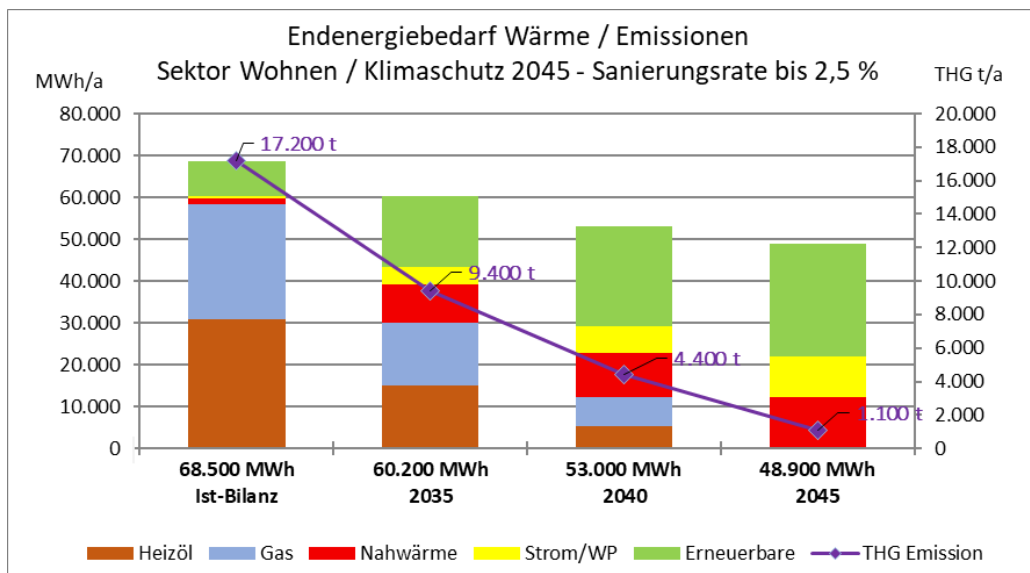
Abbildung 18: Reduktionspotenzial Endenergiebedarf Trend 2045



Der Endenergiebedarf für Heizung und TWW reduziert sich im Trend-Szenario bis 2045 um 14 %. Durch den Ausbau Erneuerbarer Energien sowie Erneuerbarer Nahwärme reduzieren sich die Treibhausgasemissionen um knapp 72 %. Der Anteil fossiler Wärmeerzeugung beträgt noch 25 %.

- **Wohngebäudesanierung Klimaschutz-Szenario**

Abbildung 19: Reduktionspotenzial Endenergiebedarf Klimaschutz 2045

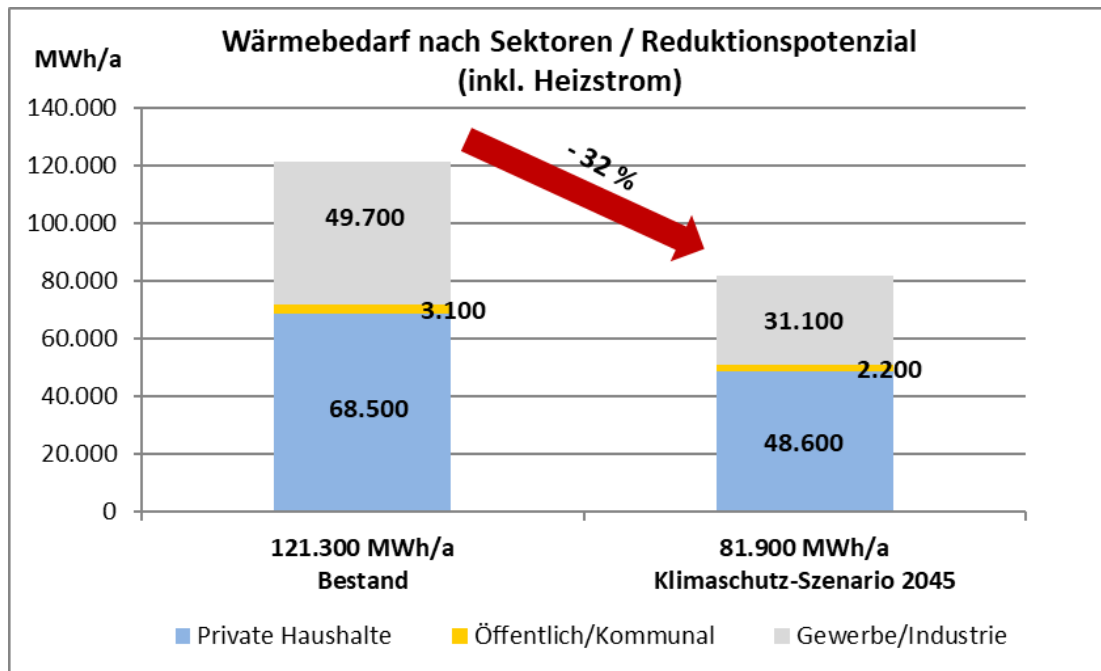


Mit den festgelegten Maßnahmen kann sich der Endenergiebedarf im Klimaschutz-Szenario knapp 30 % reduzieren. Die Emissionen sinken um 94 %. Fossile Energieträger dürfen nicht mehr eingesetzt werden, nur so ist Klimaneutralität zu erreichen.

3.2 Gesamtes Reduktionspotenzial Wärme

Überträgt man das Sanierungsszenario des Wohngebäudebestandes auf den Nichtwohngebäudebestand ergibt sich folgendes Reduktionspotenzial:

Abbildung 20: Reduktionspotenzial gesamter Wärmebedarf Klimaschutz-Szenario



Insgesamt ist im Klimaschutz-Szenario bei der Wärmeversorgung im Gebäudesektor ein Einsparpotenzial von 32 % zu erreichen.

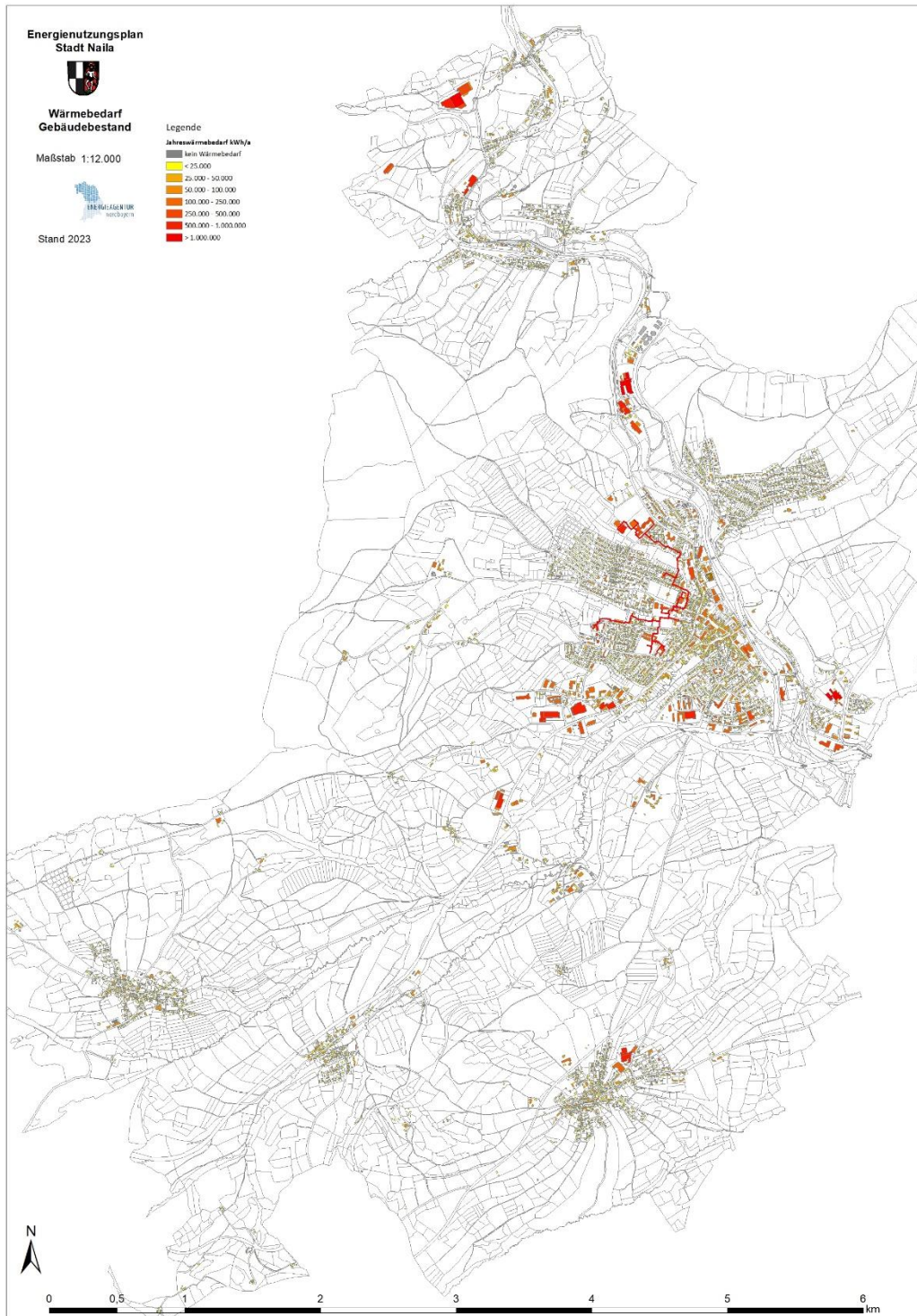
4 Gebäudescharfes Wärmekataster

Die Ergebnisse aus der Wärmebedarfsermittlung werden gebäudescharf in das GIS-System übertragen. In einem zweiten Schritt wird durch das Wärmekataster die aktuelle siedlungsbezogene Wärmebedarfsdichte dargestellt. Für das Trend- und Klimaschutzszenario wird dann eine mögliche zukünftige Wärmebedarfsdichte simuliert, um Gebiete zum Aufbau von Wärmenetzen zu ermitteln.

4.1 Jahreswärmebedarf je Gebäude im Gebäudebestand

Anhand der LoD2 Gebäudedaten wird aus der Gebäudehöhe und der Gebäudegrundfläche für jedes Gebäude eine überschlägige Nutz- bzw. Wohnfläche berechnet. Die Wohnfläche wird mit dem erhobenen statischen Wert abgeglichen. Durch die spezifischen Wärmebedarfskennwerte (kWh/m²) aus der Wohngebäudesimulation kann für jedes Gebäude ein gebäudescharfer Jahreswärmebedarf berechnet und dargestellt werden.

Abbildung 21: Jahreswärmebedarf je Gebäude

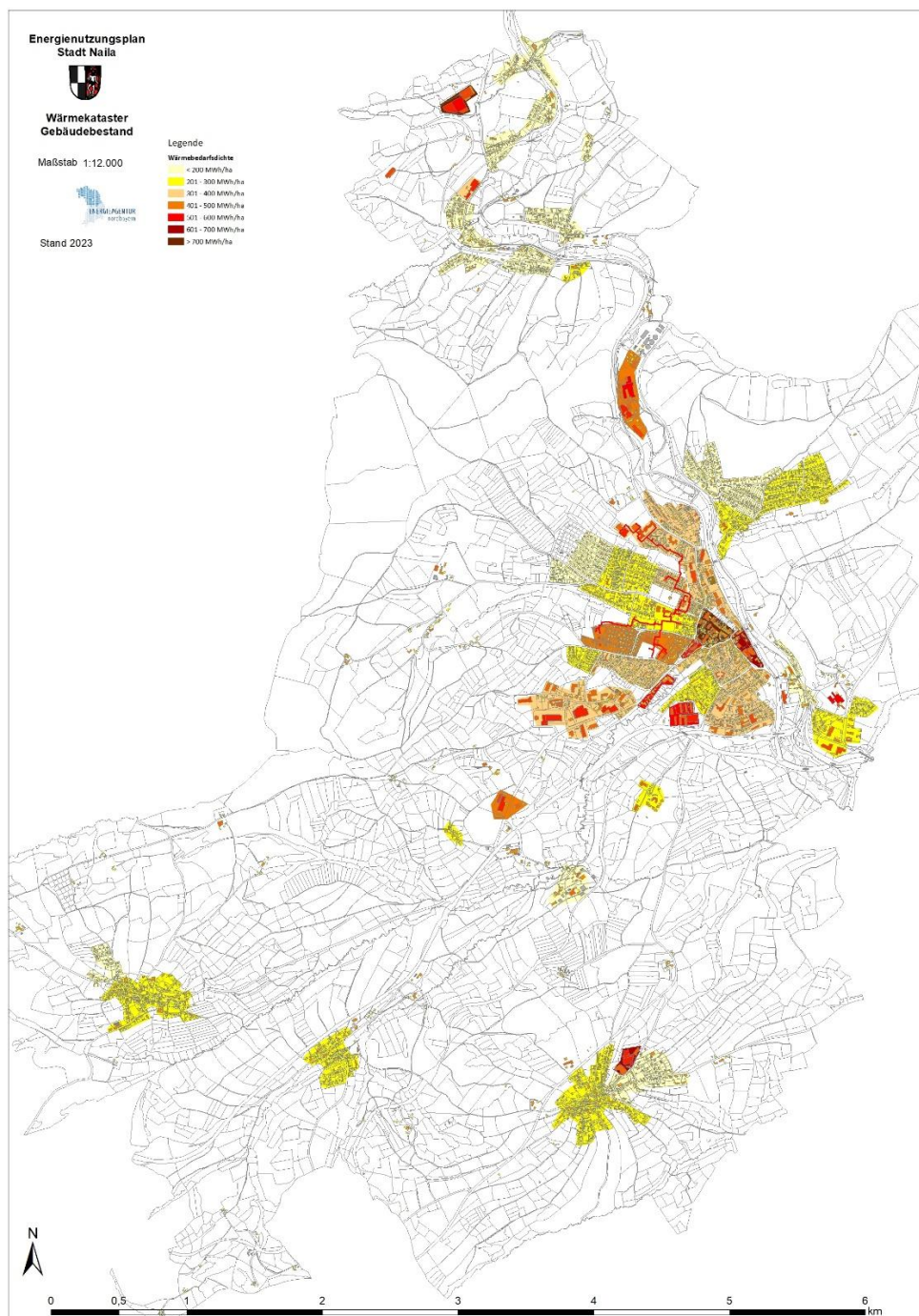


Plan maßstabsgerecht im Anhang

4.2 Wärmekataster Gebäudebestand

Ausgehend von der geografischen Situierung und Clusterung der Gebäudetypen werden möglichst einheitliche Sektoren gebildet. Das gebäudescharfe Wärmekataster zeigt je Sektor die flächenbezogene Wärmebedarfsdichte der Gebäude (MWh) in Bezug auf die Fläche in Hektar (ha). Siedlungsgebiete mit einer dichten Bebauung und größeren Gebäuden haben eine höhere Wärmebedarfsdichte als Gebiete mit Ein- und Zweifamilienhausbebauung. Sektoren mit einer höheren Wärmebedarfsdichte (über 200 MWh/ha) eignen sich grundsätzlich für zentrale Versorgung durch Wärmenetze. In Sektoren mit einer geringen Wärmebedarfsdichte (bis 200 MWh/ha) sollten dezentrale Wärmeversorgungskonzepte umgesetzt werden.

Abbildung 22: Wärmekataster Gebäudebestand

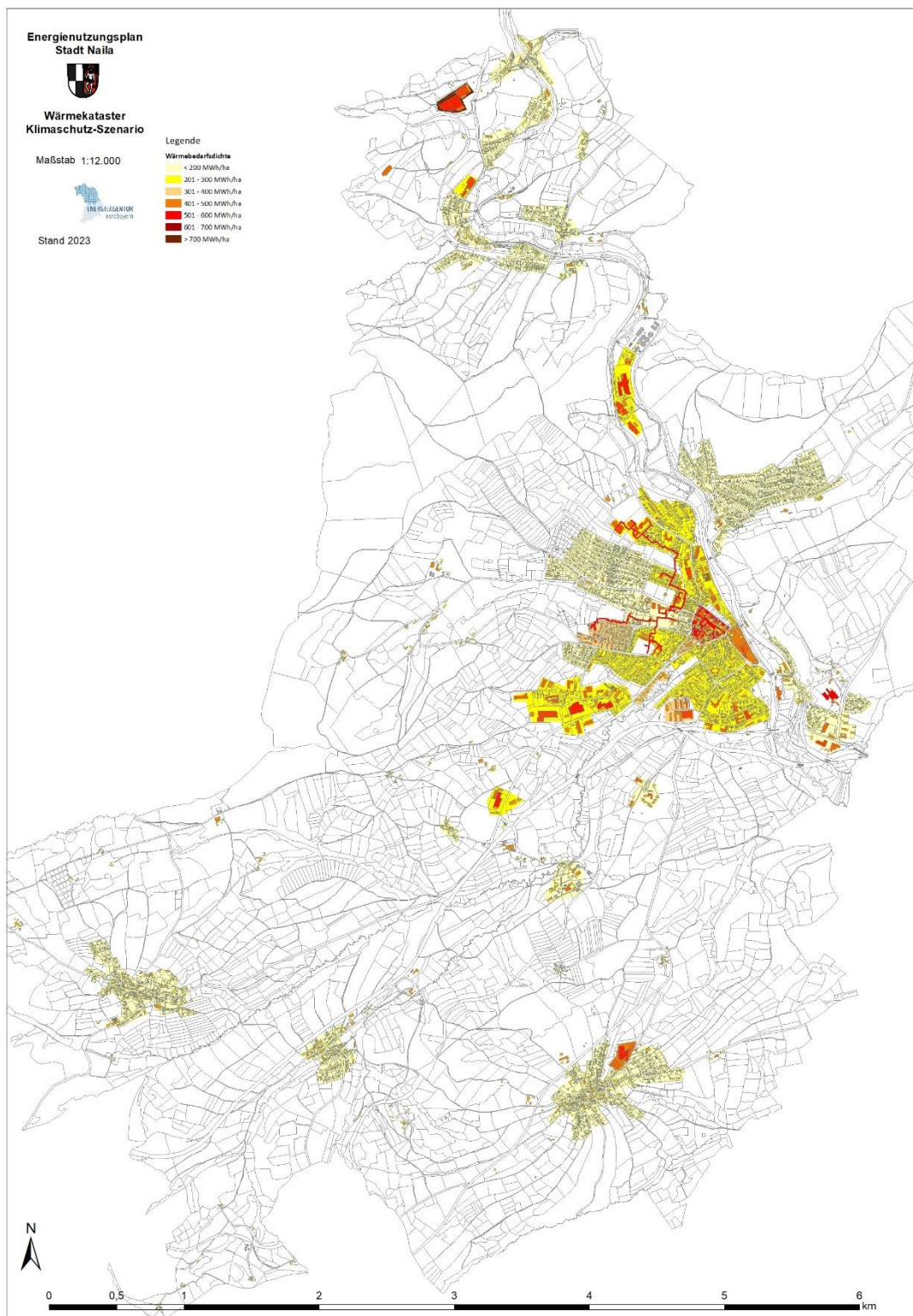


Plan maßstabsgerecht im Anhang

4.3 Wärmekataster Klimaschutz-Szenario

Die folgende Abbildung zeigt, dass im Klimaschutz-Szenario bei den weniger dicht besiedelten Sektoren, die Wärmebedarfsdichte unter 200 MWh/ha sinkt. Hier ist auch in Zukunft eine dezentrale Wärmeversorgung durch klimaneutrale Einzelheizungen zu favorisieren.

Abbildung 23: Klimaschutz-Szenario Wärmekataster



Plan maßstabsgerecht im Anhang

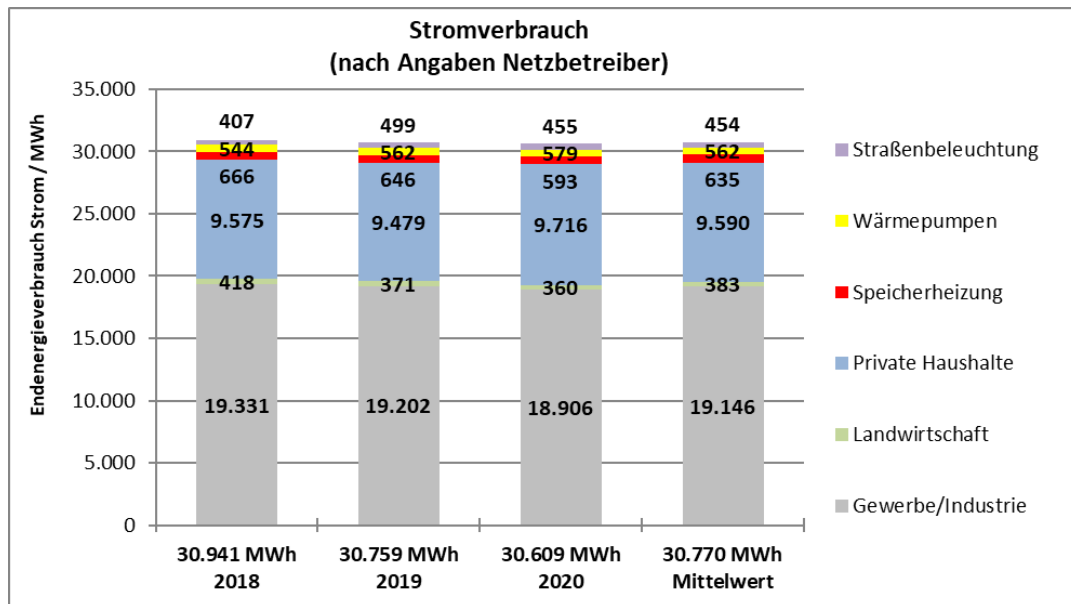
5 Energiebilanz Strom

Durch die Bayernwerk Netz GmbH wurden die Verbrauchsdaten der Jahre 2018 bis 2020 zur Verfügung gestellt.

5.1 Gesamter Stromverbrauch

In den drei Jahren hatte sich der Stromverbrauch leicht reduziert. Im Mittel werden jährlich ca. 30.770 MWh Strom im gesamten Stadtgebiet verbraucht.

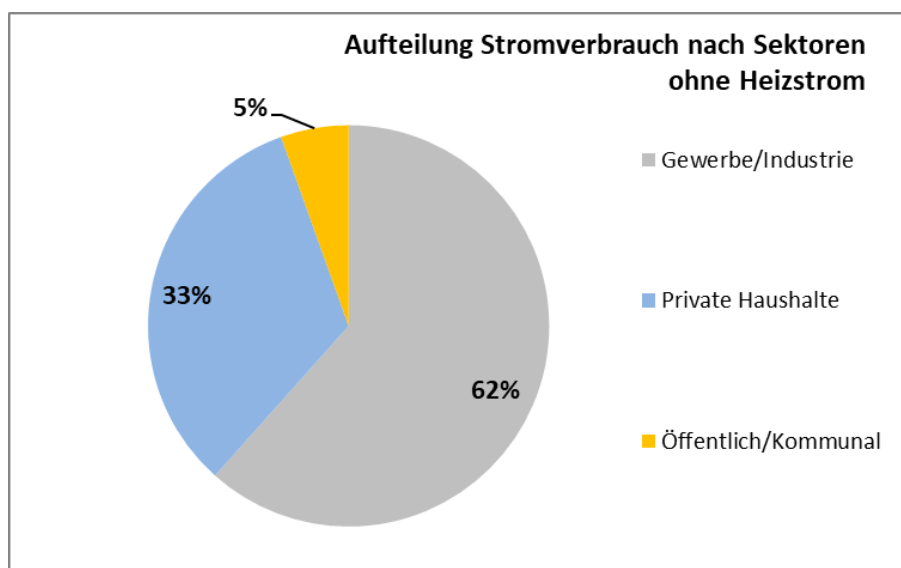
Abbildung 24: Stromverbrauch Naila



Quelle: Eigene Darstellung auf Datengrundlage Bayernwerk Netz GmbH

Die privaten Haushalte verbrauchen aktuell 1/3 des Stroms. Knapp über 60 % liegt der Verbrauch bei Gewerbe/Industrie, die öffentlichen/kommunalen Verbräuche betragen 5 %.

Abbildung 25: Stromverbrauch nach Sektoren

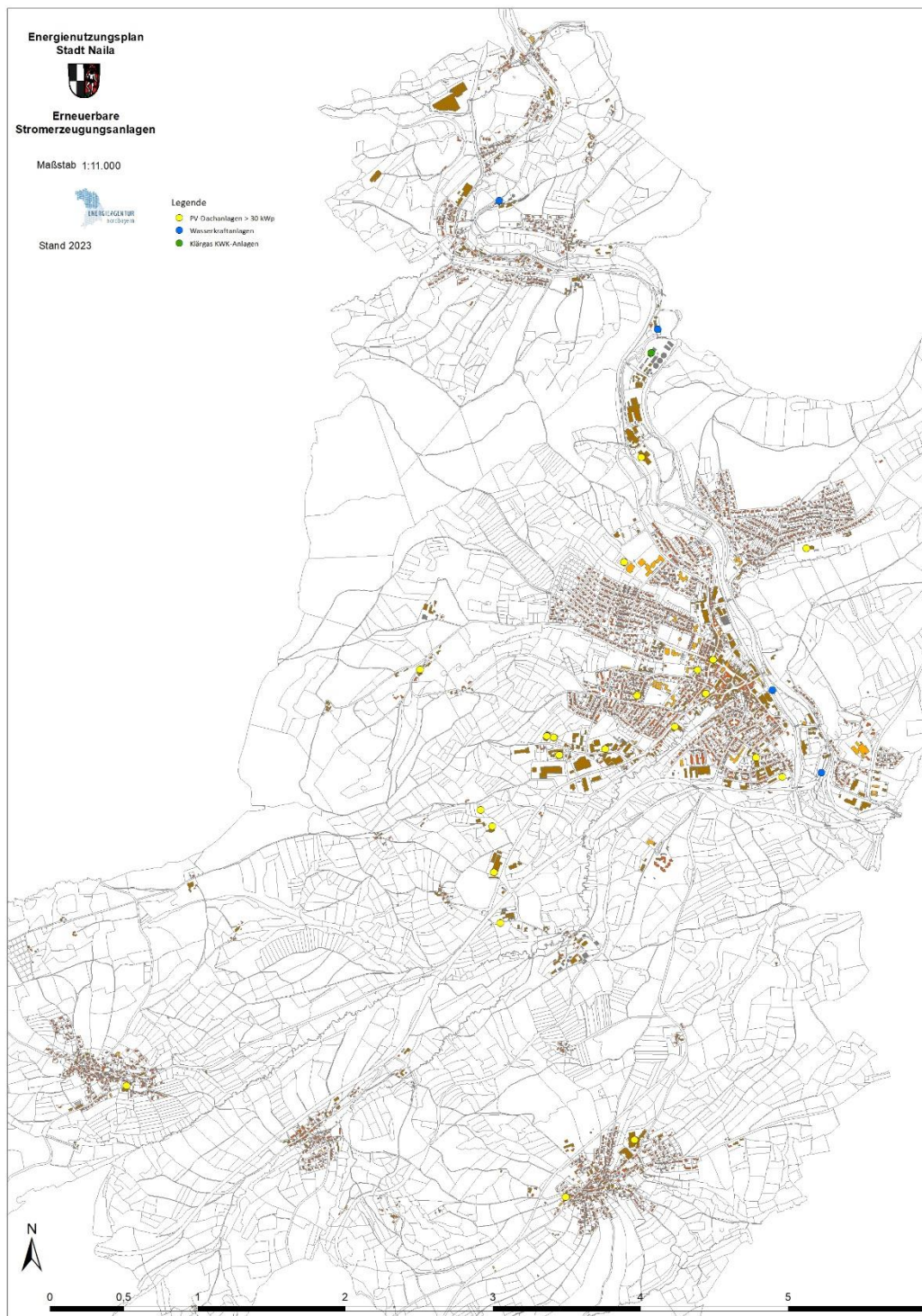


Quelle: Eigene Darstellung auf Datengrundlage N-ERGIE Netz GmbH

5.2 Anlagen zur regenerativen Stromerzeugung

Im Stadtgebiet Naila sind PV-Dachanlagen, 4 Wasserkraftanlagen und zwei Klärgas-BHKWs beim Abwasserzweckverband Selbitztal vorhanden. Folgende Abbildung zeigt die Standorte der regenerativen Stromerzeugungsanlagen. Bei den PV-Dachanlagen sind aus Datenschutzgründen Anlagen mit einer installierten Leistung ab 30 kWp abgebildet.

Abbildung 26: Erneuerbare Stromerzeugungsanlagen Bestand

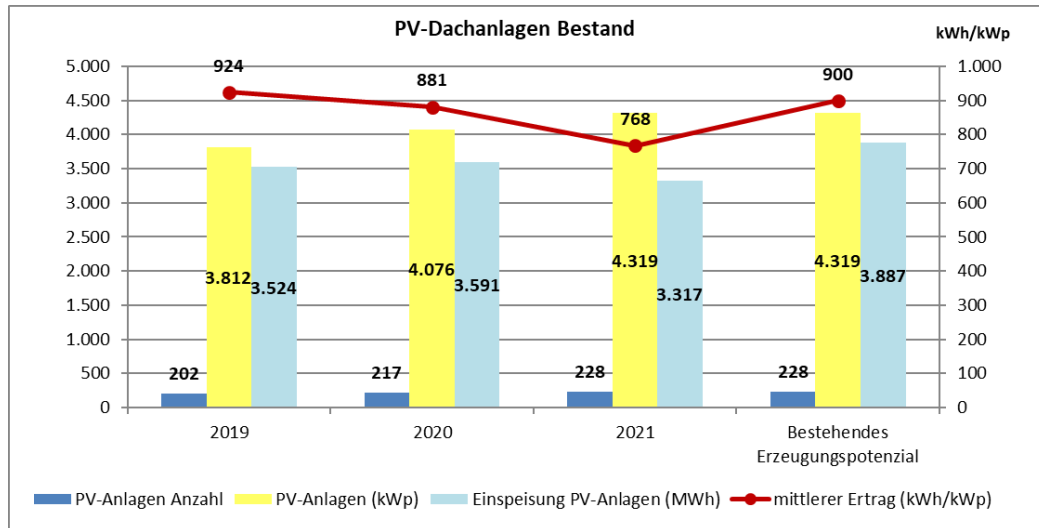


Eigene Darstellung aus Datengrundlage Energieatlas-Bayern (Plan maßstabsgerecht im Anhang)

5.2.1 Photovoltaikanlagen

Im Jahr 2021 waren in Naila insgesamt 228 PV-Dachanlagen mit 4.319 kWp verbaut und haben 3.317 MWh Strom eingespeist. Der mittlere Ertrag der PV-Anlagen variiert über die Jahre sehr stark und ist außerdem abhängig von der Inbetriebnahme größerer Anlagen und der Eigenstromnutzung.

Abbildung 27: PV-Dachanlagen



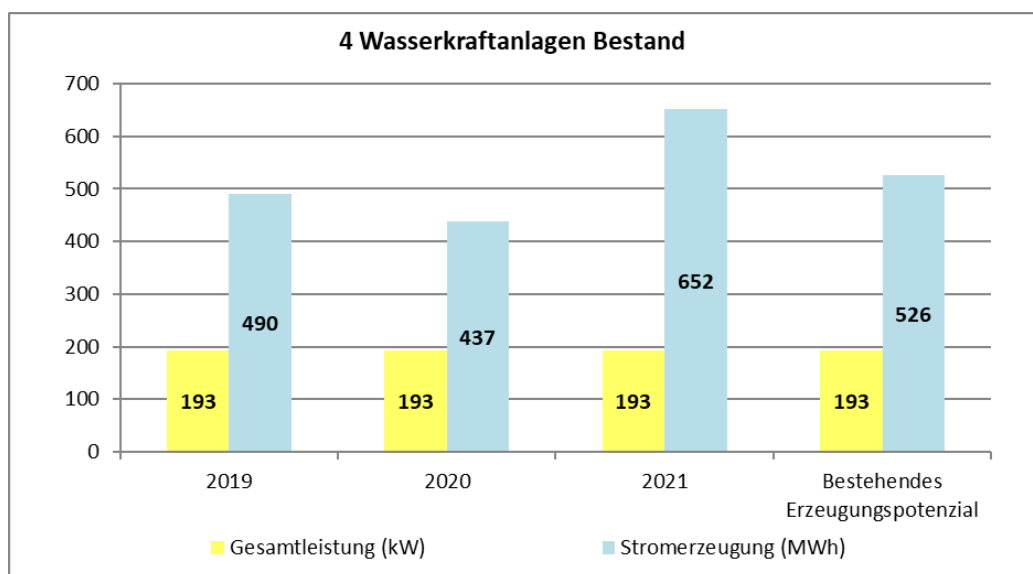
Quelle: Eigene Darstellung auf Datengrundlage Bayernwerk Netz GmbH

Bei einem durchschnittlich möglichen Ertrag von 900 kWh/kWp können diese rund 3.900 MWh/a Strom erzeugen.

5.2.2 Wasserkraft

Die vier Wasserkraftanlagen haben eine Gesamtleistung von 193 kW und erzeugen jährlich, je nach Wasserstand durchschnittlich 526 MWh Strom.

Abbildung 28: Biomasse KWK-Anlagen



Quelle: Eigene Darstellung auf Datengrundlage Bayernwerk Netz GmbH

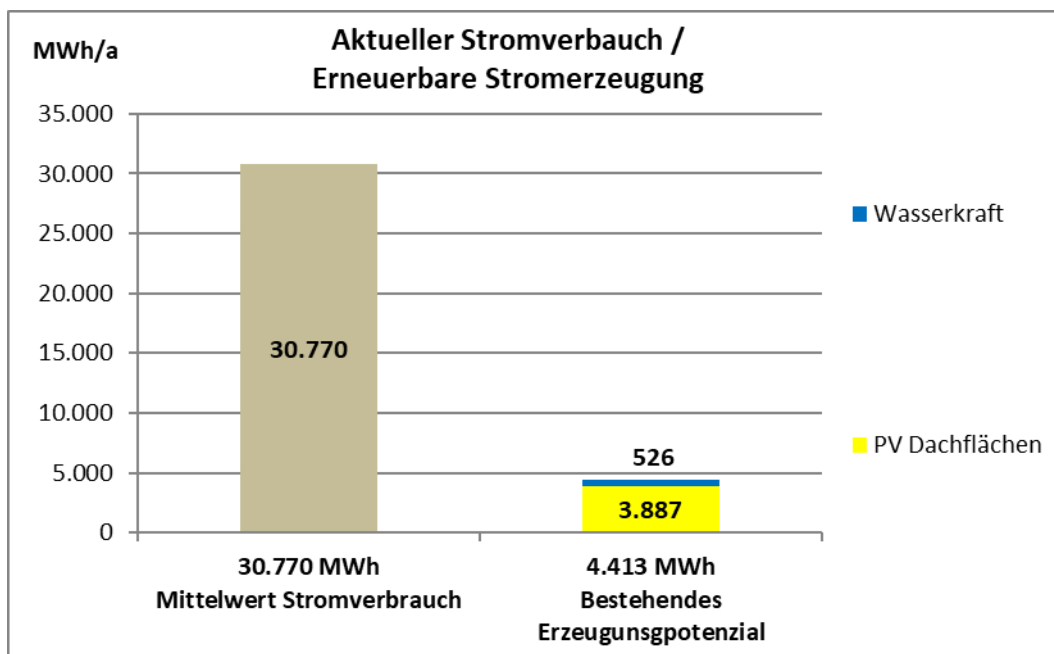
5.2.3 Biomasse (Klärgas) KWK-Anlage

Beim Abwasserzweckverband Selbitzthal sind zwei Klärgas-BHKWs mit 103 kW elektrisch und 140 kW thermisch in Betrieb. Der erzeugte Strom und die erzeugte Wärme werden in der Kläranlage selbst verbraucht. Bei der Bayernwerk Netz GmbH liegen keine Einspeisedaten vor.

5.3 Gegenüberstellung Stromverbrauch – bestehendes Stromerzeugungspotenzial

Das bestehende Stromerzeugungspotenzial aus erneuerbaren Energien beträgt in Naila rund 4.400 MWh/a. Das entspricht 14 % des mittleren Stromverbrauchs.

Abbildung 29: Stromverbrauch und Stromerzeugungspotenzial in Naila



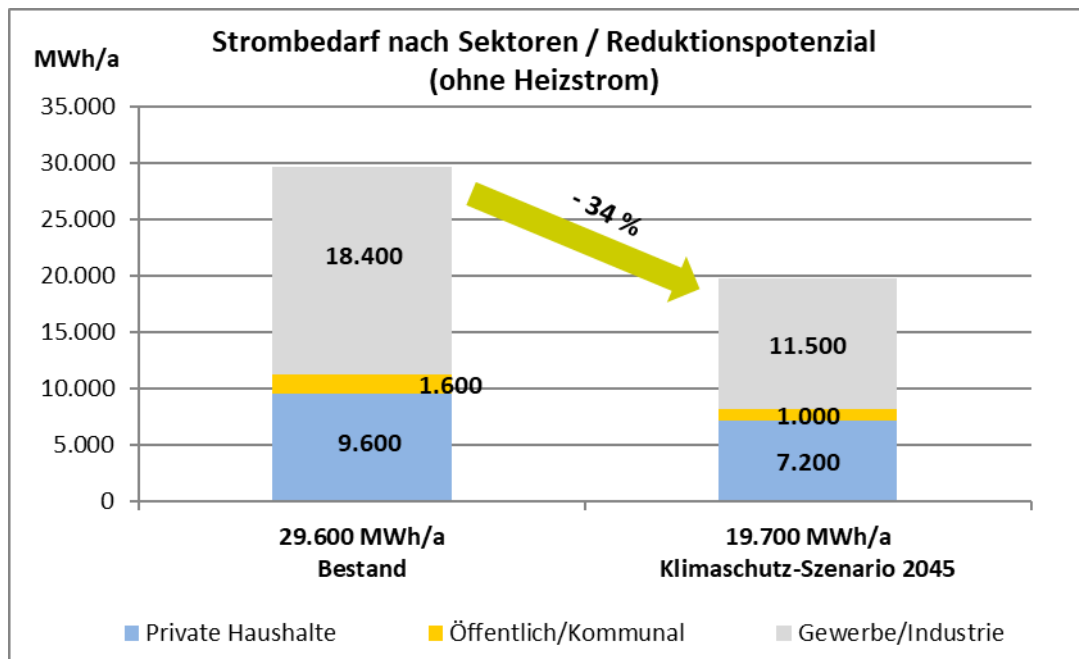
Bayernweit liegt der Anteil der erneuerbaren Stromerzeugung am gesamten Stromverbrauch bei rund 50 %.³

³ Energieatlas Bayern, Stand 01/2024

6 Potenzialanalyse Energieeinsparung Strom

Durch weitere Effizienzmaßnahmen muss sich der Allgemein-Stromverbrauch in allen Sektoren deutlich reduzieren. Dies sind insbesondere Maßnahmen bei der Beleuchtung im öffentlichen Bereich aber auch bei gewerblichen Gebäuden, in denen oft noch ineffiziente Leuchtstoffröhren verbaut sind. Auch sind bei elektrisch betriebenen industriellen Prozessen deutliche Einsparpotenziale vorhanden. Im privaten Bereich gibt es nach wie vor Einsparpotenziale durch die Umstellung auf energieeffiziente Elektrogeräte.

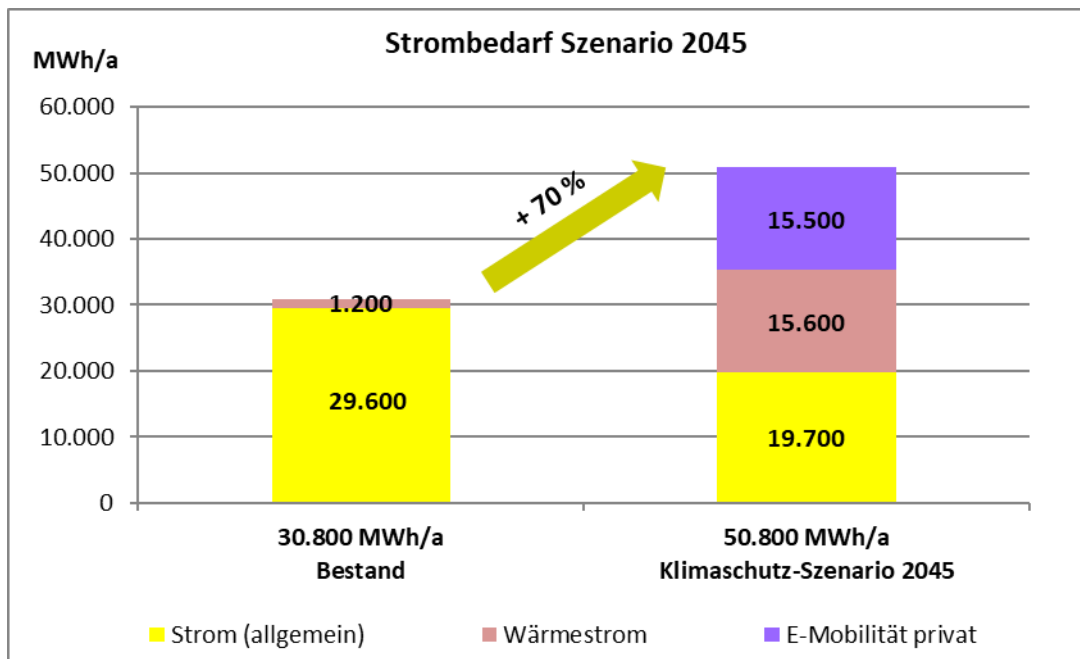
Abbildung 30: Reduktionspotenzial „Allgemeinstrom“ Klimaschutz-Szenario 2045



Im Nichtwohnbereich wird von einem jährlichen Einsparpotenzial von 1,5 % ausgegangen (Grundlage Leistungsbeschreibung ENP). Bei den privaten Haushalten ist das prognostizierte Einsparpotenzial mit 1,0 % etwas geringer. Insgesamt ist im Klimaschutz-Szenario eine Reduktion von 34 % auf 19.700 MWh/a möglich.

Beim gesamten Stromverbrauch ist durch den Ausbau der Wärmepumpen und durch die E-Mobilität von einer deutlichen Steigerung, um rund 70 % auszugehen.

Abbildung 31: Entwicklung gesamter Strombedarf Klimaschutz-Szenario 2045



Durch die für das Klimaschutz-Szenario nötige Heizungsumstellung auf Wärmepumpen wird sich der dafür nötige Wärmestrom auf über 15.000 MWh jährlich steigern.

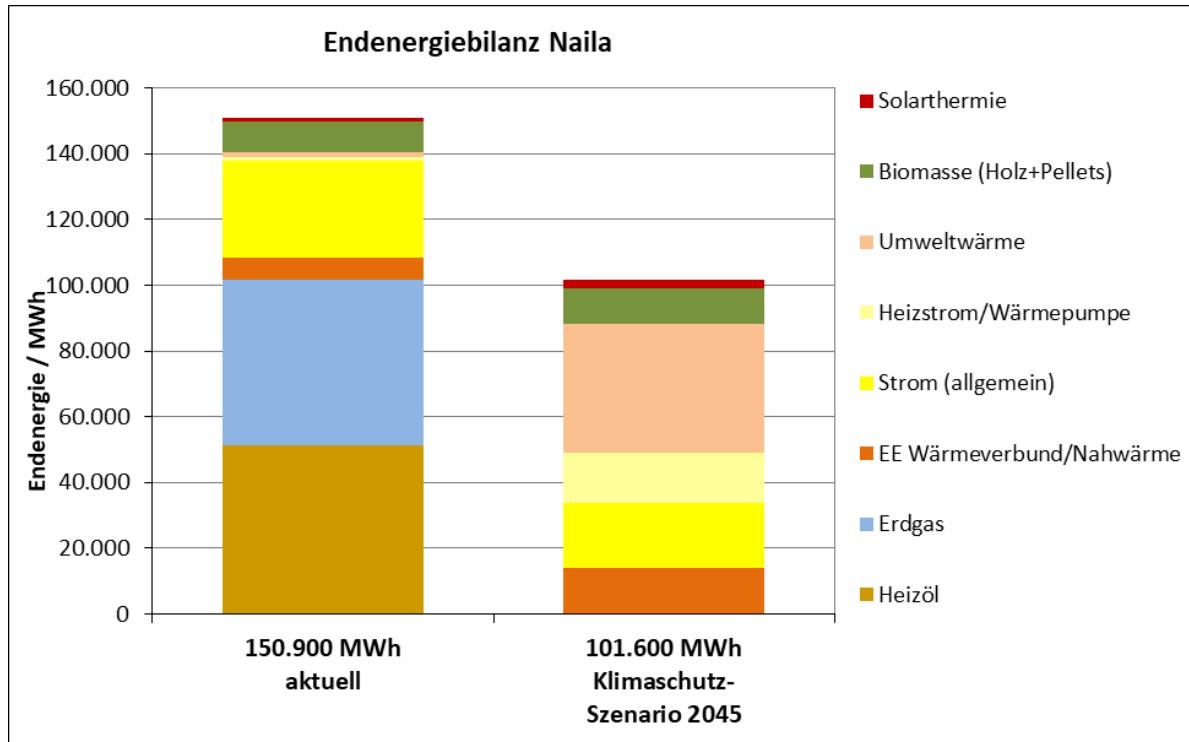
Bis spätestens 2045 soll die gesamte Fahrzeugflotte erneuerbar betrieben werden. Dies wird nach jetzigem Stand größtenteils durch E-Mobilität erfolgen. In 2045 wird hierfür ca. 15.500 MWh Strom nötig sein.

Insgesamt ist im Klimaschutz-Szenario bis 2045 mit einem jährlichen Strombedarf von 50.800 MWh auszugehen.

7 Endenergie- und Treibhausgasbilanz

Die Endenergiebilanz zeigt die Gegenüberstellung des aktuellen Endenergieverbrauchs und den Energiemix für das Klimaschutz-Szenario 2045 ohne den Sektor Verkehr:

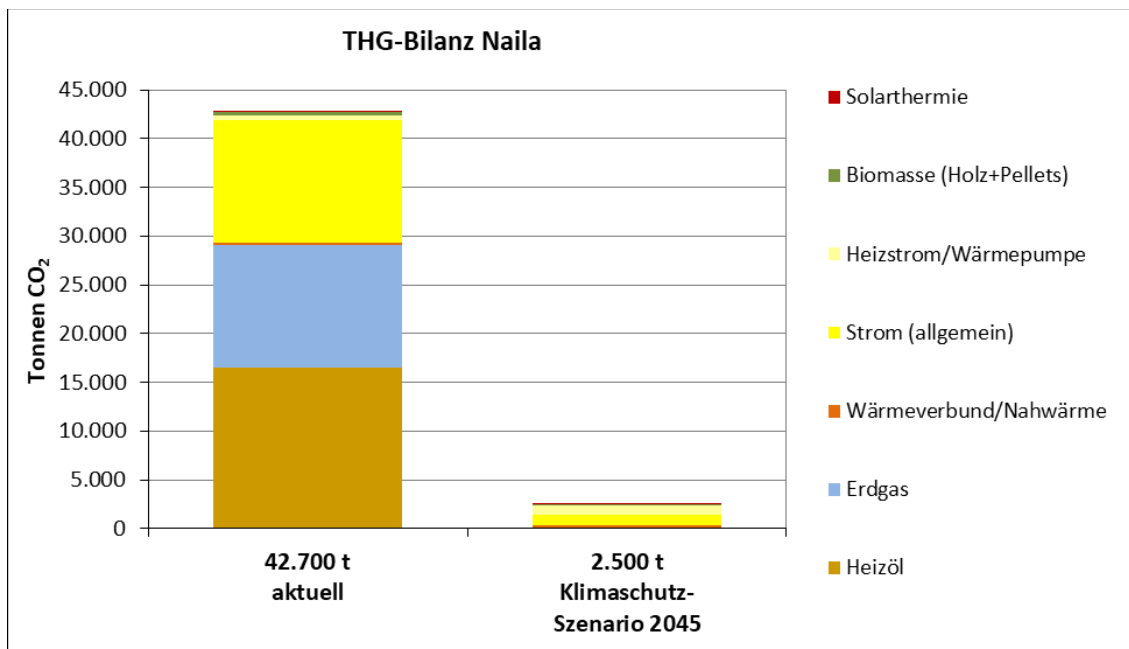
Abbildung 32: Endenergiebilanz mit Klimaschutz-Szenario 2045



Insgesamt ist im Klimaschutz-Szenario eine Reduktion von 32 % auf rund 100.000 MWh/a möglich. Fossile Energieträger dürfen nicht mehr in Verwendung sein. Nach derzeitigem Stand wird Umweltwärme mit knapp 40 % den größten Anteil am Endenergiebedarf einnehmen, gefolgt von Allgemeinstrom und zu beinahe gleichen Teilen von Nahwärme und Wärmestrom. Biomasse und Solarthermie sind Bestandteil der dezentralen erneuerbaren Wärmeversorgung.

Jedem Energieträger ist ein spezifischer Emissionsfaktor zugeordnet. In der vorliegenden Bilanzierung werden die Treibhausgasemissionen incl. Prozesskette verwendet. Aus oben dargestellter Endenergiebilanz ergibt sich folgende THG-Bilanz:

Abbildung 33: Treibhausgasbilanz mit Klimaschutz-Szenario 2045



Die gesamten THG-Emissionen betragen aktuell 42.700 Tonnen jährlich. Knapp 40 % werden hiervon durch Heizöl emittiert, gefolgt von Strom und Erdgas mit jeweils 29 %. Erneuerbare Energieträger haben jetzt schon einen sehr geringen Emissionsfaktor. Im Klimaschutz-Szenario können sich die THG-Emissionen um 94 % auf dann noch 2.500 Tonnen jährlich reduzieren. Aufgrund des kontinuierlich steigenden Anteils Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung, reduziert sich der Emissionsfaktor und somit auch die gesamten Emissionen für Strom deutlich.

Die aktuellen, personenbezogenen THG-Emissionen betragen in Naila 5,6 Tonnen je Einwohner, 6,7 % weniger als der bundesweite Durchschnitt von 6,0 t/EW. Im Klimaschutz-Szenario können sich die Emissionen auf jährlich 300 kg je Einwohner reduzieren.

8 Maßnahmen/Schwerpunktprojekte

Auf Grundlage der Datenerhebung und der bereits vorherrschenden Ideen in Naila wurden folgende Maßnahmen und Schwerpunktprojekte einer detaillierten Betrachtung unterzogen:

- Stromerzeugungspotenzial Dachflächen PV
- Stromerzeugungspotenzial Freiflächen PV
- Stromerzeugungspotenzial Windkraft
- Wärmeerzeugungspotenzial Biomasse (Holz)
- Potenzialbetrachtung fossile Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)
- Zentrale Wärmeversorgung Areal Frankenwaldstraße
- PV-Anlage mit Eigenstromnutzung für den Stadtbauhof

8.1 Potenzial Erneuerbare Stromerzeugung

8.1.1 Ausbaupotenzial Dachflächen PV und Dachflächenkataster

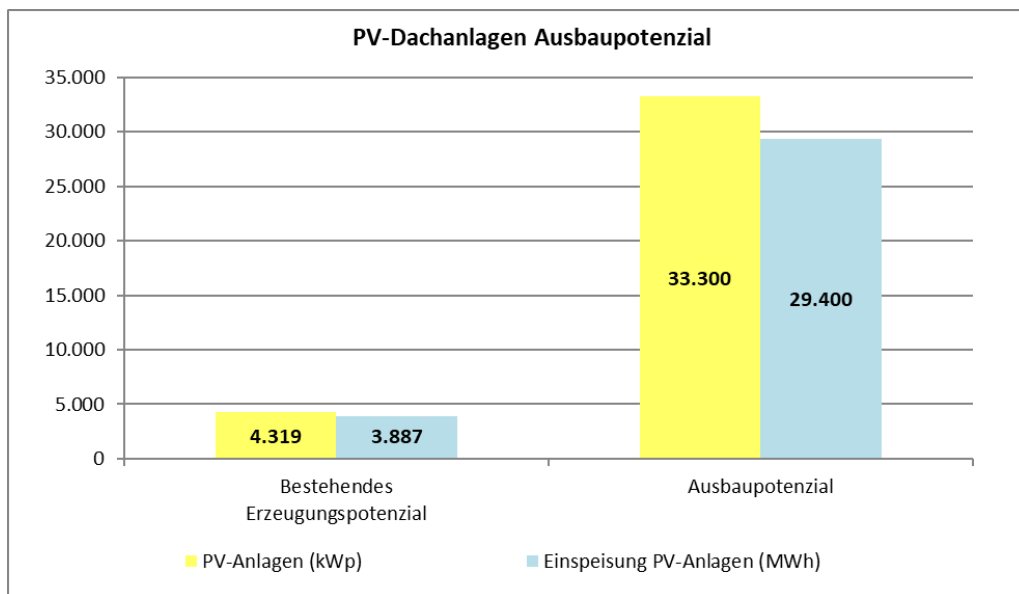
Anhand der LoD2 Gebäudedaten können in GIS die geeigneten Dachflächen (Dachneigung, Himmelsrichtung) herausgefiltert werden. Folgende Tabelle zeigt die nutzbaren Dächer über 50 m²:

Tabelle 1: Potenzial Dachflächen PV

	nutzbare Dächer ≥ 50 %	nutzbare Belegungsfläche m ²	Leistung kWp	kWh/ kWp	Stromerzeugungspotenzial MWh/a
Flachdächer	811	81.367	11.624	950	11.043
Geneigte Dächer					
Südausrichtung	3.185	72.954	10.422	950	9.901
Geneigte Dächer					
Südostausrichtung	1.722	39.026	5.575	750	4.181
Geneigte Dächer					
Südwestausrichtung	1.871	39.790	5.684	750	4.263
gesamt	7.589	233.137	33.305		29.388

Bei den Flachdächern ist eine nutzbare Belegungsfläche von 50 % und bei den geneigten Dächern ist eine nutzbare Belegungsfläche von 60 % berücksichtigt. Bei einem Flächenbedarf von ca. 7 m² je kWp ergibt sich insgesamt ein PV-Potenzial von 33.300 kWp. Je nach Dachausrichtung wird ein mittlerer Erzeugungsertrag (kWh/kWp) angesetzt und ergibt ein gesamtes Stromerzeugungspotenzial von ca. 29.400 MWh/a.

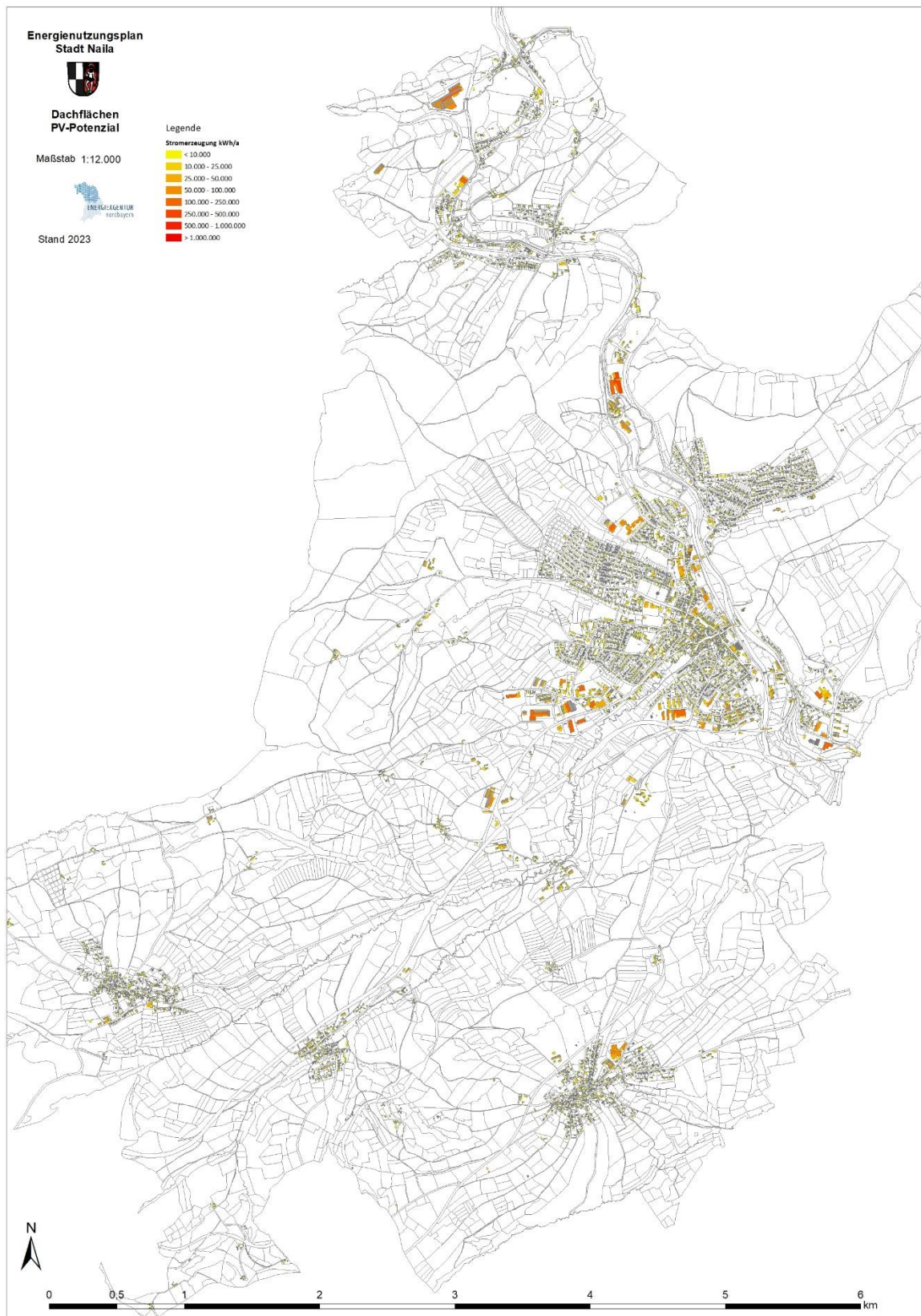
Abbildung 34: Ausbaupotenzial Dachflächen PV



Gegenüber dem Ist-Zustand entspricht dies einer Steigerung in etwa um das 8-Fache.

Die folgende Abbildung zeigt das Dachflächenkatasster mit dem möglichen Stromerzeugungspotenzial je Dachfläche:

Abbildung 35: PV-Dachflächenkatasster



Plan maßstabsgerecht im Anhang

8.1.2 Ausbaupotenzial Freiflächen PV

Aktuell sind im Stadtgebiet Naila noch keine Freiflächen PV-Anlagen vorhanden. Mit der EEG-Novelle 2023 wurde der potenziell vergütungsfähige Bereich entlang von Autobahnen und Schiene von 200 m Breite auf 500 m Breite erweitert. Anlagen in einem 200 m breiten Streifen beidseits von Autobahnen und **mehrgleisigen Bahnstrecken** sind privilegierte Bauvorhaben. Dies ist in Naila nicht der Fall, die Bahnstrecke ist eingleisig.

PV-Freiflächenförderung auf landwirtschaftlich benachteiligten Gebieten

In Bayern können Photovoltaik-Freiflächenanlagen über 1 MWp und bis maximal 20 MWp in "landwirtschaftlich benachteiligten Gebieten" eine Förderung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) erhalten. Hierzu gehörten auch die landwirtschaftlichen Flächen in Naila. Die Landwirtschaftsflächen haben mit 1.399 ha einen Anteil von 38 % am gesamten Stadtgebiet.

Um die Förderung nach EEG zu erhalten, müssen die PV-Projekte erfolgreich an den EEG-Ausschreibungen der Bundesnetzagentur teilnehmen. Jährlich dürfen in Bayern maximal 200 dieser PV-Projekte gefördert werden, ausgeschlossen sind zudem Flächen, die als Natura 2000-Gebiet festgesetzt oder Teil eines Biotops im Sinne des Bundesnaturschutzgesetzes sind. So wird ein zu starker Flächenverbrauch vermieden und eine Balance zwischen landwirtschaftlicher Bewirtschaftung, naturschutzfachlichen Belangen auf diesen landwirtschaftlichen Nutzflächen und PV-Nutzung gewahrt.

Agri-Photovoltaik (Agri-PV)

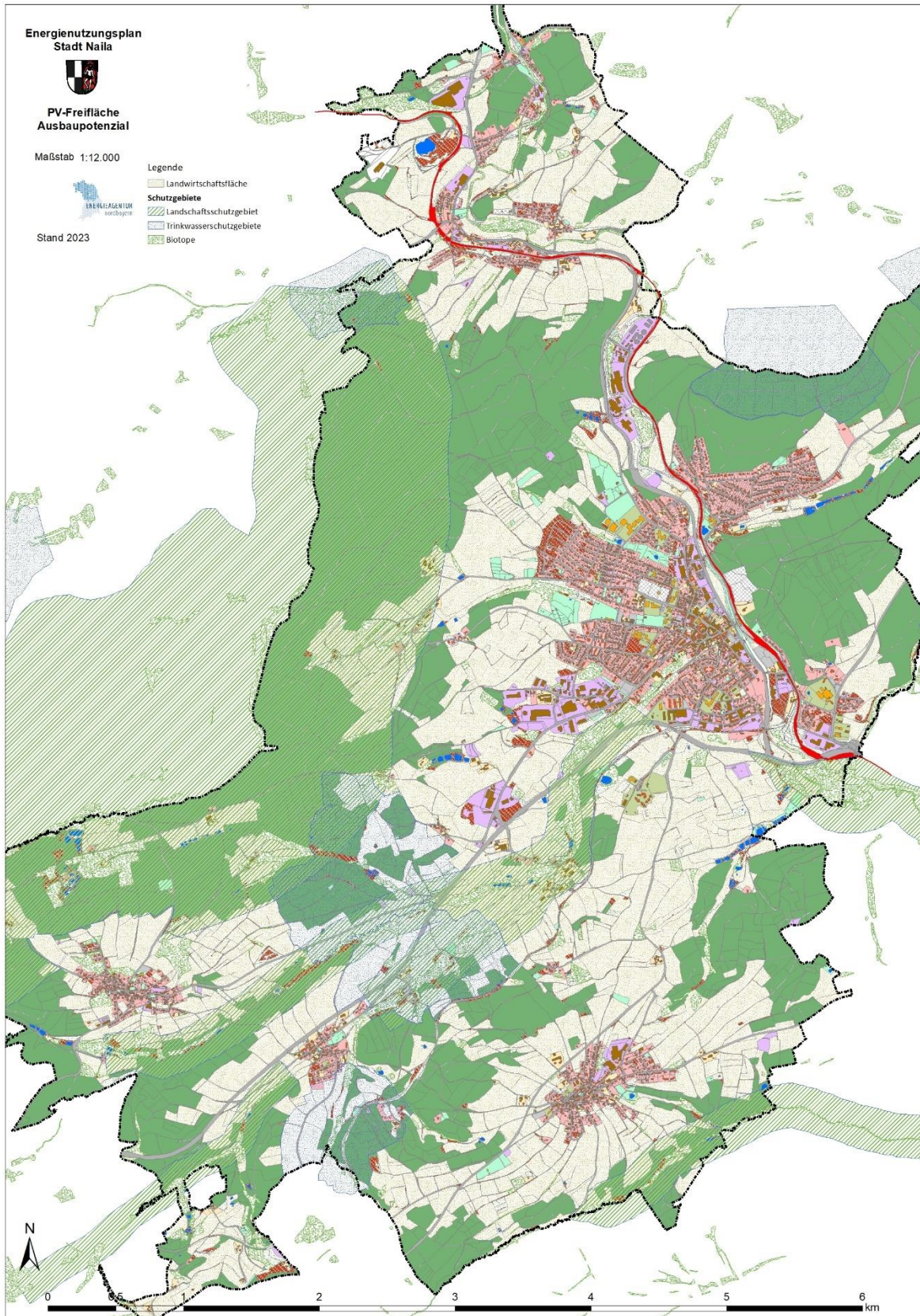
Ziel des BMEL⁴ ist es, dass beim Ausbau von Photovoltaik möglichst effizient mit Agrarflächen umgegangen wird. Die Agri-PV trägt hier zur Entschärfung der Problematik bei, weil mit ihr sowohl Stromerzeugung als auch landwirtschaftliche Nutzung auf derselben Fläche möglich ist. Stromerzeugung mit Agri-PV beansprucht maximal 15 Prozent der landwirtschaftlichen Fläche, so dass mindestens 85 Prozent der Fläche weiterhin der landwirtschaftlichen Nutzung dienen können.

Agri-PV-Anlagen sind über das EEG 2023 grundsätzlich auf allen Ackerflächen, Flächen mit Dauerkulturen und Grünlandflächen förderfähig (ausgenommen Moorböden und Naturschutzgebiete).

⁴ Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft, <https://www.bmel.de/DE/themen/landwirtschaft/klimaschutz/Agri-PV.html> (Stand 11/2023)

Die folgende Abbildung zeigt, die Landwirtschaftsfläche zur möglichen PV-Nutzung und die Schutzgebiete:

Abbildung 36: PV-Freifläche Ausbaupotenzial



Plan maßstabsgerecht im Anhang

Zu beachtende Punkte bei der Umsetzung von PV-Freiflächenanlagen:

- Eigene Flächensuche ist in der Regel nicht erforderlich, Ausnahme für eigene Projekte.
- Definition von Ausschlussflächen, wo sollen keinesfalls Anlagen errichtet werden.
- Frühzeitige, transparente Information, bestenfalls im Rahmen von Infoveranstaltungen.
- Regionale Wertschöpfung durch kommunale Beteiligung, regionale Stadtwerke und Bürgerbeteiligung mit Vorzeichnungsrecht für ortsansässige Bürger etc.
- Städtebaulicher Vertrag (Vereinbarung zusätzlicher Zielbindungen, die nicht in einem Bebauungsplan festgesetzt werden können)
- Hohe naturschutzfachliche, ökologische Auflagen wie regionaltypische Hecken, regionaltypische Pflanzen und Einzäunungen (Wandkorridore). Z.B.: 15 cm Bodenfreiheit beim Zaun für Kleinsäuger, kein Einsatz von Dünge- oder Pflanzenschutzmitteln etc.
- Aufstellung eines Kriterienkataloges zur Auswahl geeigneter Freiflächenanlagen

Folgende Tabelle zeigt eine mögliche Bewertungsmatrix bei Anfragen von PV-Freiflächenanlagen:

Tabelle 2: Bewertungsmatrix PV-Freiflächenanlagen

Bewertungskriterium	Trifft zu	Trifft teilweise zu	Trifft nicht zu
EEG-Kriterien			
Anlage auf versiegelte Flächen	2	1	0
Anlage auf Konversionsflächen	2	1	0
Anlage im 500 m-Streifen an Schienenwegen	2	1	0
Positivkriterien			
Flächen in Anbindung an Industrie- und Gewerbegebiete	2	1	0
Geringe Wahrnehmbarkeit in der Landschaft	2	1	0
Nutzung vorbelasteter Flächen	2	1	0
Nähe zu Netzeinspeisepunkt (ist mit N-ERGIE Netz GmbH im Vorfeld abzuklären)	2	1	0
Flächen an Hochspannungsleitungen	2	1	0
Landschaftsplanung/Negativkriterien			
Landschaftsprägende Hangkanten und Kuppen	0	1	2
unzerschnittene störungsarme Räume	0	1	2
Umgebungsbereich und Sichtachsen von Kultur- und Naturdenkmälern	0	1	2
Potenzielle Erweiterungsflächen für Wohnbebauung oder Gewerbe	0	1	2
Flächen, die an Ortsrändern gelegen sind und das Ortsbild beeinträchtigen	0	1	2
Potenzielle Ausgleichsflächen	0	1	2
Wertschöpfung			
Der Solarpark wird als eigenständiges Unternehmen in Eckental angemeldet	2	1	0
Eine angemessene Bürgerbeteiligung liegt vor	2	1	0
Finanzielle Beteiligung der Kommunen am Ausbau gem. EEG § 6 ist zu vereinbaren (0,2 Cent/kWh)	2	1	0
Ökologische Gestaltung			
Anlegen einer regionaltypischen Hecke	2	-	0
Pflege der Anlage durch Schafe	2	-	0
Pflege durch insektenfreundliche Mähtechnik	2	-	0
Offenhaltung von Teilflächen	2	-	0
Anlegen von Steinhaufen	1	-	0
Anlegen von Totholz-Stellen	1	-	0

Quelle: Energieagentur Nordbayern GmbH

Die Stadt Naila sollte eine Obergrenze für PV-Freiflächenanlagen definieren, um die Konkurrenz mit der Landwirtschaft / Nahrungsmittelproduktion auszuschließen. Dies kann beispielsweise ein prozentualer Maximalwert in Bezug auf das Stadtgebiet oder die Landwirtschaftsfläche sein.

Annahme für die Potenzialbetrachtung im Rahmen des ENP:

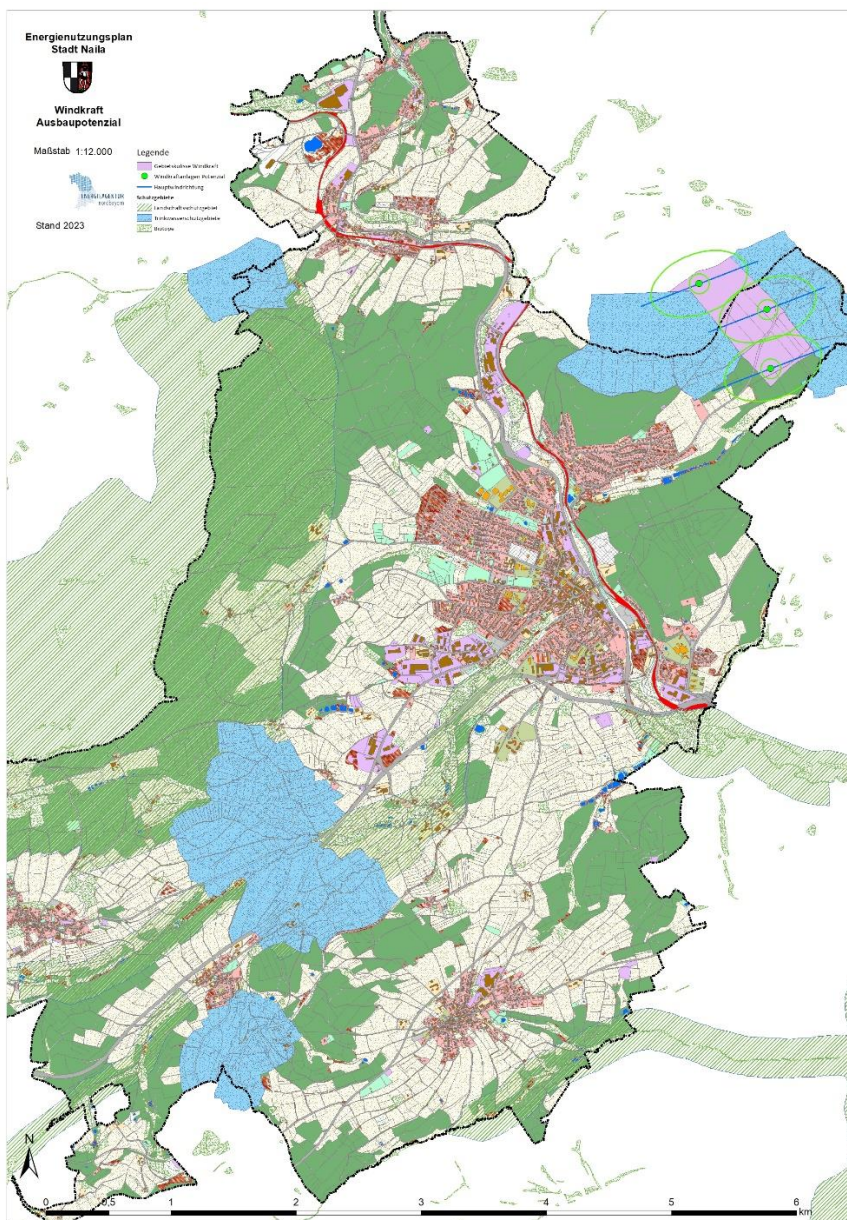
- 2 % des Stadtgebietes für PV-Freiflächenanlagen
- 74 ha entspricht aktuell ca. 74 MWp Anlagenleistung
- Bei regional ca. 1.000 Vollbenutzungsstunden ist jährlich eine Stromproduktion von 74.000 MWh möglich.

8.1.3 Ausbaupotenzial Windkraft

Im Stadtgebiet Naila sind aktuell keine Wind-Vorranggebiete ausgewiesen, allerdings ist im Energieatlas Bayern ein Gebiet mit hoher Stadtortgüte im Rahmen der Gebietskulisse Windkraft⁵ ausgewiesen. Die Gebietskulisse Windkraft ist eine Umweltplanungshilfe für Kommunen. Sie weist bayernweit Flächen aus, in denen Windenergienutzung voraussichtlich möglich ist.

In dem ausgewiesenen Gebiet könnten in der Gemarkung Naila zwei Windkraftanlagen errichtet werden. Aktuelle Windkraftanlagen haben eine Nabenhöhe von 170 m. Bei einem Rotordurchmesser von 160 m ergibt sich eine Gesamthöhe von 250 m. Die Nennleistung einer solchen Anlage beträgt rund 6 MW. Bei üblicherweise 2.000 Volllaststunden ergibt sich je Anlage eine jährliche Stromerzeugung von 12.000 MWh.

Abbildung 37: Windkraft Ausbaupotenzial



Plan maßstabsgerecht im Anhang

⁵ Energieatlas Bayern, https://www.energieatlas.bayern.de/thema_wind/gebietskulisse_wind (Stand 11/2023)

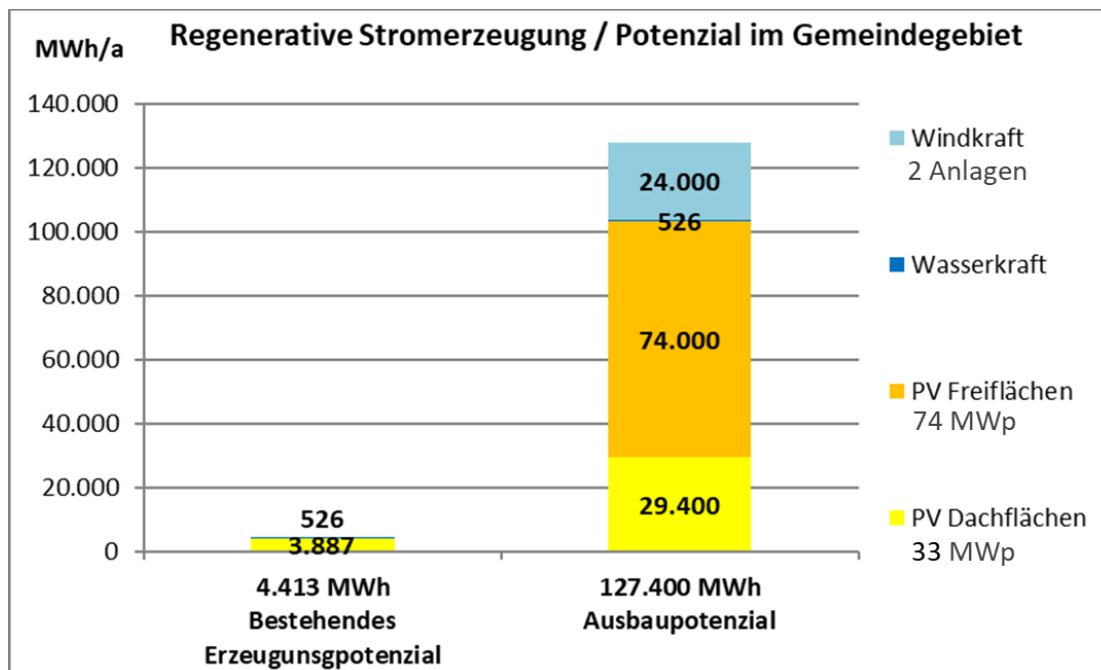
Derzeit werden durch die Regionalen Planungsverbände Wind-Vorranggebiete ermittelt und festgelegt. Vorschläge hierzu (sog. Potenzialflächen) wurden an alle Kommunen mit der Bitte um Feedback verschickt.

Um Entscheidungen selbstbestimmt treffen zu können, kann die Stadt Naila in ausgewiesenen Wind-Vorranggebieten eine Flächensicherung durchführen und somit Investoren zuvorzukommen. Wichtig ist, dass die Grundstückseigentümer in einem Flächensicherungsvertrag/Flächenpooling einer Umsetzung von Bürgerwindkraftanlagen zustimmen und ihre Grundstücke keinem Privatinvestor zur Verfügung stellen. Das Flächenpoolingmodell hat zum Ziel, dass alle Grundstücksbesitzer im Vorranggebiet eine Pachtzahlung erhalten, unabhängig vom tatsächlichen Standort der Anlagen. Die genauere Organisation und die handelnden Akteure sind dann von der Kommune zu definieren.

8.1.4 Gegenüberstellung Erneuerbare Stromerzeugung

Folgende Abbildung zeigt das untersuchte Stromerzeugungspotenzial durch Erneuerbare Energien:

Abbildung 38: Ausbaupotenzial Erneuerbare Stromerzeugung

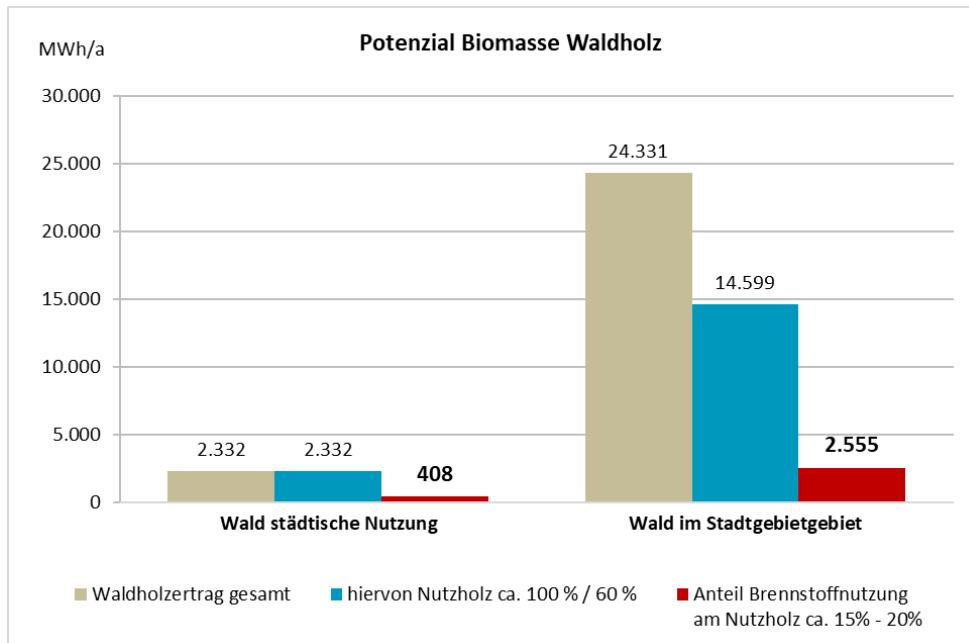


Durch den dargestellten Ausbau der Windkraft und Photovoltaik kann sich das Stromerzeugungspotenzial gegenüber der aktuellen Situation vervielfachen. Das Potenzial entspricht dem 2,5-Fachen des prognostizierten Strombedarfs im Klimaschutz-Szenario. (Siehe Potenzialanalyse Energieeinsparung Strom)

8.2 Ausbaupotenzial Biomasse (Holz)

Das nutzbare Waldholzpotenzial wurde mit dem Amt für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten (AELF) Bayreuth-Münchberg und der Boscor Forstwirtschaft abgestimmt.

Abbildung 39: Potenzial Biomasse Waldholz in Naila



Der Forstbetriebsleiter kann lediglich für den im städtischen Besitz befindlichen Wald konkret Aussagen treffen, dies entspricht in etwa 140 ha. Bei einem jährlichen Holzzuwachs von rund 8 Festmeter (FM) je ha entspricht der gesamte Waldholzertrag einer Energiemenge vom 2.332 MWh/a.

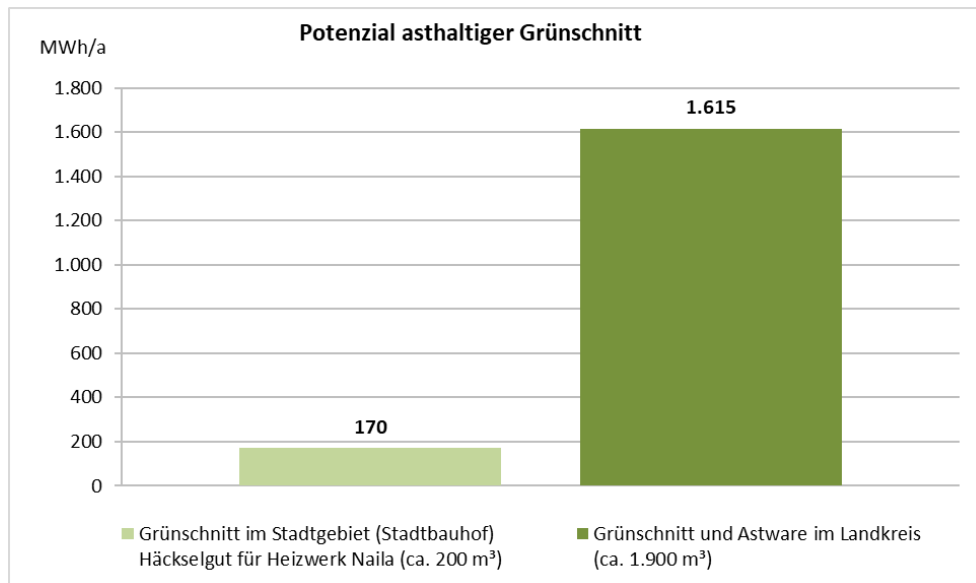
Vom gesamten Waldholzertrag werden derzeit 100 % als Nutzholz entnommen, das Reisig und Kronenmaterial unter 5 cm Durchmesser verbleibt im Wald und bildet neuen Humus. Das Nutzholz wird maschinell aufbereitet und verkauft, eine thermische Nutzung findet aktuell nicht statt. 15 bis 20 % könnten theoretisch einer thermischen Nutzung zugeführt werden, dies entspricht in etwa 400 MWh/a.

Nach Rücksprache mit der ALEF Bayreuth-Münchberg kann für die Privatwälder kein nutzbares Hackschnitzelpotenzial angegeben werden. Bei einer Bayernweit üblichen Nutzholzentnahme von 60 % und einer Brennstoffnutzung von bis zu 20 % entspricht dies für den gesamten Wald im Stadtgebiet einem thermischen Nutzungspotenzial von ca. 2.555 MWh/a.

Nach Rücksprache mit dem Stadtbauhof fallen jährlich ca. 200 m³ Grünschnitt an. Dies entspricht in etwa 170 MWh, die im bestehenden Biomasseheizwerk Naila genutzt werden.

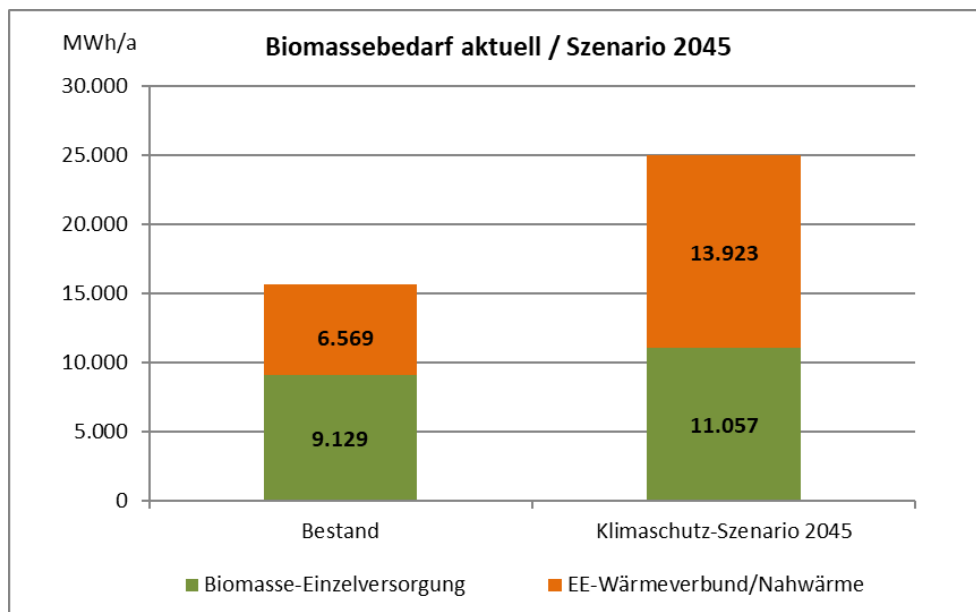
Landkreisweit fallen jährlich ca. 1.900 m³ Grünschnitt und Astware an (Quelle: Straßenmeisterei Bayreuth und Landkreis Hof Fachbereich B2 Tiefbau).

Abbildung 40: Potenzial Biomasse Grünschnitt in Naila



Wie beschrieben, beträgt der gesamte aktuelle Biomassebedarf im Stadtgebiet ca. 15.700 MWh/a. Der prognostizierte Bedarf im Klimaschutz-Szenario für dezentrale Wärmeerzeugung und Nahwärme steigt auf rund 25.000 MWh/a. Dies sind aber nicht nur Hackschnitzel aus der Region, sondern auch importierte Holzpellets.

Abbildung 41: Biomassebedarf in Naila



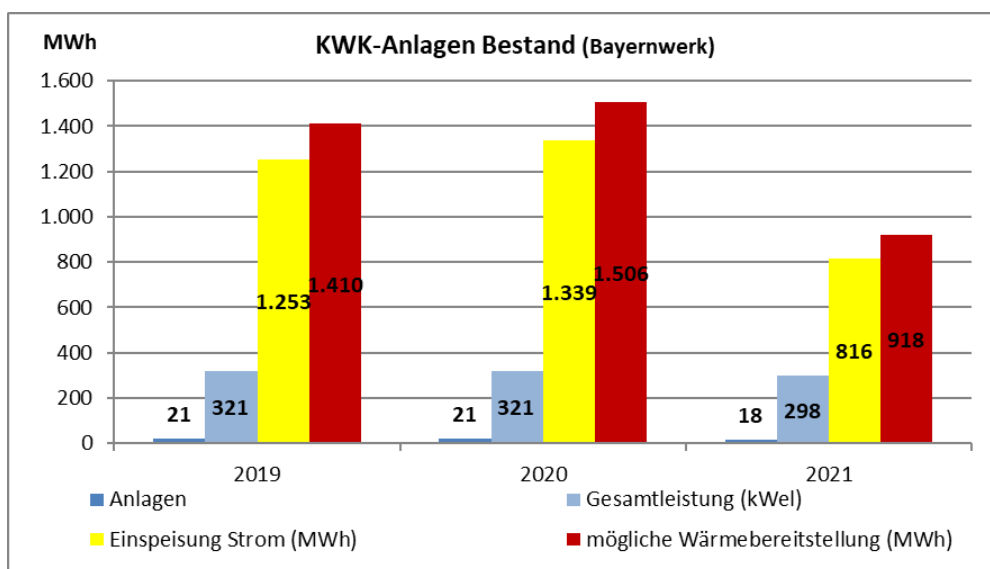
Insgesamt zeigt die Analyse, dass das Waldholzpotenzial zur thermischen Nutzung im Stadtgebiet weitestgehend ausgeschöpft ist und in starker Konkurrenz zur industriellen Nutzung steht.

Ein weiteres Potenzial bieten Kurzumtriebsplantagen auf landwirtschaftlichen Flächen. Hierbei werden schnellwachsende, wiederausschlagende Baumarten (z.B. Weide, Aspe, Balsampappel) in Umtrieben von üblicherweise 4 bis 7 Jahren geerntet und zu Hackschnitzeln verarbeitet. Gegenüber der Biogaserzeugung besteht für diese Baumarten kein Düngemittelbedarf. Umgerechnet beträgt der jährliche Energieertrag bis zu 50 MWh je ha. Würden hierfür 10 % der aktuellen Landwirtschaftsfläche im Stadtgebiet genutzt, könnten jährlich ca. 7.000 MWh Wärme erzeugt werden.

8.3 Ausbaupotenzial fossile KWK

Im Jahr 2021 waren in Naila 18 fossil betriebene KWK-Anlagen (Erdgas oder Heizöl) mit einer elektrischen Leistung von 298 kW in Betrieb und haben insgesamt 816 MWh Strom in das Netz eingespeist. Dies entspricht einer gleichzeitigen Wärmebereitstellung von rund 900 MWh.

Abbildung 42: Fossil betriebene KWK-Anlagen



Quelle: Eigene Darstellung auf Datengrundlage Bayernwerk Netz GmbH

Aufgrund der aktuellen Gesetzeslage und der steigenden CO₂-Bepreisung (Emissionshandel) ist hier eher von einem Rückgang als von einem Ausbaupotenzial auszugehen.

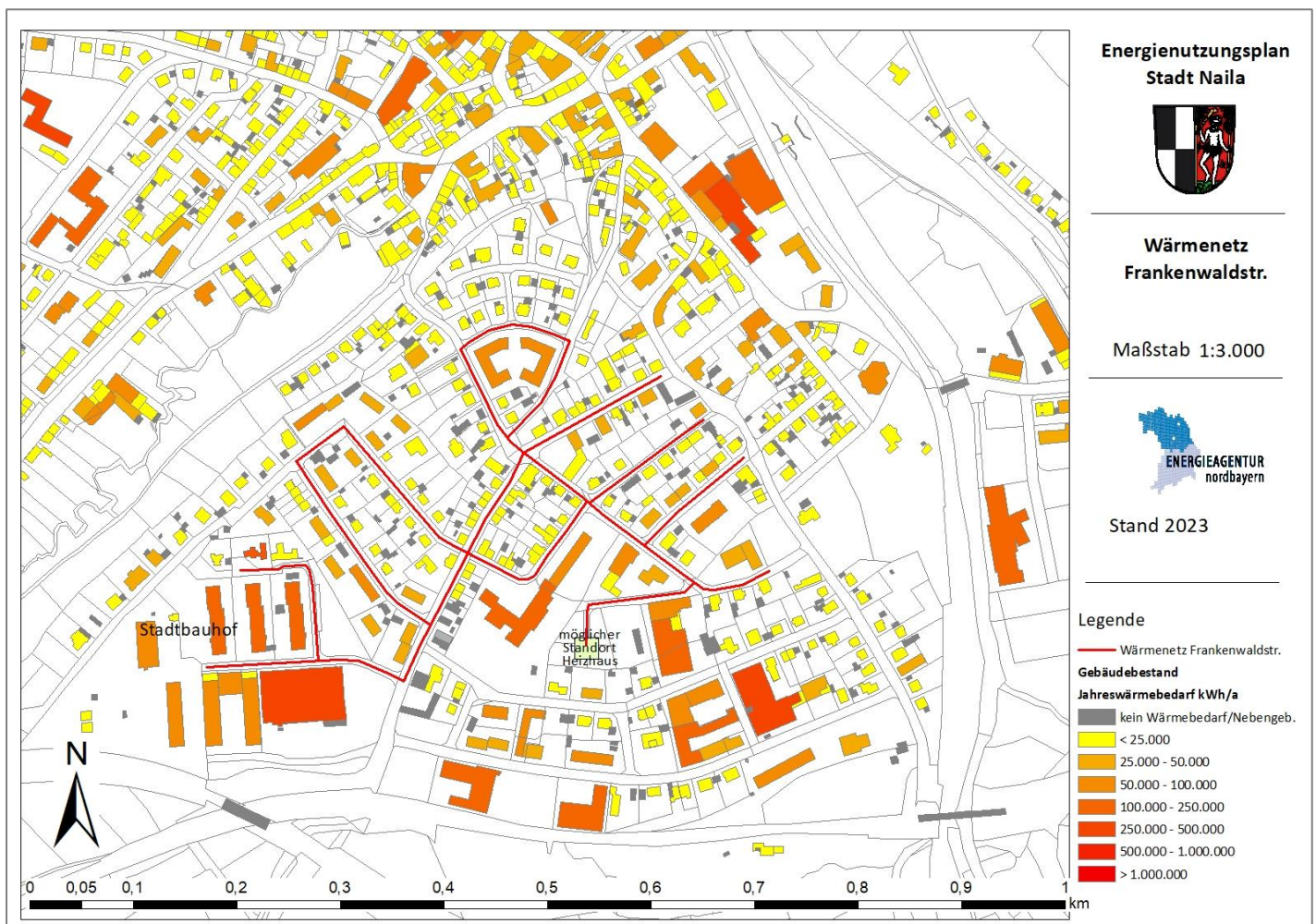
8.4 Zentrale Wärmeversorgung Frankenwaldstraße

Im Folgenden wird eine Voruntersuchung für eine zentrale Wärmeversorgung im Bereich der Frankenwaldstraße erstellt.

8.4.1 Grundlagenermittlung

In dem Untersuchungsgebiet Frankenwaldstr. befinden sich sowohl Ein- und Mehrfamilienhäuser, als auch einige Gewerbegebäude. Außerdem sind hier der Stadtbauhof und das Sonderpädagogische Schulzentrum angesiedelt.

Abbildung 43: Mögliches Erschließungsgebiet Frankenwaldstr.



Maßstabsgerechter Plan im Anhang

Hieraus ergibt ein gesamtter Wärmebedarf von geschätzt 4.650 MWh/a bei einer nötigen Anschlussleistung von 2.600 kW. Bei 2.400 lfm Wärmenetz-Hauptleitung und maximal 1.600 m Anschlussleitung ergibt sich eine Wärmebelegungsichte von 1.161 kWh/lfm, wenn sich alle Gebäude an das Wärmenetz anschließen (Anschlussquote 100 %).

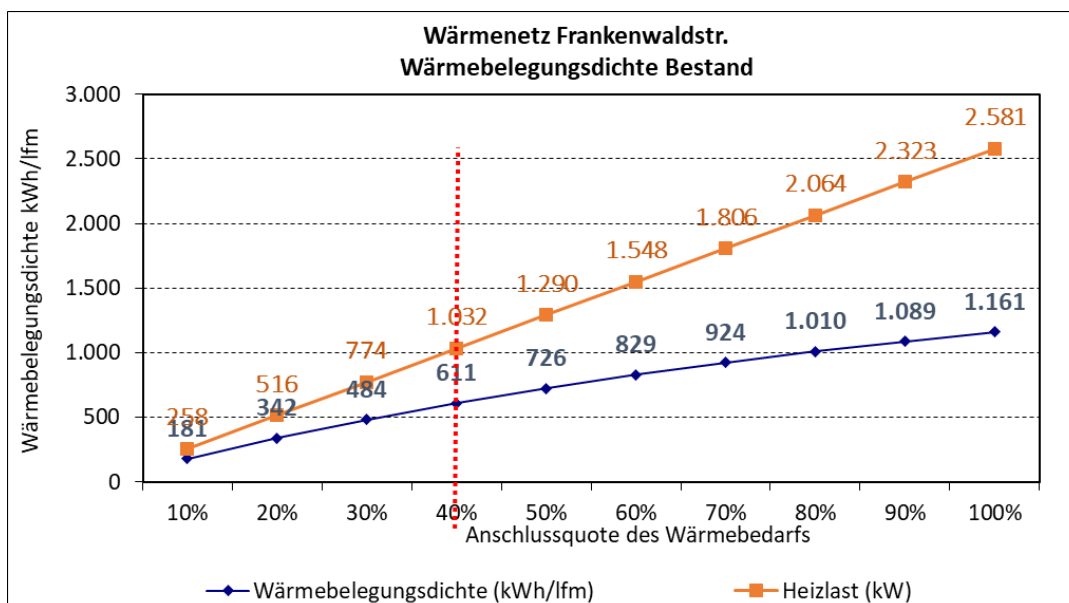
Ein möglicher Standort für das Heizhaus wäre auf einem zentral gelegenen, unbebautem Grundstück denkbar.

Dass sich alle Anrainer des Untersuchungsgebietes an das Wärmenetz anschließen ist aus Erfahrung unrealistisch, auch soll aus genehmigungstechnischen Gründen eine nötige Heizlast von 1.000 kW nicht überschritten werden. Folgende Tabelle und Abbildung zeigen die Wärmebelegungsichte und Heizlast in Abhängigkeit der Anschlussquote:

Tabelle 3: Anschlussquote, Wärmebedarf, Wärmebelegungsichte Frankenwaldstr.

Anschlussquote	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
Wärme (MWh)	465	929	1.394	1.858	2.323	2.787	3.252	3.716	4.181	4.645
Wärmenetz (lfm)	2.560	2.720	2.880	3.040	3.200	3.360	3.520	3.680	3.840	4.000
Wärmebelegungsichte (kWh/lfm)	181	342	484	611	726	829	924	1.010	1.089	1.161
Heizlast (kW)	258	516	774	1.032	1.290	1.548	1.806	2.064	2.323	2.581

Abbildung 44: Anschlussquote, Wärmebelegungsichte, Heizlast Frankenwaldstr.



Wärmenetze sollten für einen wirtschaftlichen Betrieb mindestens eine Wärmebelegungsichte von 500 kWh/lfm haben. Dies war auch der Anforderungswert des ehemaligen KfW-Förderprogrammes „Erneuerbare Energie Premium“.

Bei einer Anschlussquote von 40 % ergibt sich eine Wärmebelegungsichte von 611 kWh/lfm bei einer Heizlast von 1.000 kW. Durch den Gleichzeitigkeitsfaktor im Wärmenetz ist effektiv von einer geringeren Heizlast auszugehen. Das Wärmenetz hat eine gesamte Trassenlänge von rund 3 km.

In Zukunft wäre unter Berücksichtigung einer energetischen Gebäudesanierung der Bestandsgebäude eine Nachverdichtung durch zusätzliche Anschlussnehmer möglich.

Im Rahmen des Energienutzungsplanes werden folgende 5 zentrale Wärmeversorgungsvarianten untersucht und gegenübergestellt:

- Wärmeversorgung mit Biomasse-Hackschnitzelzentrale
- Wärmeversorgung mit Biomasse und Freiflächen-Solarthermie
- Wärmeversorgung mit Biomasse und Geothermie-Wärmepumpen
- Wärmeversorgung mit Biomasse und Geothermie-Wärmepumpen + Freiflächen-PV
- Wärmeversorgung mit Biomasse und Geothermie-Wärmepumpen + Freiflächen-PV mit Batteriespeicher

8.4.2 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung erfolgt in Anlehnung an die VDI-Richtlinie 2067. Dabei werden im Rahmen einer Vollkostenrechnung nach der Annuitätenmethode die Jahresgesamtkosten und Wärmegestehungskosten ermittelt.

Die Wärmegestehungskosten geben die Summe der Kosten an, welche bei der Erzeugung einer Wärmeinheit MWh bzw. kWh entstehen. Hierdurch sind dann verschiedene Wärmeversorgungsvarianten vergleichbar. Die Wirtschaftlichkeitsberechnung wird mit Nettokosten erstellt.

Folgende Kosten werden berücksichtigt:

- **Kapitalgebundene Kosten** auf Basis durchschnittlicher Marktpreise für die einzelnen Anlagenkomponenten. Hierbei wird die **Nutzungsdauer** der einzelnen Anlagenbestandteile sowie der sich aus Fremdkapitalzinssatz und Zinserwartungen für eingesetztes Eigenkapital ergebende **Kapitalzinssatz** berücksichtigt. Die kapitalgebundenen Kosten entstehen unabhängig davon, ob die Anlage in Betrieb ist oder stillsteht.
- **Verbrauchsgebundene Kosten (Stand 06/2023)**
 - Hackschnitzel 100 €/Tonne 3,3 ct/kWh (Quelle: C.A.R.M.E.N)
 - Hilfsstrom 40 ct/kWh
 - Wärmepumpenstrom 30 ct/kWh

Für die Energiekosten wird folgende jährliche Preissteigerung angesetzt:

- Hackschnitzel: 1,5 %
- Strom: 2,5 %
- **Betriebsgebundene Kosten** der einzelnen Anlagenkomponenten für Wartung, Instandsetzung und Betrieb.
- **Sonstige Kosten** für z.B.: Versicherung, Steuern und Verwaltung.
- **Der Betrachtungszeitraum beträgt 20 Jahre**

Die Kostenermittlung entspricht keiner detaillierten Planungsleistung, sondern einer ersten Vorabschätzung.

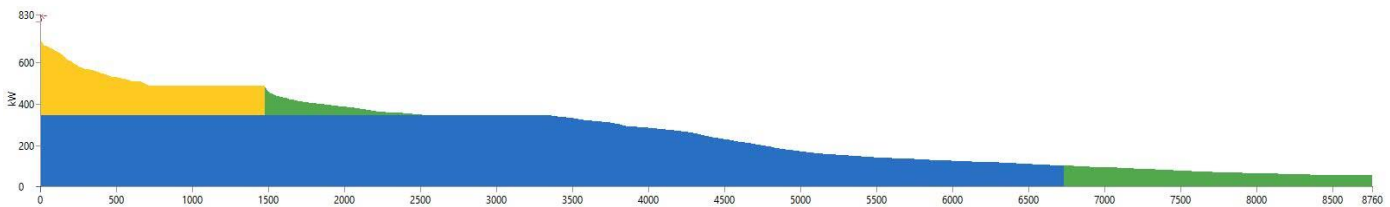
Förderung Wärmenetze:

Seit September 2022 steht für Wärmenetze mit Erneuerbarer Wärmeerzeugung die Bundesförderung Energieeffiziente Wärmenetze (BEW) zur Verfügung. Ein förderfähiges Wärmenetz liegt ab mindestens 17 Anschlussnehmern vor. Hier sind im Fördermodul 2 investive Maßnahmen mit bis zu 40 % Zuschuss möglich. Im Fördermodul 1 sind die für die Antragsstellung nötige Machbarkeitsstudie und Planungsleistungen mit 50 % förderbar. Für den Betrieb von Solarthermieanlagen und Wärmepumpen kann in der BEW im Anschluss an den Bau ein separater Antrag zur Förderung der Betriebskosten (Fördermodul 4) gestellt werden. Diese Betriebskostenförderung wird über einen Zeitraum von 10 Jahren⁶ gewährt. Alle Wärmeversorgungsvarianten entsprechen den aktuellen Förderbedingungen⁶.

8.4.3 Wärmeversorgung mit Biomasse-Hackschnitzelzentrale

Aus den ermittelten Eingangsdaten ergibt sich im Simulationsprogramm Sophena 2.0⁷ folgende Jahresdauerlinie:

Abbildung 45: Jahresdauerlinie Wärmenetz Frankenwaldstr.



Die Jahresdauerlinie zeigt den Leistungsbedarf im Wärmenetz auf Basis der jeweiligen Nutzungszeit bezogen auf 8.760 Jahresstunden. Die nur wenige Stunden im Jahr auftretenden Bedarfsspitzen betragen maximal 830 kW. Der Grundlastkessel mit 350 kW (blau) kann mit 87 % den Großteil des Wärmebedarfs decken. Zur Optimierung des Netzbetriebes wird ein Pufferspeicher von mindestens 30 m³ (grün) berücksichtigt. Der Pufferspeicher hat die Aufgabe, die Wärme eines Wärmeerzeugers aufzunehmen, sie zu speichern und bei Bedarf an das Wärmenetz abzugeben. Dadurch können Lastspitzen minimiert sowie die Laufzeit und Taktung des Hackschnitzelkessels reduziert werden. Der Pufferspeicher leistet einen Deckungsbeitrag von 9 % am Wärmebedarf. Zur Spitzenlastabdeckung ist ein 500 kW Kessel vorgesehen. Die Kessel schalten sich je nach Leistungsbedarf zu oder ab. Es ergibt sich folgender Hackschnitzelbedarf:

Tabelle 4: Energiebereitstellung Hackschnitzelkessel/Netzverluste

	kWh/a	Verluste
Brennstoffenergie Hackschnitzel	2.345.206	
Erzeugungsverluste	238.826	10%
Erzeugte Wärme im Netz	2.106.380	
Verteilungsverluste	246.328	12%
Wärmebedarf Abnehmer	1.860.052	

Für die Brennstoffenergie werden ca. 756 t bzw. 2.875 Schüttraummeter (Srm) Hackschnitzel benötigt. Die Erzeugungsverluste durch die Heizkessel betragen 10 %, die Wärmenetzverluste betragen 12 %.

⁶ Quelle: www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Waermenetze/Effiziente_Waermenetze/effiziente_waermenetze (Stand 11/2023)

⁷ Die Auslegung erfolgt mit der Berechnungssoftware Sophena 2.0 von C.A.R.M.E.N. e.V. und muss durch ein Planungsbüro detailliert berechnet werden.

Für das Wärmenetz mit der Hackschnitzel-Heizzentrale ergeben sich folgende Investitionen, Jahresgesamtkosten und Wärmegestehungskosten je MWh:

Tabelle 5: Jahresgesamtkosten Biomasse Hackschnitzelzentrale

Jährliche durchschnittliche Aufwendungen			
Kapitalgebundene Kosten			
	Investition	Nutzungs- dauer [a]	Kosten pro Jahr
Baukosten Heizhaus	500.000 €	40	19.918 €/a
Heizraum Technik/Hydraulik	200.000 €	25	10.855 €/a
Pufferspeicher Heizhaus 30 m ³	18.000 €	25	977 €/a
Hackschnitzelkessel 350 kW	55.000 €	20	3.528 €/a
Hackschnitzelkessel 500 kW	75.000 €	20	4.811 €/a
Zubehör Hackschnitzelkessel / Montage	98.000 €	20	6.286 €/a
Wärmenetz-Pumpen	30.000 €	15	2.423 €/a
Hauptleitung, Duo DN 75 (ohne Tiefbau)	276.000 €	40	10.995 €/a
Hauptleitung, Duo DN 50 (ohne Tiefbau)	180.000 €	40	7.171 €/a
Anschlussleitung, Duo DN 25 (ohne Tiefbau)	45.000 €	40	1.793 €/a
Hauptleitung Tiefbau	600.000 €	40	23.902 €/a
Anschlussleitung Tiefbau	96.000 €	40	3.824 €/a
Wärmeübergabestationen 50 Gebäude	300.000 €	20	19.244 €/a
Baunebenkosten 15%	371.000 €	30	17.726 €/a
Gesamtinvestitionen	2.844.000 €		
Abzüglich BEW-Zuschuss 40 % Modul 3	-1.138.000 €	50	-40.124 €/a
Gesamtinvestition abzüglich Zuschuss	1.706.000 €		
Summe der kapitalgebundenen Kosten (gerundet)			93.300 €/a
Verbrauchsgebundene Kosten			
	Energiekosten €/a	Preisänderung [%/a]	Kosten pro Jahr
Verbrauchgebundene Kosten Hackschnitzel	77.766 €/a	1,50	89.000 €/a
Hilfsenergie Strom	12.642 €/a	2,50	15.900 €/a
Summe der verbrauchsgebundenen Kosten	90.408 €/a		104.900 €/a
Betriebsgebundene Kosten			
	Betriebskosten €/a	Preisänderung [%/a]	Kosten pro Jahr
Wartung, Instandsetzung, Heiztechnik	6.680 €/a	1,00	7.300 €/a
Wartung, Instandhaltung, Hackschnitzelkessel	8.300 €/a	1,00	9.100 €/a
Aufwand für Betrieb, Hackschnitzelkessel	10.950 €/a	1,00	12.000 €/a
Wartung, Instandsetzung, Wärmenetz	3.105 €/a	1,00	3.400 €/a
Wartung, Instandsetzung, Wärmeübergabestationen	9.000 €/a	1,00	9.800 €/a
Sonstige Kosten (Versicherung, Verwaltung, ...)	12.365 €/a	1,00	13.500 €/a
Summe der betriebsgebundenen Kosten	61.350 €/a		67.100 €/a
Jahresgesamtkosten netto	245.058 €/a		265.300 €/a
Jahreswärmebedarf Abnehmer	1.860 MWh/a		1.860 MWh/a
Wärmegestehungskosten netto	132 €/MWh		143 €/MWh

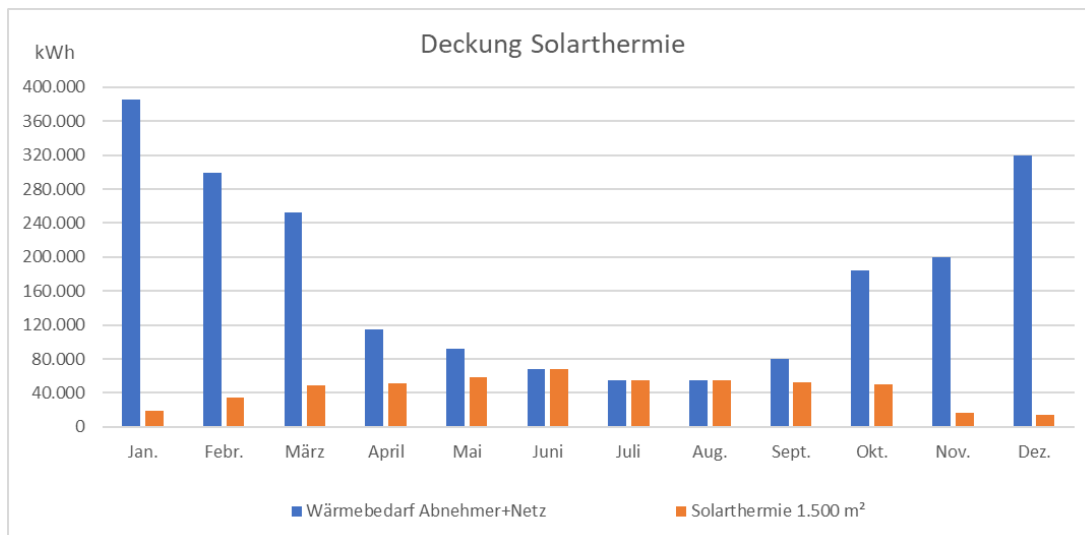
Die Gesamtinvestitionen abzüglich BEW-Zuschuss belaufen sich auf rund 1,7 Mio. €. Hieraus ergeben sich unter Berücksichtigung der jeweiligen Nutzungsdauer der Komponenten kapitalgebundene Kosten in Höhe von 93.300 €/a. Die aktuellen verbrauchsgebundenen Kosten betragen rund 90.400 €. Unter Berücksichtigung der angenommenen Preissteigerung steigen diese in der 20-Jahresbetrachtung auf durchschnittlich 104.900 € pro Jahr. Die betriebsgebundenen Kosten für Wartung, Instandsetzung und sonstiges belaufen sich jährlich auf 61.350 bzw. 67.100 €.

Die Wärmegestehungskosten betragen aktuell 132 €/MWh im 20-Jahresdurchschnitt ergeben sich 143 €/MWh.

8.4.4 Wärmeversorgung mit Biomasse und Freiflächen-Solarthermie

Um den Hackschnitzelbedarf zu reduzieren kann eine Freiflächen-Solarthermieanlage in das Wärmeerzeugungssystem integriert werden. Folgende Abbildung zeigt den möglichen Deckungsanteil einer Anlage mit 1.500 m² Kollektorfläche:

Abbildung 46: Deckungsanteil Freiflächen-Solarthermie



Quelle: Eigene Darstellung nach Simulation mit T-SOL

*Die Auslegung erfolgt mit der Berechnungssoftware T-SOL von Valentin-Software und muss durch ein geeignetes Planungsbüro detailliert berechnet werden.

In den Monaten Juni bis August ist eine komplette Deckung des Wärmebedarfs, inkl. der Wärmenetzverluste möglich. Insgesamt kann der Deckungsanteil rund 25 % am Jahres-Wärmebedarf betragen. Dies reduziert den jährlichen Hackschnitzelbedarf von 756 Tonnen auf rund 570 Tonnen.

Der Flächenbedarf der Solarthermieanlage beträgt ca. 3.000 m². Als Pufferspeichervolumen sollten zusätzlich mindestens 150 m³ (100 l/m² Kollektorfläche) installiert werden.

Abbildung 47: Flächenbedarf Freiflächen-Solarthermieanlage



Für das Wärmenetz mit der Hackschnitzel-Heizzentrale und 1.500 m² Kollektorfläche ergeben sich folgende Investitionen, Jahresgesamtkosten und Wärmegestehungskosten je MWh:

Tabelle 6: Jahresgesamtkosten Biomasse Hackschnitzelzentrale mit Freiflächen-Solarthermie

Jährliche durchschnittliche Aufwendungen			
Kapitalgebundene Kosten			
	Investition	Nutzungs- dauer [a]	Kosten pro Jahr
Baukosten Heizhaus	500.000 €	40	19.918 €/a
Heizraum Technik/Hydraulik	200.000 €	25	10.855 €/a
Pufferspeicher Heizhaus 30 m ³	18.000 €	25	977 €/a
Hackschnitzelkessel 350 kW	55.000 €	20	3.528 €/a
Hackschnitzelkessel 500 kW	75.000 €	20	4.811 €/a
Zubehör Hackschnitzelkessel / Montage	98.000 €	20	6.286 €/a
Wärmenetz-Pumpen	30.000 €	15	2.423 €/a
Hauptleitung, Duo DN 75 (ohne Tiefbau)	276.000 €	40	10.995 €/a
Hauptleitung, Duo DN 50 (ohne Tiefbau)	180.000 €	40	7.171 €/a
Anschlussleitung, Duo DN 25 (ohne Tiefbau)	45.000 €	40	1.793 €/a
Hauptleitung Tiefbau	600.000 €	40	23.902 €/a
Anschlussleitung Tiefbau	96.000 €	40	3.824 €/a
Wärmeübergabestationen 50 Gebäude	300.000 €	20	19.244 €/a
Freiflächen Solarthermie 1.500 m ²	525.000 €	25	28.495 €/a
Pufferspeicher Solarthermie 150 m ³	90.000 €	25	4.885 €/a
Baunebenkosten 15 %	463.000 €	30	22.121 €/a
Gesamtinvestitionen	3.551.000 €		
Abzüglich Zuschuss 40 % BEW Modul 3	-1.420.000 €	50	-50.066 €/a
Gesamtinvestition abzüglich Zuschuss	2.131.000 €		
Summe der kapitalgebundenen Kosten (gerundet)			121.200 €/a
Verbrauchsgebundene Kosten			
	Energiekosten €/a	Preisänderung [%/a]	Kosten pro Jahr
Verbrauchgebundene Kosten Hackschnitzel	58.389 €/a	1,50	66.800 €/a
Hilfsenergie Strom	13.692 €/a	2,50	17.200 €/a
Summe der verbrauchsgebundenen Kosten netto	72.081 €/a		84.000 €/a
Betriebsgebundene Kosten			
	Betriebskosten €/a	Preisänderung [%/a]	Kosten pro Jahr
Wartung, Instandhaltung, Hackschnitzelkessel	7.810 €/a	1,00	8.500 €/a
Wartung, Instandsetzung, Heiztechnik	6.680 €/a	1,00	7.300 €/a
Wartung, Instandsetzung, Wärmenetz	3.105 €/a	1,00	3.400 €/a
Wartung, Instandsetzung, Wärmeübergabestationen	9.000 €/a	1,00	9.800 €/a
Sonstige Kosten (Versicherung, Verwaltung, ...)	15.440 €/a	1,00	16.900 €/a
Summe der betriebsgebundenen Kosten netto	52.985 €/a		57.900 €/a
Jahresgesamtkosten netto	246.266 €/a		263.100 €/a
Jahreswärmebedarf Abnehmer	1.860 MWh/a		1.860 MWh/a
Wärmegestehungskosten netto	132 €/MWh		141 €/MWh

Die Gesamtinvestitionen abzüglich BEW-Zuschuss belaufen sich hier auf rund 2,13 Mio. €. Hieraus ergeben sich unter Berücksichtigung der jeweiligen Nutzungsdauer der Komponenten kapitalgebundene Kosten in Höhe von 212.200 €/a. Die aktuellen verbrauchsgebundenen Kosten betragen ca. 72.100 €. Unter Berücksichtigung der angenommenen Preissteigerung steigen diese in der 20-Jahresbetrachtung auf durchschnittlich 84.000 € pro Jahr. Die betriebsgebundenen Kosten für Wartung, Instandsetzung und sonstiges belaufen sich jährlich auf 53.000 bzw. 57.900 €.

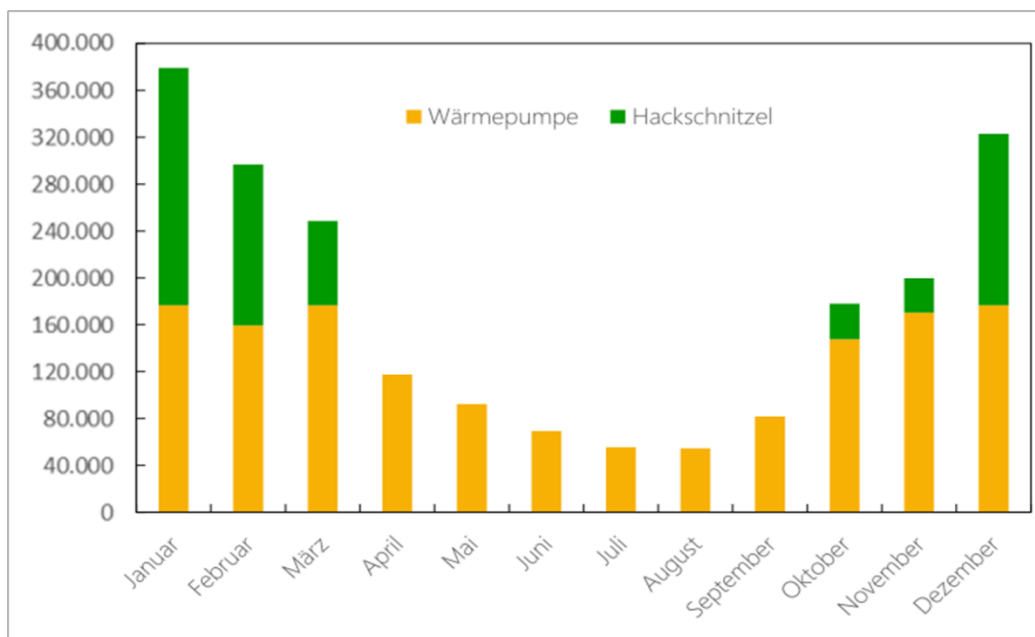
Die Wärmegestehungskosten betragen aktuell 132 €/MWh im 20-Jahresdurchschnitt ergeben sich 141 €/MWh.

8.4.5 Wärmeversorgung mit Biomasse und Geothermie-Wärmepumpe

Großwärmepumpen sollen und können in Zukunft auch zur zentralen Wärmeversorgung einen entscheidenden Beitrag leisten. Die Nutzung von Erdwärme oder Grundwasser ist hierfür deutlich effizienter als bei Luft-Wärmepumpen. Nach einer Erstabfrage im Energieatlas Bayern zur oberflächennahen Geothermie ist am Standort voraussichtlich eine Bohrtiefe bis zu 80 m möglich. Bei einer nötigen Sondenzahl von 85 Stück wird ein Erdsondenfeld von 3.000 m² benötigt.

Folgende Abbildung zeigt den simulierten Deckungsbeitrag der Erdwärmepumpe, für die Lastspitzen werden weiterhin Biomassekessel angesetzt:

Abbildung 48: Deckungsanteil Geothermie-Wärmepumpe



Quelle: Simulation Proso-Engineering

In den Monaten April bis September ist eine komplette Deckung des Wärmebedarfs (inkl. der Wärmenetzverluste) durch Wärmepumpen möglich. Aufgrund der ganzjährig konstanten Bodentemperatur kann der gesamte Deckungsanteil rund 70 % am Jahres-Wärmebedarf betragen. Dies reduziert den jährlichen Hackschnitzelbedarf von 756 Tonnen auf ca. 230 Tonnen.

Angesetzt wird ein bivalent-paralleler Betrieb von Wärmepumpe und Hackschnitzelfeuerung. D.h., die Wärmepumpen übernehmen einen ganzjährigen Grundlastbetrieb, da die Erdwärmesonden Umweltwärme bei über das Jahr konstanter Temperatur liefern. Die Hackschnitzelfeuerung springt nur in Spitzenlastzeiten ein. Aufgrund der nötigen Vorlauftemperatur im Wärmenetz von mind. 75 °C erreichen die Wärmepumpen „nur“ eine Jahresarbeitszahl (JAZ) von 2,4. Bei einer jährlichen Wärmebereitstellung von rund 1.300 MWh ergibt sich somit ein Strombedarf von ca. 540 MWh/a.

Folgende Abbildung zeigt den Flächenbedarf für das Erdsondenfeld, die Fläche entspricht der Solarthermieanlage:

Abbildung 49: Flächenbedarf Erdsondenfeld



Für eine zentrale Wärmeversorgung mit Geothermie-Wärmepumpe entwickeln sich die Investitionen, Jahresgesamtkosten und Wärmegestehungskosten wie folgt:

Tabelle 7: Jahresgesamtkosten Biomasse Hackschnitzelzentrale mit Geothermie-Wärmepumpe

Jährliche durchschnittliche Aufwendungen			
Kapitalgebundene Kosten			
	Investition	Nutzungs- dauer [a]	Kosten pro Jahr
Baukosten Heizhaus	500.000 €	40	19.918 €/a
Heizraum Technik/Hydraulik	200.000 €	25	10.855 €/a
Pufferspeicher Heizhaus 30 m ³	18.000 €	25	977 €/a
Hackschnitzelkessel 500 kW	75.000 €	20	4.811 €/a
Zubehör Hackschnitzelkessel / Montage	60.000 €	20	3.849 €/a
Wärmenetz-Pumpen	30.000 €	15	2.423 €/a
Hauptleitung, Duo DN 75 (ohne Tiefbau)	276.000 €	40	10.995 €/a
Hauptleitung, Duo DN 50 (ohne Tiefbau)	180.000 €	40	7.171 €/a
Anschlussleitung, Duo DN 25 (ohne Tiefbau)	45.000 €	40	1.793 €/a
Hauptleitung Tiefbau	600.000 €	40	23.902 €/a
Anschlussleitung Tiefbau	96.000 €	40	3.824 €/a
Wärmeübergabestationen 50 Gebäude	300.000 €	20	19.244 €/a
Wärmepumpe 350 kW	240.000 €	20	15.395 €/a
Erschließung Sondenfeld	612.000 €	40	24.380 €/a
Baunebenkosten 15 %	484.800 €	30	23.163 €/a
Gesamtinvestitionen	3.716.800 €		
Abzüglich Zuschuss 40 %, BEW Modul 3	-1.487.000 €	50	-52.429 €/a
Gesamtinvestition abzüglich Zuschuss	2.229.800 €		
Summe der kapitalgebundenen Kosten (gerundet)			120.300 €/a
Verbrauchsgebundene Kosten			
	Energiekosten €/a	Preisänderung [%/a]	Kosten pro Jahr
Verbrauchgebundene Kosten Hackschnitzel	17.298 €/a	1,50	19.800 €/a
Wärmepumpen Strom Netz	162.750 €/a	2,50	204.400 €/a
Hilfsenergie Strom	12.642 €/a	2,50	15.900 €/a
Summe der verbrauchsgebundenen Kosten netto	192.690 €/a		240.100 €/a
Betriebsgebundene Kosten			
	Betriebskosten €/a	Preisänderung [%/a]	Kosten pro Jahr
Wartung, Instandhaltung, Hackschnitzelkessel	7.810 €/a	1,00	8.500 €/a
Wartung, Instandsetzung, Heiztechnik	6.680 €/a	1,00	7.300 €/a
Wartung, Instandsetzung, Wärmenetz	3.105 €/a	1,00	3.400 €/a
Wartung, Instandsetzung, Wärmeübergabestationen	9.000 €/a	1,00	9.800 €/a
Wartung, Instandhaltung Wärmepumpen	17.040 €/a	1,00	18.600 €/a
Sonstige Kosten (Versicherung, Verwaltung, ...)	16.160 €/a	1,00	17.700 €/a
Summe der betriebsgebundenen Kosten netto	70.745 €/a		77.300 €/a
Jahresgesamtkosten netto	383.735 €/a		437.700 €/a
Jahreswärmebedarf Abnehmer	1.860 MWh/a		1.860 MWh/a
Wärmegestehungskosten netto	206 €/MWh		235 €/MWh

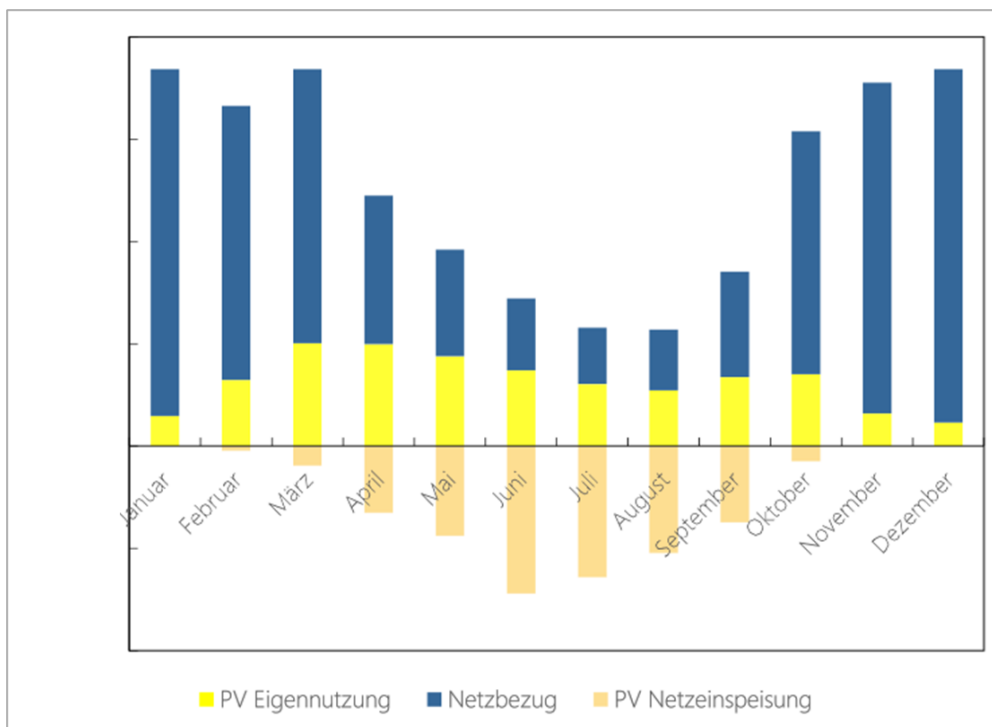
Die Gesamtinvestitionen abzüglich BEW-Zuschuss erhöhen sich auf 2,23 Mio. €. Hieraus ergeben sich unter Berücksichtigung der jeweiligen Nutzungsdauer der Komponenten kapitalgebundene Kosten in Höhe von 120.300 €/a. Aufgrund der hohen Stromkosten steigen die aktuellen verbrauchsgebundenen Kosten auf rund 193.000 €. Unter Berücksichtigung der angenommenen Preissteigerung steigen diese in der 20-Jahresbetrachtung auf durchschnittlich 240.000 € pro Jahr. Die betriebsgebundenen Kosten für Wartung, Instandsetzung und sonstiges belaufen sich auf 70.745 € bzw. 77.300 €.

Die Wärmegestehungskosten betragen dann aktuell 206 €/MWh im 20-Jahresdurchschnitt ergeben sich 235 €/MWh.

8.4.6 Wärmeversorgung mit Biomasse, Geothermie-Wärmepumpe und Freiflächen PV

Um die Strombezugskosten für die Wärmepumpe zu reduzieren, wird eine Freiflächen-PV-Anlage in die Simulation mit einbezogen. Eine PV-Leistung von 250 kWp erlaubt eine „bilanzielle“ Autarkie von Mai bis September.

Abbildung 50: PV-Nutzung für Geothermie-Wärmepumpe



Quelle: Simulation Pro시오-Engineering

Insgesamt kann die Anlage jährlich rund 250 MWh Strom erzeugen. 54 % des erzeugten PV-Stroms werden direkt von den Wärmepumpe genutzt (Eigennutzungsgrad). Der Autarkiegrad des Gesamtsystems beträgt 25 %.

Der Strombedarf für die Wärmepumpe kann sich von jährlich 540 MWh auf ca. 405 MWh reduzieren.

Der Flächenbedarf der PV-Anlage liegt bei rund 2.500 m². Folgende Abbildung zeigt das Sondenfeld mit PV-Anlage:

Abbildung 51: Flächenbedarf Erdsondenfeld Freiflächen-PV



Tabelle 8: Jahresgesamtkosten Biomasse mit Geothermie-Wärmepumpe und Freiflächen-PV

Jährliche durchschnittliche Aufwendungen			
Kapitalgebundene Kosten			
	Investition	Nutzungs- dauer [a]	Kosten pro Jahr
Baukosten Heizhaus	500.000 €	40	19.918 €/a
Heizraum Technik/Hydraulik	200.000 €	25	10.855 €/a
Pufferspeicher Heizhaus 30 m³	18.000 €	25	977 €/a
Hackschnitzelkessel 500 kW	75.000 €	20	4.811 €/a
Zubehör Hackschnitzelkessel / Montage	60.000 €	20	3.849 €/a
Wärmenetz-Pumpen	30.000 €	15	2.423 €/a
Hauptleitung, Duo DN 75 (ohne Tiefbau)	276.000 €	40	10.995 €/a
Hauptleitung, Duo DN 50 (ohne Tiefbau)	180.000 €	40	7.171 €/a
Anschlussleitung, Duo DN 25 (ohne Tiefbau)	45.000 €	40	1.793 €/a
Hauptleitung Tiefbau	600.000 €	40	23.902 €/a
Anschlussleitung Tiefbau	96.000 €	40	3.824 €/a
Wärmeübergabestationen 50 Gebäude	300.000 €	20	19.244 €/a
Wärmepumpe 300 kWp	240.000 €	20	15.395 €/a
Erschließung Sondenfeld	612.000 €	40	24.380 €/a
PV-Anlage 250 kWp	350.000 €	20	22.451 €/a
Baunebenkosten 15 %	537.300 €	30	25.671 €/a
Gesamtinvestitionen	4.119.300 €		
Abzüglich Zuschuss 40 %, BEW Modul 3	-1.648.000 €	50	-58.105 €/a
Gesamtinvestition abzüglich Zuschuss	2.471.300 €		
Summe der kapitalgebundenen Kosten (gerundet)			139.600 €/a
Verbrauchsgebundene Kosten			
	Energiekosten €/a	Preisänderung [%/a]	Kosten pro Jahr
Verbrauchgebundene Kosten Hackschnitzel	17.298 €/a	1,50	19.800 €/a
Wärmepumpen Strom Netz	122.063 €/a	2,50	153.300 €/a
PV-Einspeisung	-7.091 €/a	0,00	-7.091 €/a
Hilfsenergie Strom	12.642 €/a	2,50	15.900 €/a
Summe der verbrauchsgebundenen Kosten netto	144.911 €/a		181.909 €/a
Betriebsgebundene Kosten			
	Betriebskosten €/a	Preisänderung [%/a]	Kosten pro Jahr
Wartung, Instandhaltung, Hackschnitzelkessel	7.810 €/a	1,00	8.500 €/a
Wartung, Instandsetzung, Heiztechnik	6.680 €/a	1,00	7.300 €/a
Wartung, Instandsetzung, Wärmenetz	3.105 €/a	1,00	3.400 €/a
Wartung, Instandsetzung, Wärmeübergabestationen	9.000 €/a	1,00	9.800 €/a
Wartung, Instandhaltung Wärmepumpen	17.040 €/a	1,00	18.600 €/a
Wartung, Instandhaltung WP	3.500 €/a	1,00	3.800 €/a
Sonstige Kosten (Versicherung, Verwaltung, ...)	17.910 €/a	1,00	19.600 €/a
Summe der betriebsgebundenen Kosten netto	75.995 €/a		83.000 €/a
Jahresgesamtkosten netto	360.506 €/a		404.500 €/a
Jahreswärmebedarf Abnehmer	1.860 MWh/a		1.860 MWh/a
Wärmegestehungskosten netto	194 €/MWh		217 €/MWh

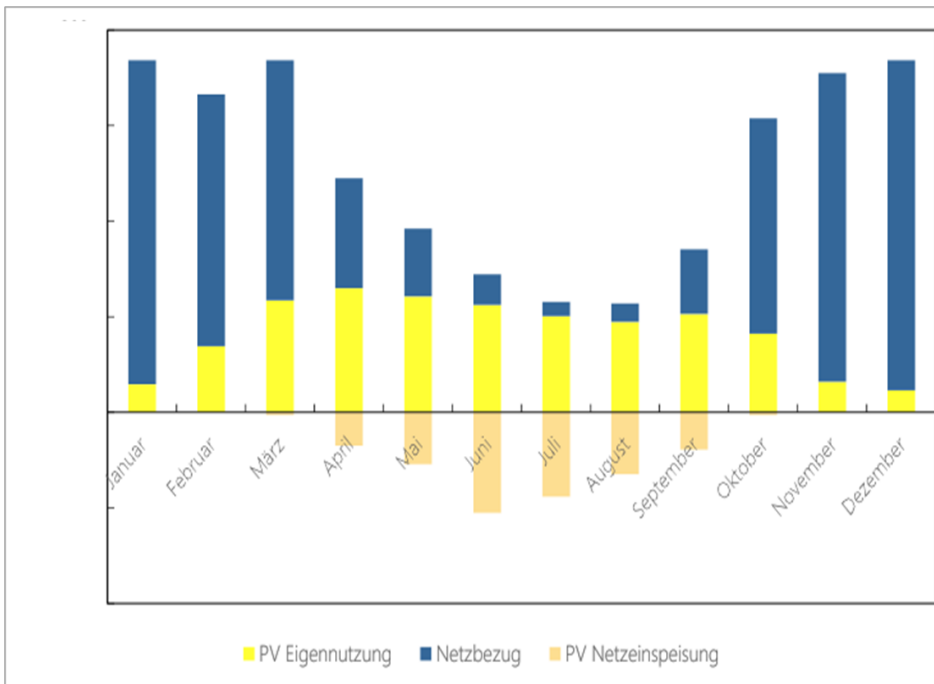
Die Gesamtinvestitionen abzüglich BEW-Zuschuss steigen dann auf knapp 2,5 Mio. €. Hieraus ergeben sich unter Berücksichtigung der jeweiligen Nutzungsdauer der Komponenten kapitalgebundene Kosten in Höhe von 139.600 €/a. Durch die PV-Eigenstromnutzung und PV-Einspeisevergütung reduzieren sich die aktuellen verbrauchsgebundenen Kosten auf ca. 145.000 €. Unter Berücksichtigung der angenommenen Preissteigerung betragen diese in der 20-Jahresbetrachtung durchschnittlich 182.000 € pro Jahr. Die betriebsgebundenen Kosten für Wartung, Instandsetzung und sonstiges belaufen sich auf 76.000 € bzw. 83.000 €.

Die aktuellen Wärmegestehungskosten sinken auf 194 €/MWh im 20-Jahresdurchschnitt ergeben sich 217 €/MWh.

8.4.7 Wärmeversorgung mit Biomasse, Geothermie-Wärmepumpe und Freiflächen PV+ Batteriespeicher

Um die Stromeigennutzung und den Autarkiegrad zu erhöhen, wird in einer weiteren Variante ein Batteriespeicher mit 150 kWh Speicherkapazität berücksichtigt.

Abbildung 52: PV-Nutzung mit Batteriespeicher für Geothermie-Wärmepumpe



Quelle: Simulation Proso-Engineering

Der Eigennutzungsgrad des erzeugten PV-Stroms steigt von 54 % auf 72 %, der Autarkiegrad erhöht sich von 25 % auf 33 %. Der Strombedarf für die Wärmepumpe kann sich von jährlich 540 MWh auf ca. 360 MWh reduzieren. Eine weitere Steigerung der Batteriekapazität hat nur noch geringen Einfluss auf den Autarkiegrad, da der Stromverbrauch im Winter dominiert, wo bereits Vollnutzung des PV-Stroms vorherrscht (keine Netzeinspeisung).

Folgende Tabelle zeigt die PV-Nutzung in der Gegenüberstellung:

Tabelle 9: Gegenüberstellung PV-Nutzung Geothermie-Wärmepumpe

Variante	ohne PV	nur PV	PV + Batterie
Netzstrom durch WP	540 MWh/a	405 MWh/a	360 MWh/a
PV-Strom durch WP	0 MWh/a	135 MWh/a	180 MWh/a
Einspeisung PV-Strom	0 MWh/a	115 MWh/a	70 MWh/a
Eigennutzungsgrad	-	54%	72%
Autarkiegrad	0%	25%	33%

Tabelle 10: Jahresgesamtkosten Biomasse mit Geothermie-Wärmepumpe und Freiflächen-PV+ Batteriespeicher

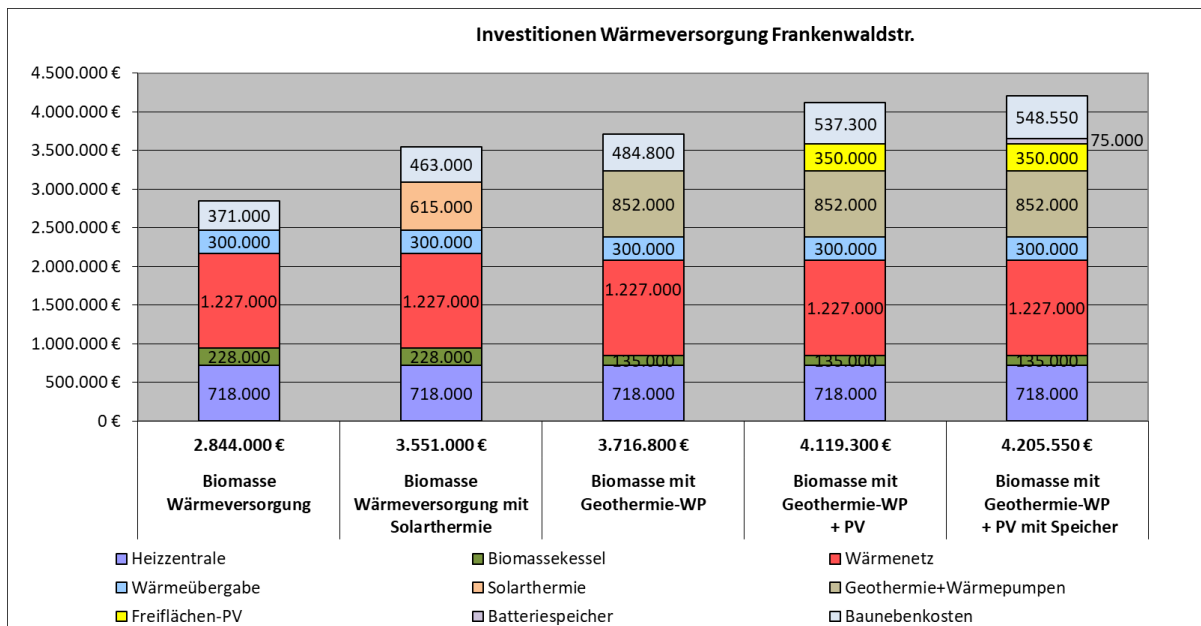
Jährliche durchschnittliche Aufwendungen			
Kapitalgebundene Kosten			
	Investition	Nutzungs- dauer [a]	Kosten pro Jahr
Baukosten Heizhaus	500.000 €	40	19.918 €/a
Heizraum Technik/Hydraulik	200.000 €	25	10.855 €/a
Pufferspeicher Heizhaus 30 m ³	18.000 €	25	977 €/a
Hackschnitzelkessel 500 kW	75.000 €	20	4.811 €/a
Zubehör Hackschnitzelkessel / Montage	60.000 €	20	3.849 €/a
Wärmenetz-Pumpen	30.000 €	15	2.423 €/a
Hauptleitung, Duo DN 75 (ohne Tiefbau)	276.000 €	40	10.995 €/a
Hauptleitung, Duo DN 50 (ohne Tiefbau)	180.000 €	40	7.171 €/a
Anschlussleitung, Duo DN 25 (ohne Tiefbau)	45.000 €	40	1.793 €/a
Hauptleitung Tiefbau	600.000 €	40	23.902 €/a
Anschlussleitung Tiefbau	96.000 €	40	3.824 €/a
Wärmeübergabestationen 50 Gebäude	300.000 €	20	19.244 €/a
Wärmepumpe 300 kWp	240.000 €	20	15.395 €/a
Erschließung Sondenfeld	612.000 €	40	24.380 €/a
PV-Anlage 250 kWp	350.000 €	20	22.451 €/a
Batterie 150 kWh incl. Montage etc.	75.000 €	10	8.569 €/a
Baunebenkosten 15 %	548.550 €	30	26.208 €/a
Gesamtinvestitionen	4.205.550 €		
Abzüglich Zuschuss 40 % BEW Modul 3	-1.682.000 €	50	-59.304 €/a
Gesamtinvestition abzüglich Zuschuss	2.523.550 €		
Summe der kapitalgebundenen Kosten (gerundet)			147.500 €/a
Verbrauchsgebundene Kosten			
	Energiekosten €/a	Preisänderung [%/a]	Kosten pro Jahr
Verbrauchgebundene Kosten Hackschnitzel	17.298 €/a	1,50	19.800 €/a
Wärmepumpen Strom Netz	109.043 €/a	2,50	136.900 €/a
PV-Einspeisung	-4.400 €/a	0,00	-4.400 €/a
Hilfsenergie Strom	12.642 €/a	2,50	15.900 €/a
Summe der verbrauchsgebundenen Kosten netto	134.582 €/a		168.200 €/a
Betriebsgebundene Kosten			
	Betriebskosten €/a	Preisänderung [%/a]	Kosten pro Jahr
Wartung, Instandhaltung, Hackschnitzelkessel	7.810 €/a	1,00	8.500 €/a
Wartung, Instandsetzung, Heiztechnik	6.680 €/a	1,00	7.300 €/a
Wartung, Instandsetzung, Wärmenetz	3.105 €/a	1,00	3.400 €/a
Wartung, Instandsetzung, Wärmeübergabestationen	9.000 €/a	1,00	9.800 €/a
Wartung, Instandhaltung Wärmepumpen	17.040 €/a	1,00	18.600 €/a
Wartung, Instandhaltung WP	3.500 €/a	1,00	3.800 €/a
Sonstige Kosten (Versicherung, Verwaltung, ...)	18.285 €/a	1,00	20.000 €/a
Summe der betriebsgebundenen Kosten netto	76.370 €/a		83.400 €/a
Jahresgesamtkosten netto	358.452 €/a		399.100 €/a
Jahreswärmebedarf Abnehmer	1.860 MWh/a		1.860 MWh/a
Wärmegestehungskosten netto	193 €/MWh		215 €/MWh

Die Gesamtinvestitionen abzüglich BEW-Zuschuss betragen dann rund 2,52 Mio. €. Hieraus ergeben sich unter Berücksichtigung der jeweiligen Nutzungsdauer der Komponenten kapitalgebundene Kosten in Höhe von 147.500 €/a. Durch den Batteriespeicher reduzieren sich die verbrauchsgebundenen Kosten auf ca. 134.600 € bzw. 168.200 € im 20-Jahresdurchschnitt. Die betriebsgebundenen Kosten für Wartung, Instandsetzung und sonstiges belaufen sich auf 76.400 € bzw. 83.400 €.

Die aktuellen Wärmegestehungskosten betragen dann 193 €/MWh im 20-Jahresdurchschnitt ergeben sich 215 €/MWh.

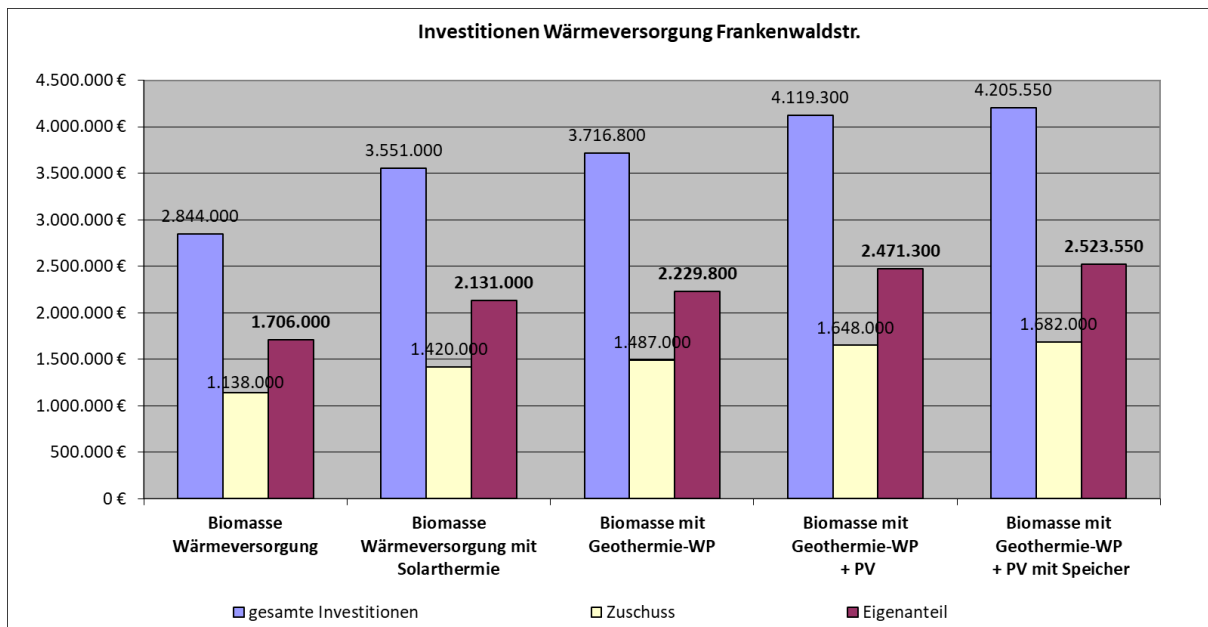
8.4.8 Variantenvergleich Wärmeversorgung Frankenwaldstr.

Abbildung 53: Investitionen Wärmeversorgung Frankenwaldstr.



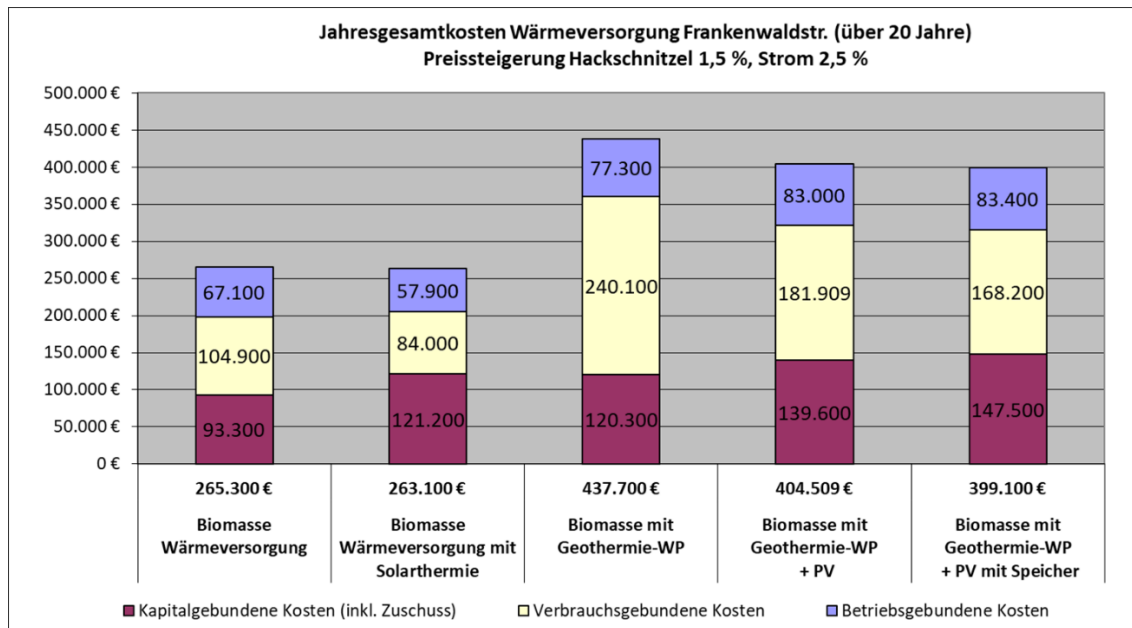
Die Investitionen steigen von 2,84 Mio. € beim reinen Biomasse-Heizwerk auf 4,2 Mio. € mit Geothermie Sondenfeld, Freiflächen-PV und Batteriespeicher. Den größten Einzelposten verursacht das Wärmenetz mit Tiefbauarbeiten.

Abbildung 54: Investitionen mit BEW-Zuschuss Wärmeversorgung Frankenwaldstr.



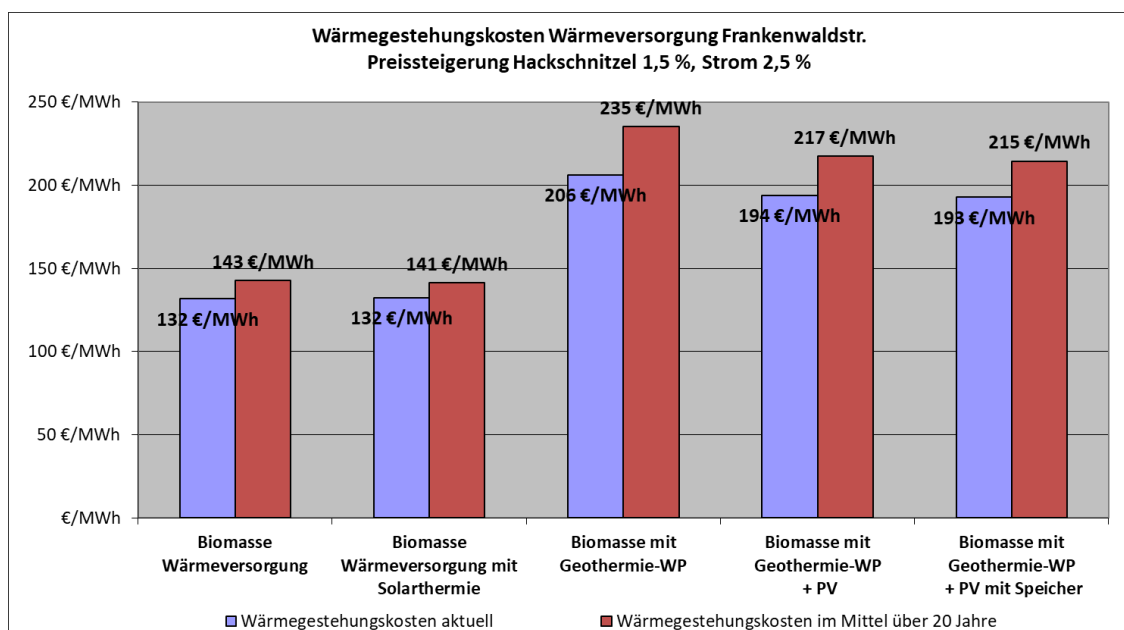
Bei allen Wärmeversorgungsvarianten kann die BEW-Förderung in Anspruch genommen werden. Hierdurch reduzieren sich die Investitionen jeweils um 40 %.

Abbildung 55: Jahresgesamtkosten Wärmeversorgung Frankenwaldstr.



Die Jahresgesamtkosten sind in der 20-Jahresbetrachtung bei der reinen Biomasse-Variante und der Variante mit Freiflächen-Solarthermie beinahe gleichauf. Aufgrund der hohen Stromkosten und der daraus resultierenden verbrauchsgebundenen Kosten ist die Wärmepumpenvariante um knapp 70 % teurer. Mit Stromeigennutzung durch die Freiflächen-PV lassen sich die Strombezugskosten deutlich reduzieren, die Jahresgesamtkosten liegen aber immer noch um rund 50 % über den Varianten 1 und 2. Die Integration eines Batteriespeichers senkt zwar die verbrauchsgebundenen Kosten weiter, führt jedoch in ähnlichem Maße zu Erhöhung des Kapitalaufwands.

Abbildung 56: Wärmegestehungskosten Wärmeversorgung Frankenwaldstr.



Dementsprechend sind auch die Wärmegestehungskosten der Varianten mit Biomasse-Wärmeerzeugung bzw. mit zusätzlicher Solarthermie am geringsten. Hier kann sich durch geringe Verschiebung der Kosten und/oder sonstiger Rahmenbedingungen das Ergebnis ändern.

Fazit:

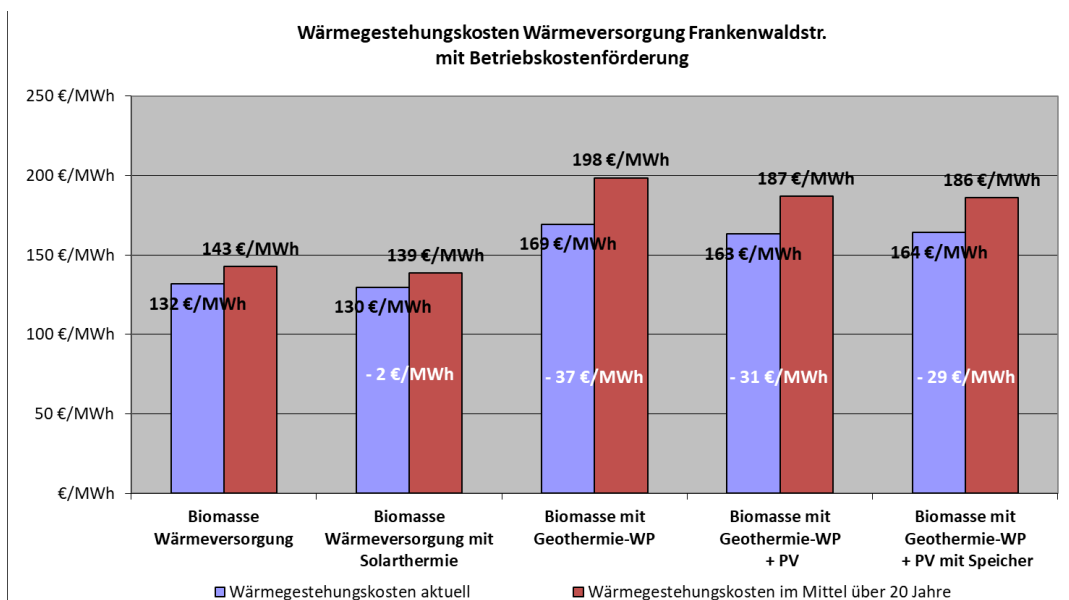
Stehen in der Region ausreichend Hackschnitzel zur Verfügung ist eine zentrale Wärmeversorgung mit einem Biomasse-Wärmenetz aus ökonomischer und ökologischer Sicht sinnvoll.

Eine Fläche von rund 3.000 m² für die Freiflächen-Solarthermieanlage muss zwischen Bundesstraße und Gewerbegebäuden gefunden werden. Vor Erschließung eines Erdsondenfeldes müssen umfangreiche Voruntersuchungen und Vorplanungen durchgeführt werden.

8.4.9 Variantenvergleich Wärmeversorgung Frankenwaldstr. mit Betriebskostenförderung

Für den Betrieb von Solarthermieanlagen und Wärmepumpen kann in der BEW im Anschluss an den Bau ein separater Antrag zur Förderung der Betriebskosten (Fördermodul 4) gestellt werden. **Diese wird über einen Zeitraum von 10 Jahren gewährt.** Die Förderung für Solarthermieanlagen beträgt 1 Cent pro kWh_{th} (thermisch). Bei Wärmepumpen sind es 9,2 Cent pro kWh_{th} bei Netzstrom und 3,0 ct/kWh pro kWh_{th} bei PV-Strom. Die Betriebskostenförderung für Wärmepumpen ist erst ab einer JAZ > 2,5 möglich. Diese kann bspw. durch Absenkung der Vorlauftemperatur oder Bohrungen in tiefere Bodenschichten und damit höhere Umweltwärmetemperatur erreicht werden. Auch ist eine Optimierung der Betriebsweise, bspw. durch ein gleitendes Nahwärmenetz mit geringeren Netztemperaturen im Sommer; dezentrale Booster-Wärmepumpen; usw. möglich. Im Fall einer Planung/Umsetzung sollten hier verschiedene Szenarien simuliert werden.

Abbildung 57: Wärmegestehungskosten mit Betriebskostenförderung Frankenwaldstr.



Das Ansetzen der Betriebskostenförderung senkt die Wärmegestehungskosten um 2 €/MWh bei der Solarthermievariante und um 29 €/MWh bis 37 €/MWh bei den Varianten mit Wärmepumpe. Die Wärmegestehungskosten liegen dennoch deutlich über denen der Biomasseoptionen, mit und ohne Solarthermie.

Die Betriebskostenförderung verändert das Gesamtergebnis nicht grundlegend, sollte aber im Falle eine Inanspruchnahme der BEW Förderung Investitionszuschuss (Fördermodul 2) zusätzlich mit beantragt werden. Für die reine Biomasse Wärmeversorgung gibt es keine Betriebskostenförderung.

8.5 Stadtbauhof - PV-Anlagen zur Stromeigennutzung

Für den Stadtbauhof Dr.-Hans-Künzel-Str. 5 und 5a wird die Stromerzeugung und Nutzung durch PV-Dachanlagen simuliert und bewertet.

Auf dem Gelände des Stadtbauhofs befinden sich drei größere Gebäude, die in Nord-Süd-Richtung ausgerichtet sind. In der Hausnummer 5 befinden sich Büros und Kfz-Werkstadt, das Flachdach wurde bereits saniert. In Hausnummer 5.a handelt es sich um das Werkstattgebäude, das Flachdach ist noch nicht saniert, dies müsste vor der Installation einer PV-Anlage erfolgen. Das dritte, längliche Gebäude ist eine offene Halle, auch hier müsste das Dach vor der Installation einer PV-Anlage saniert werden.

Abbildung 58: Gelände Stadtbauhof Naila



Quelle: Stadt Naila

8.5.1 Stromverbrauch

Die Stromverbräuche der Jahre 2018 bis 2021 wurden durch die Stadt Nails zur Verfügung gestellt.

Tabelle 3: Stromverbrauch Stadtbauhof

Stadt Naila	2018	2019	2020	2021	Mittelwert	Strompreis (brutto)	
Stadtbauhof Stromverbrauch	28.316 kWh/a	28.358 kWh/a	27.200 kWh/a	27.540 kWh/a	27.854 kWh/a	0,40 €/kWh	11.141 €/a

Im Mittel der letzten vier Jahre beträgt der Stromverbrauch im Bauhof ca. 27.850 kWh. Bei einem Strompreis von 40 ct/kWh ergeben sich jährliche Stromkosten in Höhe von 11.140 €. Eine PV-Anlage mit Stromeigennutzung kann die Strombezugskosten deutlich reduzieren.

8.5.2 Rahmenbedingungen

- Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

Im EEG wird die Höhe der Vergütung für den eingespeisten Strom festgelegt. Seit dem EEG 2023 wird zwischen Teil- und Volleinspeisung unterschieden. Bei Gebäuden mit hoher Stromeigennutzung ist die Teileinspeisung die richtige Wahl.

Tabelle 11: EEG Einspeisevergütung

Leistungsanteil ²		Anzulegender Wert Teileinspeisung	Fester Vergütungssatz ³ Teileinspeisung	Aufschlag Volleinspeisung	Anzulegender Wert Volleinspeisung	Fester Vergütungssatz ³ Volleinspeisung
größer	bis einschl.					
0 kW	10 kW	8,6 ct/kWh	8,2 ct/kWh	4,8 ct/kWh	13,4 ct/kWh	13,0 ct/kWh
10 kW	40 kW	7,5 ct/kWh	7,1 ct/kWh	3,8 ct/kWh	11,3 ct/kWh	10,9 ct/kWh
40 kW	100 kW	6,2 ct/kWh	5,8 ct/kWh	5,1 ct/kWh	11,3 ct/kWh	10,9 ct/kWh
100 kW	400 kW	6,2 ct/kWh		3,2 ct/kWh	9,4 ct/kWh	
400 kW	1.000 kW	6,2 ct/kWh		1,9 ct/kWh	8,1 ct/kWh	

² Vergütung der Strommengen leistungsanteilig gemäß §23c EEG 2023: Für den jeweiligen Leistungsanteil der Anlage wird die entsprechende Vergütung angewandt.

³ Anzuwenden ist bei Direktvermarktung (Marktprämie) der anzulegende Wert, bei Anlagen bis 100 kW ohne Direktvermarktung der feste Vergütungssatz. Anlagen über 100 kW müssen zwingend in die Direktvermarktung.

- Grundlegende Parameter der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Die Simulation erfolgte mit der Software „Valentin PV*SOL Premium“.

Die Ergebnisse von Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen hängen zu einem großen Teil von der Definition der Ausgangsparameter ab. Bei einer Betrachtung über einen Zeitraum von 20+1 Jahren handelt es sich naturgemäß immer um Abschätzungen. Inwieweit sich diese mit der zukünftigen Entwicklung decken, muss sich erst noch zeigen. Deshalb sind Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen immer unter einem gewissen Vorbehalt zu sehen.

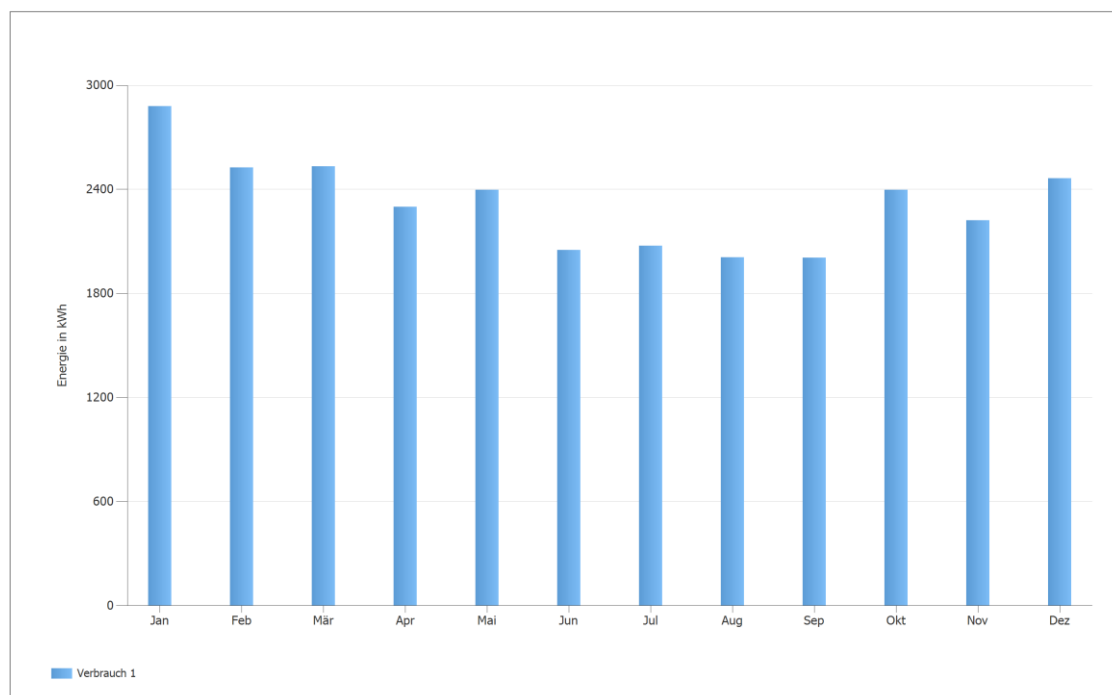
Tabelle 12: Parameter der Anlagensimulation

Parameter für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	
Arbeitspreis Strom Netzbezug	40 ct/kWh
Preissteigerung Strom	1 % p.a.
Jährliche Kosten (Betriebskosten)	1-2 % der Investitionen
kalkulierte Moduldegradation	85% Mindestleistung nach 25 Jahren

Die Wirtschaftlichkeitsberechnung wird ohne Inanspruchnahme eines Kredites berechnet (100 % Eigenkapital). Die Preissteigerung für den ersetzten Strom wird eher defensiv mit jährlich 1% berechnet. Die jährlichen Betriebskosten werden mit 1 bis 2 % der Investitionen beziffert. Somit sind anfallende Kosten wie Wartung, Messstellenbetrieb, das Ersetzen defekter Anlagenteile o.ä., über die Nutzungsdauer ansatzweise einkalkuliert.

- Lastgang Stromverbrauch

Da laut Datenerhebung keine Lastgangmessung stattfindet wird für die Simulation der Standard-Lastgang Gewerbe „G1 BDEW“ (Stromverbrauch überwiegend tagsüber) hinterlegt. Hieraus ergibt sich mit 27.850 kWh folgender Stromverbrauch im Monatsverlauf:

Abbildung 59: Stromverbrauch im Monatsverlauf

Quelle: Valentin PV*SOL Premium

Um mit dem exakten Lastgang des Bauhofs zu simulieren, müsste vor Ort eine Lastgangmessung erfolgen.

8.5.3 PV-Varianten 1 bis 5

Für den Stadtbauhof Naila werden folgenden PV-Varianten simuliert und bewertet:

- Variante 1: PV-Anlage 40 kWp, Gebäude Nr. 5
- Variante 2: PV-Anlage 132 kWp, Gebäude Nr. 5 und 5a
- Variante 3: PV-Anlage 132 kWp, Gebäude Nr. 5 und 5a zzgl. E-Mobilität
- Variante 4: PV-Anlage 132 kWp, Gebäude Nr. 5 und 5a zzgl. E-Mobilität und Batteriespeicher
- Variante 5: PV-Anlage 222 kWp, Gebäude Nr. 5, 5a und Halle zzgl. E-Mobilität und Batteriespeicher

8.5.3.1 Variante 1: PV-Anlage 40 kWp, Gebäude Nr. 5

Die Variante 1 ist eine Belegung des höheren Flachdaches von Gebäude Nr. 5. Bei 92 Modulen ergibt sich eine PV-Generatorfläche von 192 m² mit einer Leistung von 40 kWp.

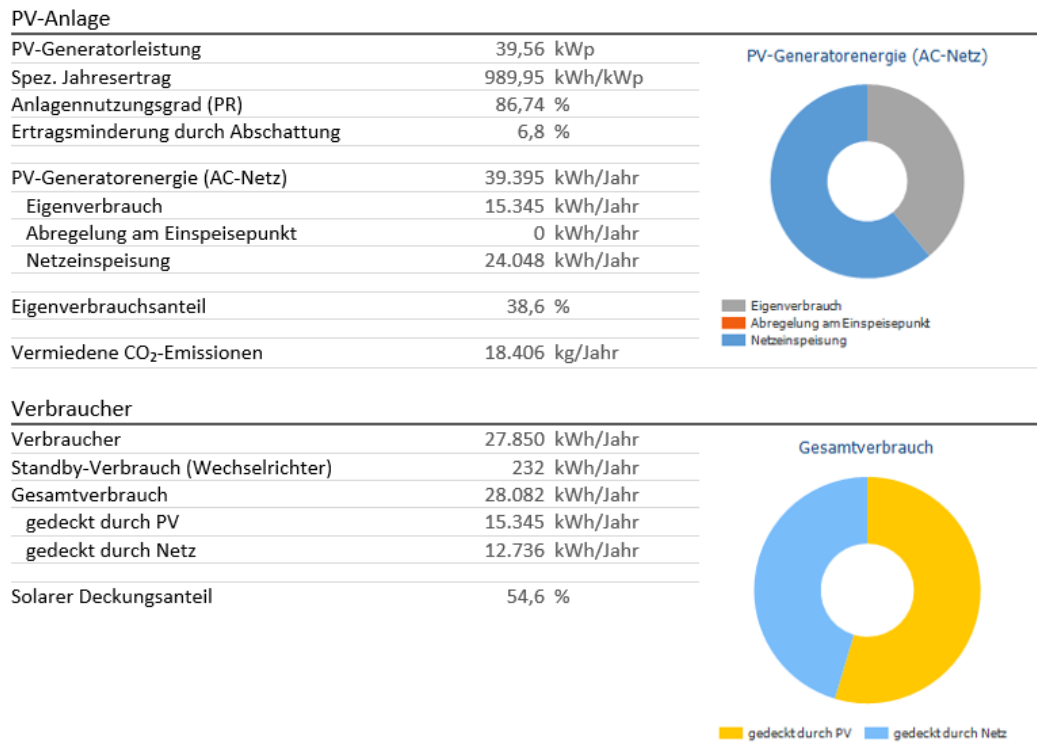
Abbildung 60: Dachbelegung Variante1 Gebäude Nr. 5



Quelle: Valentin PV*SOL Premium

Die PV-Anlage kann jährlich rund 39.400 kWh Strom erzeugen. Die Anlage erreicht einen spezifischen Jahresertrag von 990 kWh/kWp.

Abbildung 61: Detaillierte Simulationsergebnisse Variante 1



Quelle: Valentin PV*SOL Premium

Mit dem angenommen Lastprofil wird knapp 40 % des erzeugten Stroms direkt im Bauhof verbraucht (direkter Eigenverbrauch), dies entspricht Stromvermeidungskosten von derzeit 6.140 €.

Der solare Deckungsanteil des Stromverbrauchs im Bauhof beträgt 55 % (Autarkiegrad).

Folgende Abbildungen zeigen das wirtschaftliche Gesamtergebnis der nächsten 20 Jahre:

Abbildung 62: Wirtschaftlichkeitsanalyse Variante 1

Anlagendaten

Netzeinspeisung im ersten Jahr (inkl. Moduldegradation)	24.048 kWh/Jahr
PV-Generatorleistung	39,6 kWp
Inbetriebnahme der Anlage	04.08.2023
Betrachtungszeitraum	20 Jahre
Kapitalzins	1 %

Wirtschaftliche Kenngrößen

Gesamtkapitalrendite	10,59 %
Kumulierter Cashflow	78.298,88 €
Amortisationsdauer	8,8 Jahre
Stromgestehungskosten	0,1081 €/kWh

Zahlungsübersicht

spezifische Investitionskosten	1.500,00 €/kWp
Investitionskosten	59.340,00 €
Einmalzahlungen	0,00 €
Förderungen	0,00 €
Jährliche Kosten	890,10 €/Jahr
Sonstige Erlöse oder Einsparungen	0,00 €/Jahr

Vergütung und Ersparnisse

Gesamtvergütung im ersten Jahr	1.774,31 €/Jahr
Ersparnisse im ersten Jahr	6.045,60 €/Jahr

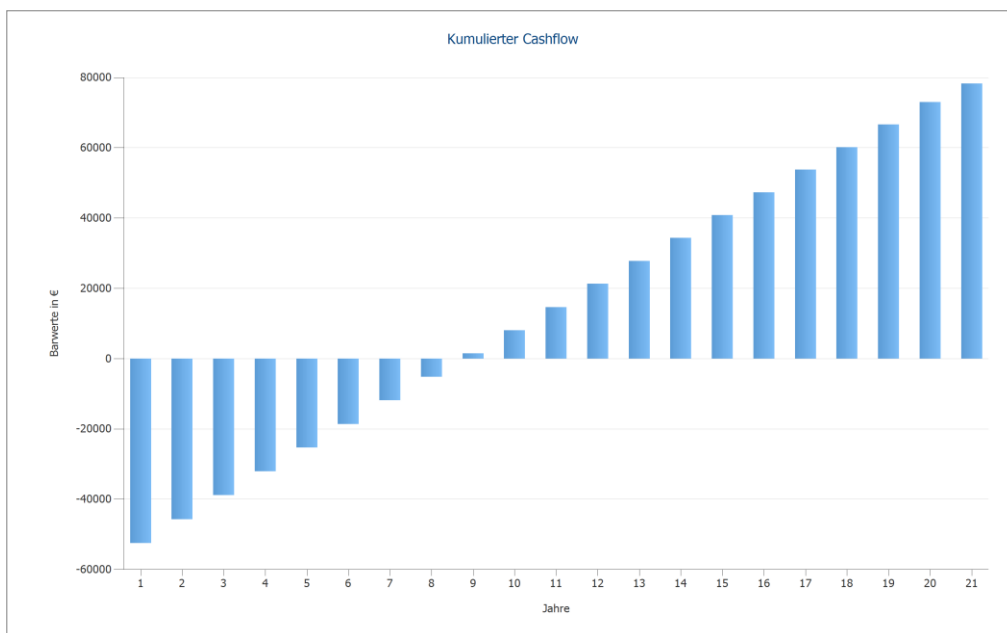
EEG 2023 (Teileinspeisung) - Gebäudeanlagen

Gültigkeit	04.08.2023 - 31.12.2043
Spezifische Einspeisevergütung	0,0738 €/kWh
Einspeisevergütung	1774,3075 €/Jahr

Naila Stadtbauhof (Example)

Arbeitspreis	0,4 €/kWh
Preisänderungsfaktor Arbeitspreis	1 %/Jahr

Der jährlich dargestellte Barwert ergibt sich aus den Gesamtinvestitionen zu Beginn sowie der jährlichen Betriebskosten abzüglich der Einspeisevergütung und der vermiedenen Strombezugskosten.



Quelle: Valentin PV*SOL Premium

Bei Investitionen von knapp 60.000 € (netto) für die PV-Anlage ergibt sich nach 20 Jahren ein kumulierter Cashflow (Gewinn) in Höhe von knapp 80.000 €. Die Anlage amortisiert sich nach 8,8 Jahren.

8.5.3.2 Variante 2: PV-Anlage 132 kWp, Gebäude Nr. 5+5a

Bei der Variante wird zusätzlich das Flachdach von Gebäude Nr. 5a mit 216 Modulen belegt. Insgesamt ergibt sich eine PV-Generatorfläche von 640 m² mit einer Leistung von 132 kWp.

Abbildung 63: Dachbelegung Variante 2 Gebäude Nr. 5+5a



Quelle: Valentin PV*SOL Premium

Die PV-Anlagen können jährlich rund 132.000 kWh Strom erzeugen.

Abbildung 64: Detaillierte Simulationsergebnisse Variante 2

PV-Anlage

PV-Generatorleistung	132,44 kWp
Spez. Jahresertrag	992,74 kWh/kWp
Anlagennutzungsgrad (PR)	87,23 %
Ertragsminderung durch Abschattung	7,3 %

PV-Generatorenergie (AC-Netz)	131.796 kWh/Jahr
Eigenverbrauch	20.100 kWh/Jahr
Abregelung am Einspeisepunkt	0 kWh/Jahr
Netzeinspeisung	111.695 kWh/Jahr

Eigenverbrauchsanteil	15,0 %
-----------------------	--------

Vermiedene CO ₂ -Emissionen	61.795 kg/Jahr
--	----------------

PV-Generatorenergie (AC-Netz)



■ Eigenverbrauch
■ Abregelung am Einspeisepunkt
■ Netzeinspeisung

Verbraucher

Verbraucher	27.850 kWh/Jahr
Standby-Verbrauch (Wechselrichter)	318 kWh/Jahr
Gesamtverbrauch	28.168 kWh/Jahr
gedeckt durch PV	20.100 kWh/Jahr
gedeckt durch Netz	8.067 kWh/Jahr

Solarer Deckungsanteil	71,4 %
------------------------	--------

Gesamtverbrauch



■ gedeckt durch PV
■ gedeckt durch Netz

Quelle: Valentin PV*SOL Premium

Aufgrund der deutlich höheren Stromerzeugung sinkt der direkte Eigenverbrauch des erzeugten Stroms von 40 % auf 15 %. Der solare Deckungsanteil des Stromverbrauchs im Bauhof steigt von 55 % auf 71 %.

Folgende Abbildungen zeigen das wirtschaftliche Gesamtergebnis der nächsten 20 Jahre:

Abbildung 65: Wirtschaftlichkeitsanalyse Variante 2**Anlagendaten**

Netzeinspeisung im ersten Jahr (inkl. Moduldegradation)	111.407 kWh/Jahr
PV-Generatorleistung	132,4 kWp
Inbetriebnahme der Anlage	01.01.2024
Betrachtungszeitraum	20 Jahre
Kapitalzins	1 %

Wirtschaftliche Kenngrößen

Gesamtkapitalrendite	2,96 %
Kumulierter Cashflow	35.281,34 €
Amortisationsdauer	16,3 Jahre
Stromgestehungskosten	0,0862 €/kWh

Zahlungsübersicht

spezifische Investitionskosten	1.200,00 €/kWp
Investitionskosten	158.928,00 €
Einmalzahlungen	0,00 €
Förderungen	0,00 €
Jährliche Kosten	2.383,92 €/Jahr
Sonstige Erlöse oder Einsparungen	0,00 €/Jahr

Vergütung und Ersparnisse

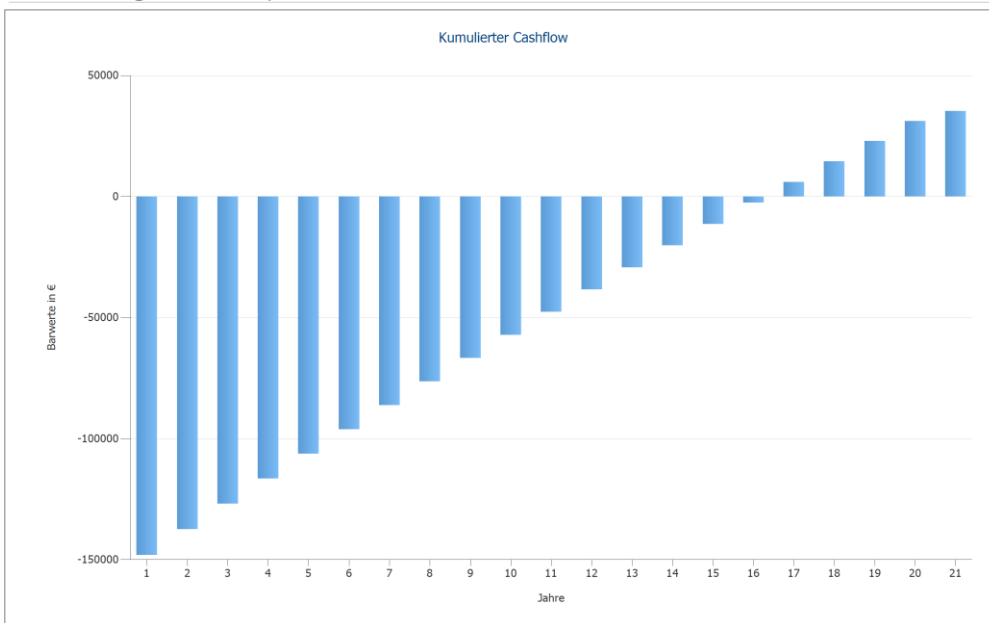
Gesamtvergütung im ersten Jahr	5.408,87 €/Jahr
Ersparnisse im ersten Jahr	7.893,04 €/Jahr

EEG 2023 (Teileinspeisung) - Gebäudeanlagen

Gültigkeit	04.08.2023 - 31.12.2043
Spezifische Einspeisevergütung	0,0486 €/kWh
Einspeisevergütung	5408,8651 €/Jahr

Naila Stadtbauhof (Example)

Arbeitspreis	0,4 €/kWh
Preisänderungsfaktor Arbeitspreis	1 %/Jahr



Quelle: Valentin PV*SOL Premium

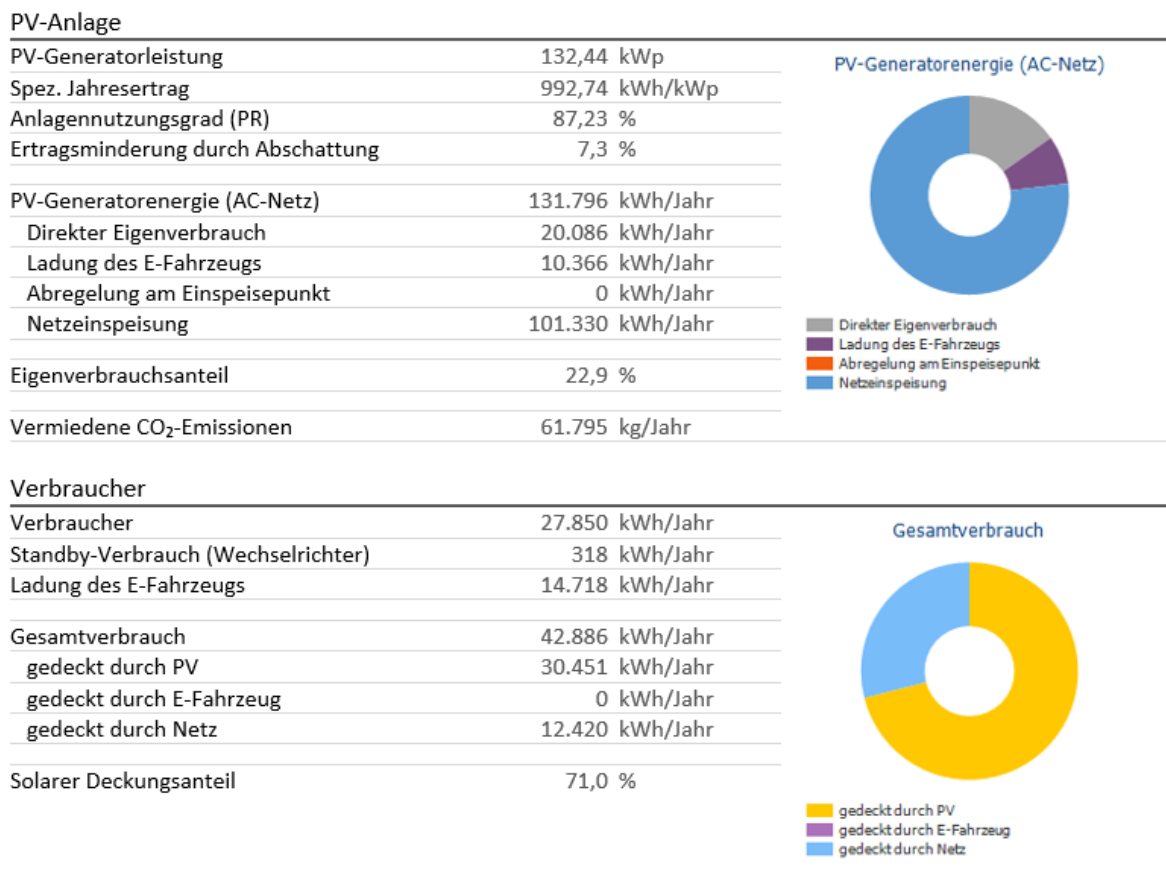
Bei Investitionen von knapp 160.000 € (netto) für die PV-Anlage ergibt sich nach 20 Jahren ein kumulierter Cashflow (Gewinn) von nur noch rund 35.000 €. Dadurch, dass der direkte Eigenverbrauch deutlich geringer als bei der kleineren Anlage aus Variante 1 ist, amortisiert sich die Anlage erst nach 16,3 Jahren.

8.5.3.3 Variante 3: PV-Anlage 132 kWp mit E-Mobilität

Um die Wirtschaftlichkeit der 132 kWp Anlagen zu erhöhen, wird die Nutzung von Elektrofahrzeugen berücksichtigt. Im Simulationsprogramm PV*SOL wurden drei Mercedes EQV 300 Extra Long (auch als Transporter verfügbar) hinterlegt. Folgende Rahmenbedingungen:

- Reichweite nach WLTP: 417 km
- Verbrauch: 26,4 kWh/100 km
- Fahrleistung pro Woche: 3 x 300 km
- Fahrleistung pro Jahr: 3 x 15.640 km
- Ladezeiten Mo.-Fr.: 17 Uhr – 7 Uhr
- Ladezeiten Sa. So. 0 Uhr bis 24 Uhr

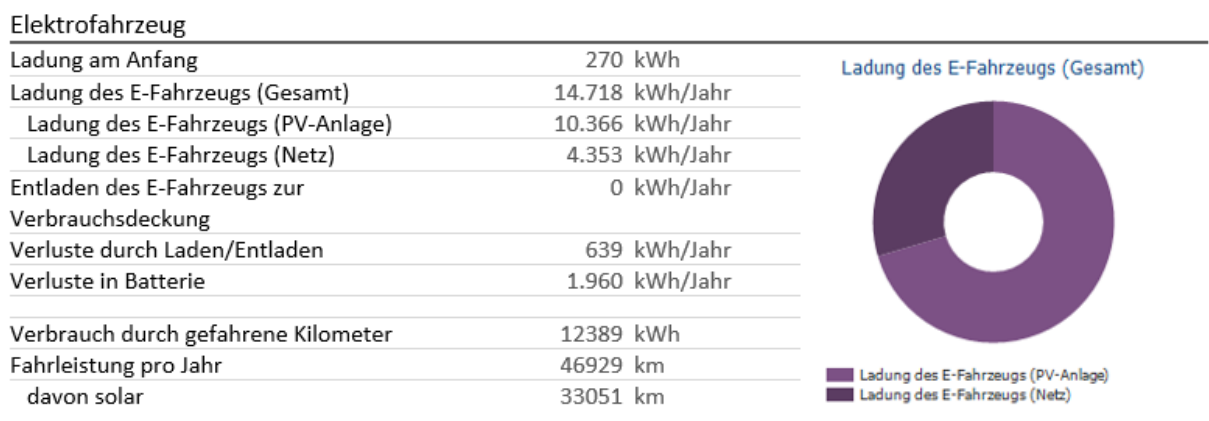
Abbildung 66: Detaillierte Simulationsergebnisse Variante 3



Quelle: Valentin PV*SOL Premium

Durch die drei Elektrofahrzeuge steigt der direkte Eigenverbrauch des erzeugten Stroms von 15 % auf 23 %. Der solare Deckungsanteil des Stromverbrauchs im Bauhof und der Fahrzeugladung liegt bei 71 %.

Abbildung 67: Simulationsergebnisse Elektrofahrzeuge Variante 3



Quelle: Valentin PV*SOL Premium

Rund 70 % der Ladung (10.370 kWh/a) erfolgt durch die PV-Anlage.

Abbildung 68: Wirtschaftlichkeitsanalyse Variante 3**Anlagendaten**

Netzeinspeisung im ersten Jahr (inkl. Moduldegradation)	101.069 kWh/Jahr
PV-Generatorleistung	132,4 kWp
Inbetriebnahme der Anlage	01.01.2024
Betrachtungszeitraum	20 Jahre
Kapitalzins	1 %

Wirtschaftliche Kenngrößen

Gesamtkapitalrendite	6,59 %
Kumulierter Cashflow	108.313,10 €
Amortisationsdauer	11,7 Jahre
Stromgestehungskosten	0,0862 €/kWh
Fahrkosten ohne PV	12,55 €/100 km
Fahrkosten mit PV	5,61 €/100 km

Zahlungsübersicht

spezifische Investitionskosten	1.200,00 €/kWp
Investitionskosten	158.928,00 €
Einmalzahlungen	0,00 €
Förderungen	0,00 €
Jährliche Kosten	2.383,92 €/Jahr
Sonstige Erlöse oder Einsparungen	0,00 €/Jahr

Vergütung und Ersparnisse

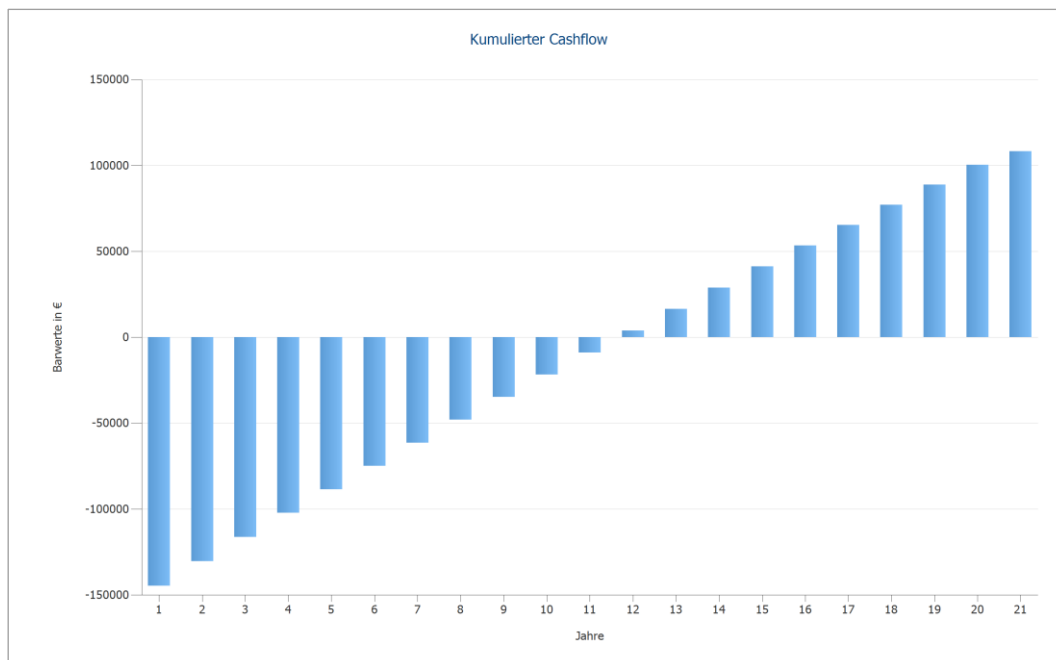
Gesamtvergütung im ersten Jahr	4.906,93 €/Jahr
Ersparnisse im ersten Jahr	12.028,43 €/Jahr

EEG 2023 (Teileinspeisung) - Gebäudeanlagen

Gültigkeit	04.08.2023 - 31.12.2043
Spezifische Einspeisevergütung	0,0486 €/kWh
Einspeisevergütung	4906,9343 €/Jahr

Naila Stadtbauhof (Example)

Arbeitspreis	0,4 €/kWh
Preisänderungsfaktor Arbeitspreis	1 %/Jahr



Quelle: Valentin PV*SOL Premium

Durch die Nutzung von 3 Elektrofahrzeugen kann der kumulierte Cashflow von 35.000 € auf 108.000 € steigen. Die Anlage amortisiert sich dann bereits nach 11,7 Jahren.

8.5.3.4 Variante 4: PV-Anlage 132 kWp mit E-Mobilität+ Batteriespeicher

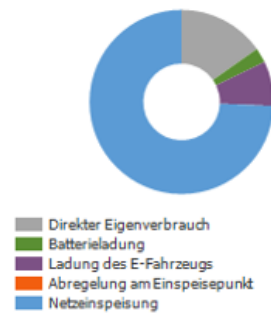
In der Variante 4 wird der Beitrag eines Batteriespeichers mit insgesamt 17 kWh Batterieenergie simuliert und bewertet.

Abbildung 69: Detaillierte Simulationsergebnisse Variante 4

PV-Anlage

PV-Generatorleistung	132,44 kWp
Spez. Jahresertrag	992,74 kWh/kWp
Anlagennutzungsgrad (PR)	87,23 %
Ertragsminderung durch Abschattung	7,3 %
<hr/>	
PV-Generatorenergie (AC-Netz)	131.796 kWh/Jahr
Direkter Eigenverbrauch	20.086 kWh/Jahr
Batterieladung	3.415 kWh/Jahr
Ladung des E-Fahrzeugs	10.366 kWh/Jahr
Abregelung am Einspeisepunkt	0 kWh/Jahr
Netzeinspeisung	97.916 kWh/Jahr
<hr/>	
Eigenverbrauchsanteil	25,5 %
<hr/>	
Vermiedene CO ₂ -Emissionen	61.636 kg/Jahr

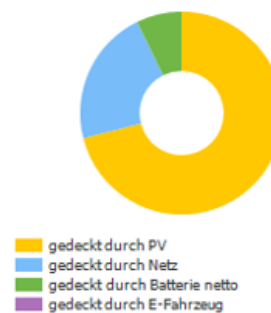
PV-Generatorenergie (AC-Netz)



Verbraucher

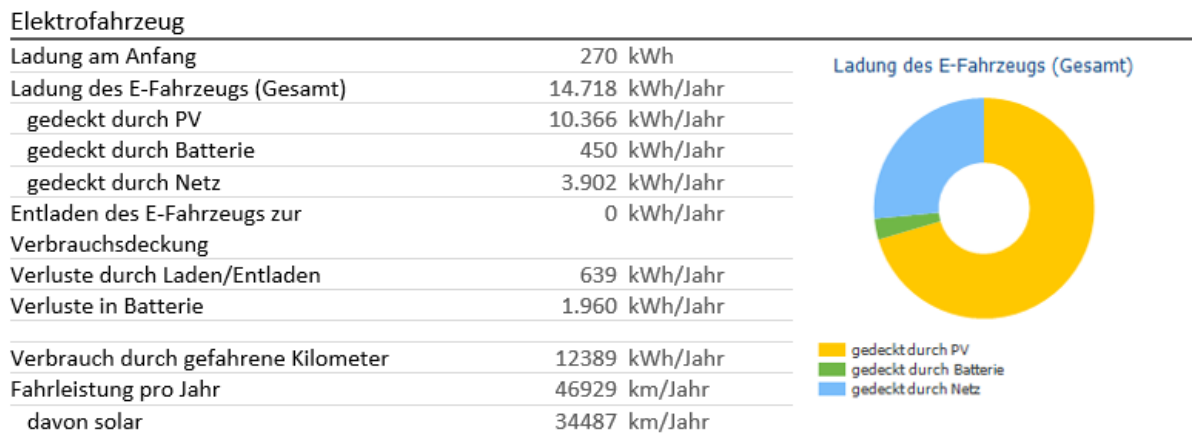
Verbraucher	27.850 kWh/Jahr
Standby-Verbrauch (Wechselrichter)	318 kWh/Jahr
Ladung des E-Fahrzeugs	14.718 kWh/Jahr
<hr/>	
Gesamtverbrauch	42.886 kWh/Jahr
gedeckt durch PV	30.451 kWh/Jahr
gedeckt durch Netz	9.317 kWh/Jahr
gedeckt durch Batterie netto	3.103 kWh/Jahr
gedeckt durch E-Fahrzeug	0 kWh/Jahr
<hr/>	
Solarer Deckungsanteil	78,3 %

Gesamtverbrauch



Quelle: Valentin PV*SOL Premium

Durch Batterienutzung steigt der direkte Eigenverbrauch des erzeugten Stroms von 23 % auf 25,5. Der solare Deckungsanteil des Stromverbrauchs im Bauhof und der Fahrzeugladung steigt von 71 % auf 78 %.

Abbildung 70: Simulationsergebnisse Elektrofahrzeuge Variante 4

Quelle: Valentin PV*SOL Premium

Rund 70 % der Ladung (10.370 kWh/a) erfolgt durch die PV-Anlage. Der Batteriespeicher leistet einen zusätzlichen Ladebeitrag von 450 kWh/a bzw. 3 %.

Abbildung 71: Wirtschaftlichkeitsanalyse Variante 4**Anlagendaten**

Netzeinspeisung im ersten Jahr (inkl. Moduldegradation)	97.663 kWh/Jahr
PV-Generatorleistung	132,4 kWp
Inbetriebnahme der Anlage	01.01.2024
Betrachtungszeitraum	20 Jahre
Kapitalzins	1 %

Wirtschaftliche Kenngrößen

Gesamtkapitalrendite	5,93 %
Kumulierter Cashflow	107.912,15 €
Amortisationsdauer	12,4 Jahre
Stromgestehungskosten	0,0951 €/kWh
Fahrkosten ohne PV	12,55 €/100 km
Fahrkosten mit PV	5,81 €/100 km

Zahlungsübersicht

spezifische Investitionskosten	1.200,00 €/kWp
Investitionskosten	158.928,00 €
Einmalzahlungen	22.000,00 €
Förderungen	0,00 €
Jährliche Kosten	2.383,92 €/Jahr
Sonstige Erlöse oder Einsparungen	0,00 €/Jahr

Vergütung und Ersparnisse

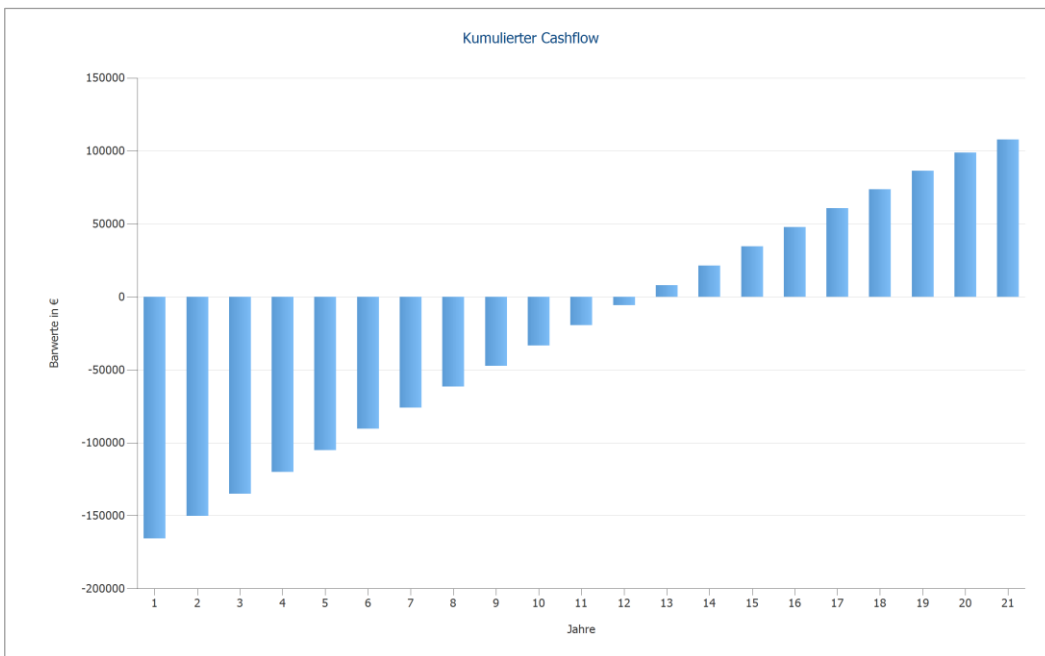
Gesamtvergütung im ersten Jahr	4.741,59 €/Jahr
Ersparnisse im ersten Jahr	13.266,20 €/Jahr

EEG 2023 (Teileinspeisung) - Gebäudeanlagen

Gültigkeit	04.08.2023 - 31.12.2043
Spezifische Einspeisevergütung	0,0486 €/kWh
Einspeisevergütung	4741,5891 €/Jahr

Naila Stadtbauhof (Example)

Arbeitspreis	0,4 €/kWh
Preisänderungsfaktor Arbeitspreis	1 %/Jahr



Quelle: Valentin PV*SOL Premium

Für den Batteriespeicher sind zusätzliche Investitionen von mind. 22.000 € nötig. Der kumulierte Cashflow bleibt bei ca. 108.000 €. Der Batteriespeicher bringt somit keinen wirtschaftlichen Zusatzgewinn.

8.5.3.5 Variante 5: PV-Anlage 222 kWp, Gebäude Nr. 5+5a+Lagerhalle mit E-Mobilität+ Batteriespeicher

Bei der Variante 5 wird zusätzlich das Dach der Lagerhalle mit 209 Modulen belegt. Insgesamt ergibt sich eine PV-Generatorfläche von 1.080 m² mit einer Leistung von 222 kWp. Die Nutzung von drei Elektrofahrzeugen und 17 kWh Batterieenergie wird auch in Variante 5 berücksichtigt.

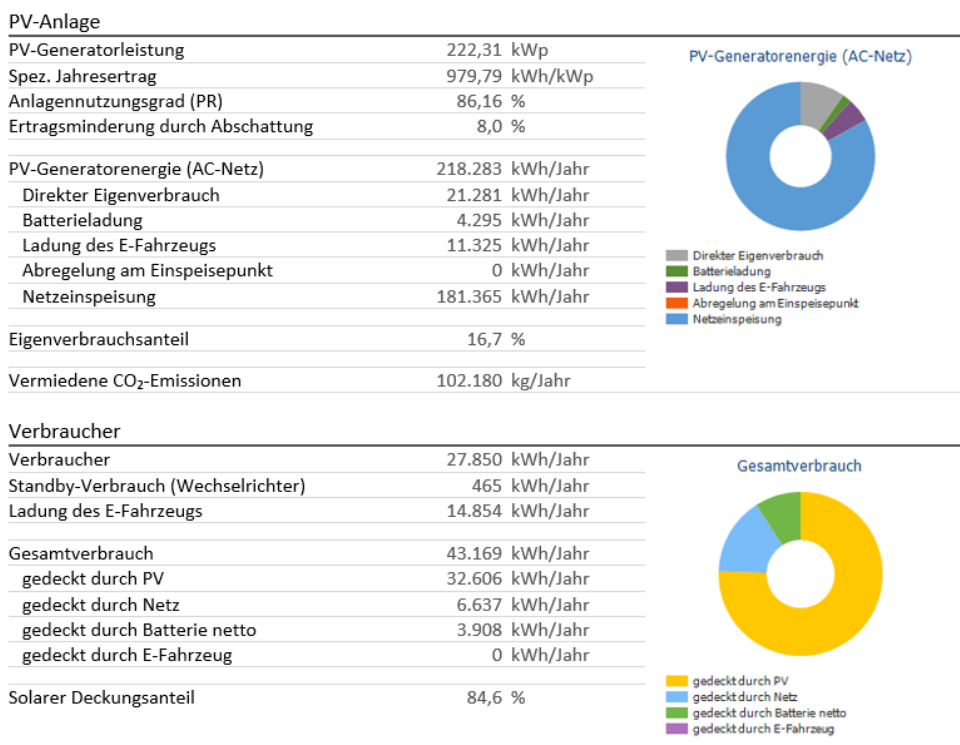
Abbildung 72: Dachbelegung Variante 5 Gebäude Nr. 5+5a+Lagerhalle



Quelle: Valentin PV*SOL Premium

Die PV-Stromerzeugung steigt von jährlich 132.000 kWh auf 218.000 kWh.

Abbildung 73: Detaillierte Simulationsergebnisse Variante 5



Quelle: Valentin PV*SOL Premium

Aufgrund der deutlich höheren Stromerzeugung sinkt der direkte Eigenverbrauch des erzeugten Stroms von 25,5 % auf 17 %. Der solare Deckungsanteil des Stromverbrauchs im Bauhof und der Fahrzeugladung steigt von 78 % auf 85 %.

Folgende Abbildungen zeigen das wirtschaftliche Gesamtergebnis der drei PV-Anlagen:

Abbildung 74: Wirtschaftlichkeitsanalyse Variante 5

Anlagendaten

Netzeinspeisung im ersten Jahr (inkl. Moduldegradation)	180.804 kWh/Jahr
PV-Generatorleistung	222,3 kWp
Inbetriebnahme der Anlage	01.01.2024
Betrachtungszeitraum	20 Jahre
Kapitalzins	1 %

Wirtschaftliche Kenngrößen

Gesamtkapitalrendite	2,76 %
Kumulierter Cashflow	49.190,20 €
Amortisationsdauer	16,8 Jahre
Stromgestehungskosten	0,0781 €/kWh
Fahrkosten ohne PV	12,66 €/100 km
Fahrkosten mit PV	4,89 €/100 km

Zahlungsübersicht

spezifische Investitionskosten	1.000,00 €/kWp
Investitionskosten	222.310,00 €
Einmalzahlungen	22.000,00 €
Förderungen	0,00 €
Jährliche Kosten	3.334,65 €/Jahr
Sonstige Erlöse oder Einsparungen	0,00 €/Jahr

Vergütung und Ersparnisse

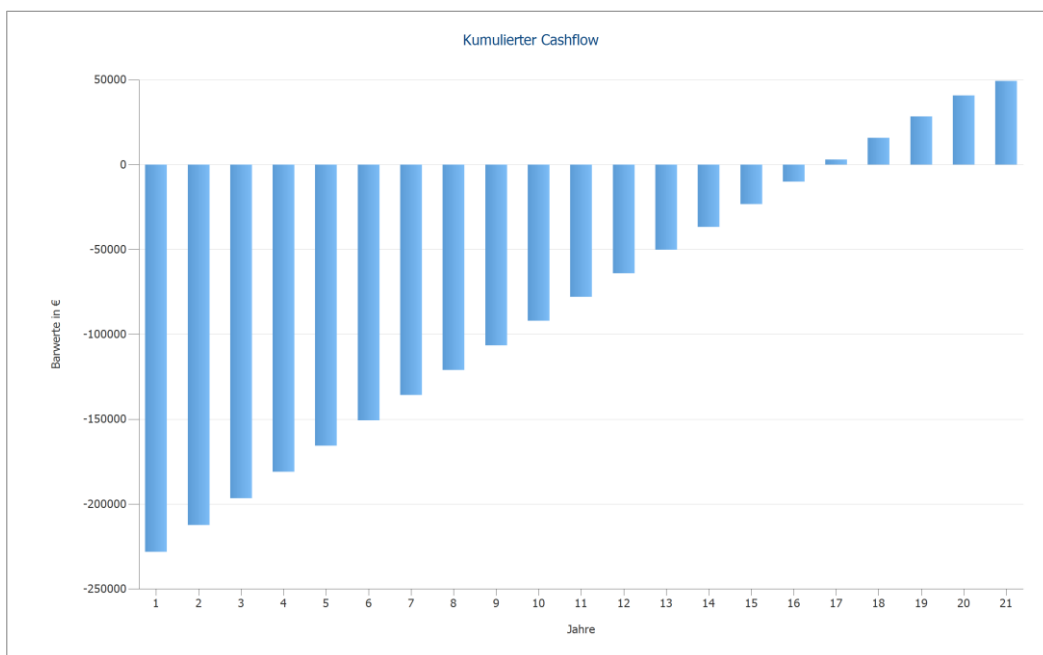
Gesamtvergütung im ersten Jahr	5.229,50 €/Jahr
Ersparnisse im ersten Jahr	14.381,78 €/Jahr

EEG 2023 (Teileinspeisung) - Gebäudeanlagen

Gültigkeit	04.08.2023 - 31.12.2043
Spezifische Einspeisevergütung	0,0289 €/kWh
Einspeisevergütung	5229,5034 €/Jahr

Naila Stadtbauhof (Example)

Arbeitspreis	0,4 €/kWh
Preisänderungsfaktor Arbeitspreis	1 %/Jahr

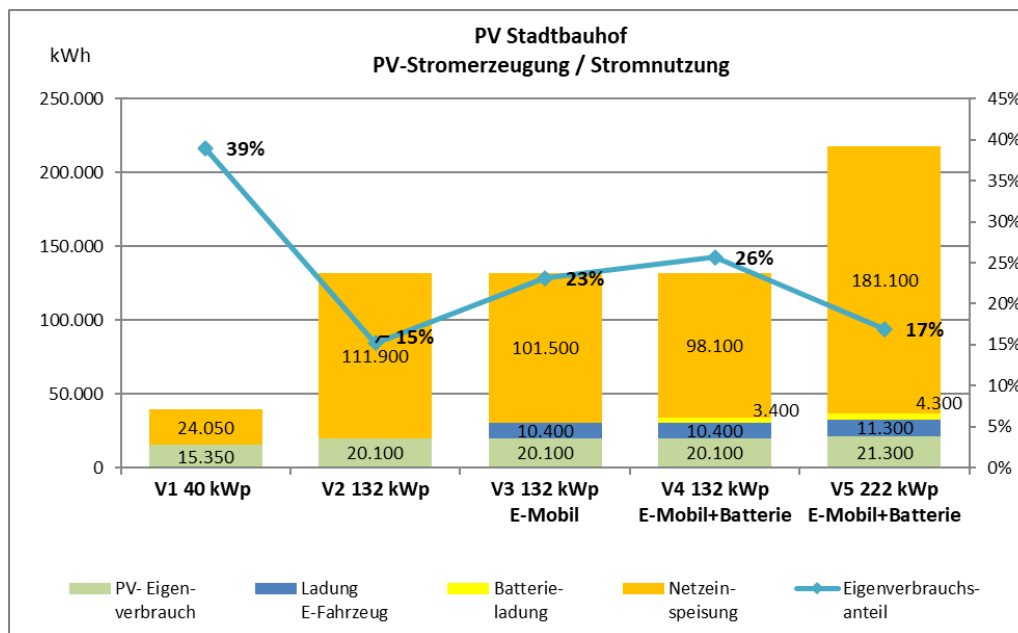


Quelle: Valentin PV*SOL Premium

Die Investitionen für die PV-Module steigen von 160.000 € auf 222.000 € (netto), dadurch sinkt der kumulierte Cashflow auf rund 50.000 €. Die Gesamtamortisation beträgt 16,8 Jahre.

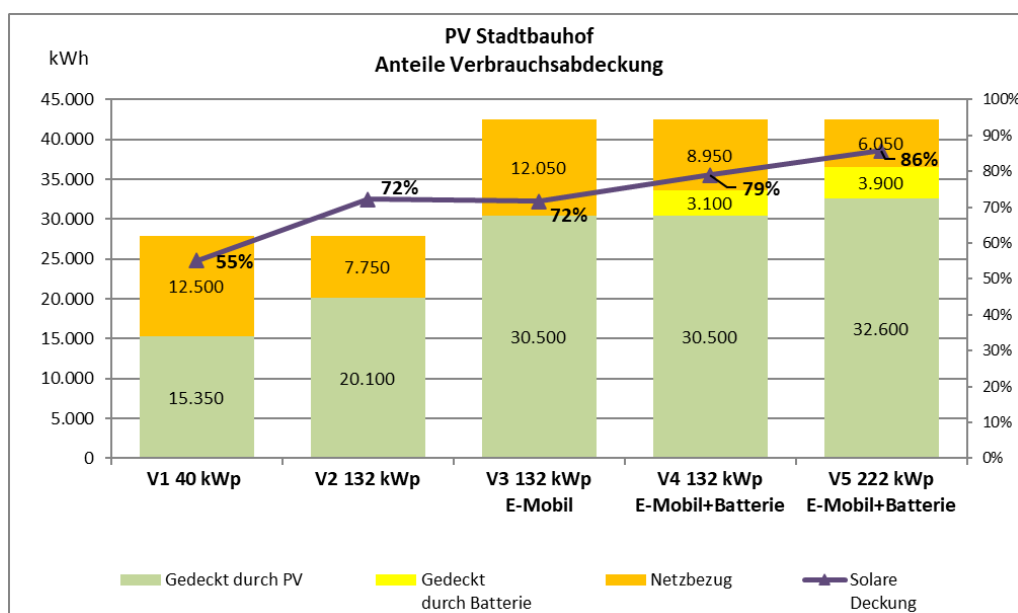
8.5.3.6 Variantenvergleich 1 bis 5

Abbildung 75: Variantenvergleich PV-Stromerzeugung / Stromnutzung



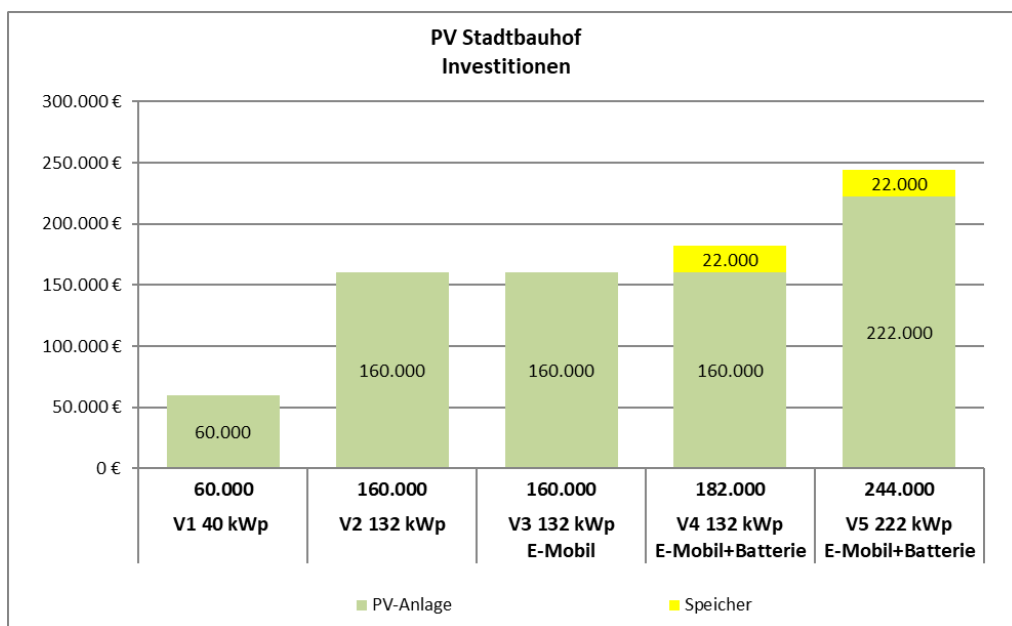
Bei Variante 1 ist der Eigenverbrauchsanteil mit knapp 40 % recht hoch, was auf einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb hindeutet. Eine Vergrößerung der Anlagenleistung (Variante 2) führt zu einem starken Rückgang des PV-Eigenverbrauchs. Durch zusätzliche Stromnutzung durch Elektrofahrzeuge und Batterie (Variante 3 und 4) kann der Eigenverbrauchsanteil wieder gesteigert werden. Bei Variante 5 reduziert sich der Anteil wieder deutlich.

Abbildung 76: Variantenvergleich Stromverbrauch / Verbrauchsabdeckung



Die solare Verbrauchabdeckung steigt mit der Anlagengröße und Batterienutzung.

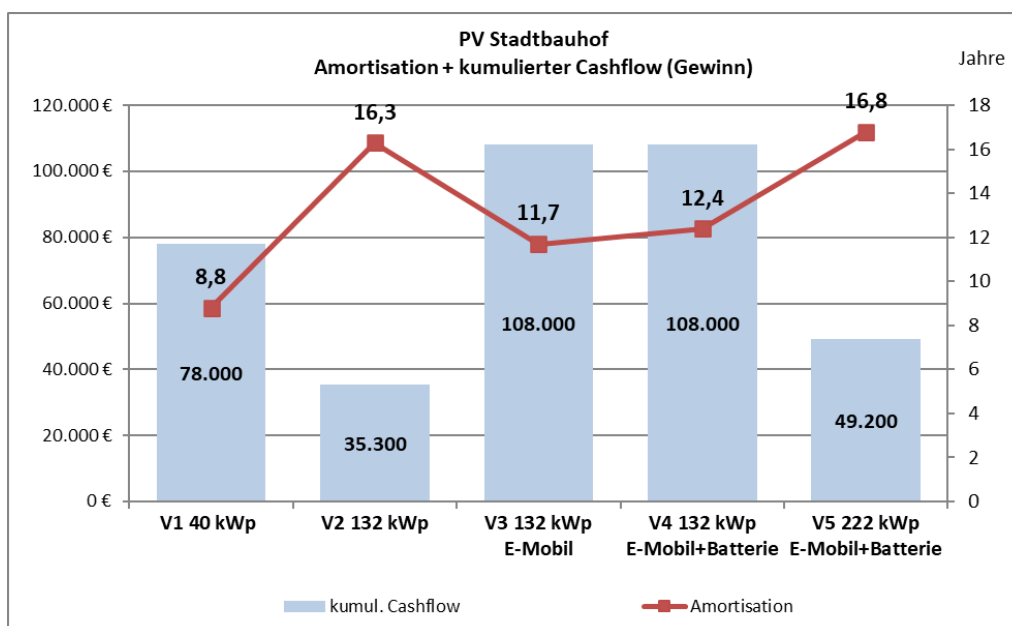
Abbildung 77: Variantenvergleich Investitionen



Die Kostenschätzung erfolgt nach aktuell üblichen Marktpreisen und entspricht keiner detaillierten Ausschreibung. Bei größeren PV-Anlagen reduzieren sich die spezifischen Investitionen je kWp wie folgt:

- Variante 1: 1.500 €/kWp
- Variante 2: 1.200 €/kWp
- Variante 5: 1.000 €/kWp

Abbildung 78: Variantenvergleich Wirtschaftlichkeit



Die Variante 1 (PV-Anlage auf Gebäude Nr. 5) ist auch ohne E-Mobilität höchst wirtschaftlich. PV-Anlagen auf den Gebäuden Nr. 5 und 5a erzielen nur mit E-Mobilität ein wirtschaftliches Ergebnis (Variante 3). Der Batteriespeicher (Variante 4) bringt bei 1 % Strompreissteigerung keinen wirtschaftlichen Mehrwert.

Umso höher die Strompreissteigerung, desto wirtschaftlicher wird der Batteriespeicher. Bei PV-Nutzung auf allen drei Gebäuden (Variante 5) reduziert sich die Wirtschaftlichkeit wieder deutlich.

Es ist zu berücksichtigen, dass die unsanierten Dächer vor der Installation von PV-Modulen instandgesetzt werden müssen. Diese Kosten sind in der obigen Darstellung nicht angesetzt.

Es sei noch erwähnt, dass im Rahmen der Energiewende nicht ausschließlich auf Wirtschaftlichkeit sondern auch auf maximale Stromerzeugung gesetzt werden sollte. Jede Dachfläche sollte wenn möglich aus uneigennütziger Sicht belegt werden.

8.5.4 Zusatzvarianten 1a und 1b

Nach Rücksprache mit der Stadtverwaltung wird für die Variante 1 PV-Anlage 40 kWp (auf Gebäude Nr. 5) zusätzlich die Nutzung von E-Mobilität berücksichtigt, da bereits ein E-Fahrzeug in Verwendung ist. Eine Gegenüberstellung erfolgt mit und ohne Batteriespeicher:

Variante 1a: PV-Anlage 40 kWp mit E-Mobilität

Variante 1b: PV-Anlage 40 kWp, mit E-Mobilität und Batteriespeicher

8.5.4.1 Variante 1a: PV-Anlage 40 kWp mit E-Mobilität

Im Simulationsprogramm PV*SOL wird beispielhaft ein Mercedes EQV 300 Extra Long (auch als Transporter verfügbar) hinterlegt. Es gelten folgende Rahmenbedingungen:

- Reichweite nach WLTP: 417 km
- Verbrauch: 26,4 kWh/100 km
- Fahrleistung pro Woche: 300 km
- Fahrleistung pro Jahr: 15.640 km
- Ladezeiten Mo.-Fr.: 17 Uhr – 7 Uhr
- Ladezeiten Sa. So. 0 Uhr bis 24 Uhr

Abbildung 79: Detaillierte Simulationsergebnisse Variante 1a

PV-Anlage

PV-Generatorleistung	39,56 kWp
Spez. Jahresertrag	989,95 kWh/kWp
Anlagennutzungsgrad (PR)	86,74 %
Ertragsminderung durch Abschattung	6,8 %
PV-Generatorenergie (AC-Netz)	39.395 kWh/Jahr
Direkter Eigenverbrauch	15.344 kWh/Jahr
Ladung des E-Fahrzeugs	3.104 kWh/Jahr
Abregelung am Einspeisepunkt	0 kWh/Jahr
Netzeinspeisung	20.945 kWh/Jahr
Eigenverbrauchsanteil	46,5 %
Vermiedene CO ₂ -Emissionen	18.406 kg/Jahr

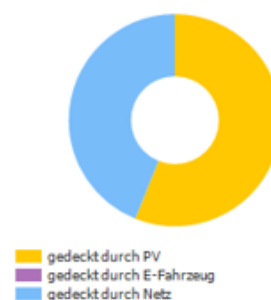
PV-Generatorenergie (AC-Netz)



Verbraucher

Verbraucher	27.850 kWh/Jahr
Standby-Verbrauch (Wechselrichter)	232 kWh/Jahr
Ladung des E-Fahrzeugs	4.796 kWh/Jahr
Gesamtverbrauch	32.879 kWh/Jahr
gedeckt durch PV	18.448 kWh/Jahr
gedeckt durch E-Fahrzeug	0 kWh/Jahr
gedeckt durch Netz	14.429 kWh/Jahr
Solarer Deckungsanteil	56,1 %

Gesamtverbrauch



Quelle: Valentin PV*SOL Premium

46,5 % des erzeugten PV-Stroms werden durch das Bauhofgebäude und das E-Fahrzeug direkt verbraucht (Eigenverbrauchsanteil).

Der solare Deckungsanteil des Stromverbrauchs im Bauhof und des E-Fahrzeuges beträgt 56 % (Autarkiegrad).

Abbildung 80: Simulationsergebnisse Elektrofahrzeuge Variante 1a

Elektrofahrzeug	
Ladung am Anfang	90 kWh
Ladung des E-Fahrzeugs (Gesamt)	4.796 kWh/Jahr
Ladung des E-Fahrzeugs (PV-Anlage)	3.104 kWh/Jahr
Ladung des E-Fahrzeugs (Netz)	1.693 kWh/Jahr
Entladen des E-Fahrzeugs zur Verbrauchsdeckung	0 kWh/Jahr
Verluste durch Laden/Entladen	207 kWh/Jahr
Verluste in Batterie	565 kWh/Jahr
Verbrauch durch gefahrene Kilometer	4114 kWh
Fahrleistung pro Jahr	15643 km
davon solar	10123 km

Ladung des E-Fahrzeugs (Gesamt)



■ Ladung des E-Fahrzeugs (PV-Anlage)
■ Ladung des E-Fahrzeugs (Netz)

Quelle: Valentin PV*SOL Premium

Rund 65 % der Ladung (3.400 kWh/a) erfolgt durch die PV-Anlage.

Abbildung 81: Wirtschaftlichkeitsanalyse Variante 1a**Anlagendaten**

Netzeinspeisung im ersten Jahr (inkl. Moduldegradation)	20.945 kWh/Jahr
PV-Generatorleistung	39,6 kWp
Inbetriebnahme der Anlage	04.08.2023
Betrachtungszeitraum	20 Jahre
Kapitalzins	1 %

Wirtschaftliche Kenngrößen

Gesamtkapitalrendite	12,72 %
Kumulierter Cashflow	99.918,32 €
Amortisationsdauer	7,6 Jahre
Stromgestehungskosten	0,1081 €/kWh
Fahrkosten ohne PV	12,26 €/100 km
Fahrkosten mit PV	6,47 €/100 km

Zahlungsübersicht

spezifische Investitionskosten	1.500,00 €/kWp
Investitionskosten	59.340,00 €
Einmalzahlungen	0,00 €
Förderungen	0,00 €
Jährliche Kosten	890,10 €/Jahr
Sonstige Erlöse oder Einsparungen	0,00 €/Jahr

Vergütung und Ersparnisse

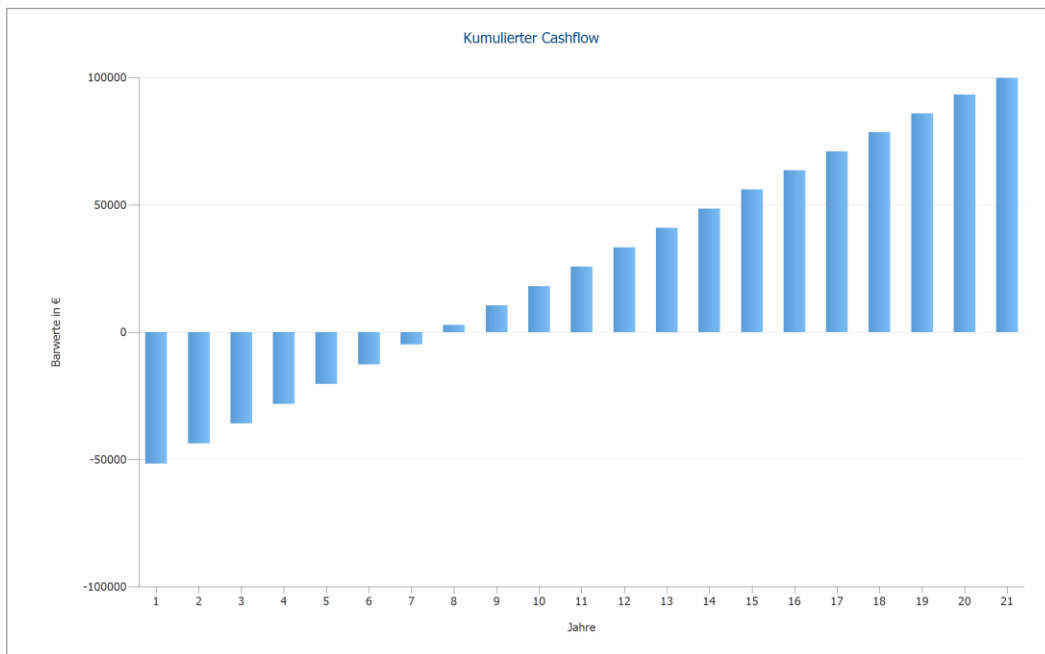
Gesamtvergütung im ersten Jahr	1.545,35 €/Jahr
Ersparnisse im ersten Jahr	7.286,91 €/Jahr

EEG 2023 (Teileinspeisung) - Gebäudeanlagen

Gültigkeit	04.08.2023 - 31.12.2043
Spezifische Einspeisevergütung	0,0738 €/kWh
Einspeisevergütung	1545,3492 €/Jahr

Naila Stadtbauhof (Example)

Arbeitspreis	0,4 €/kWh
Preisänderungsfaktor Arbeitspreis	1 %/Jahr



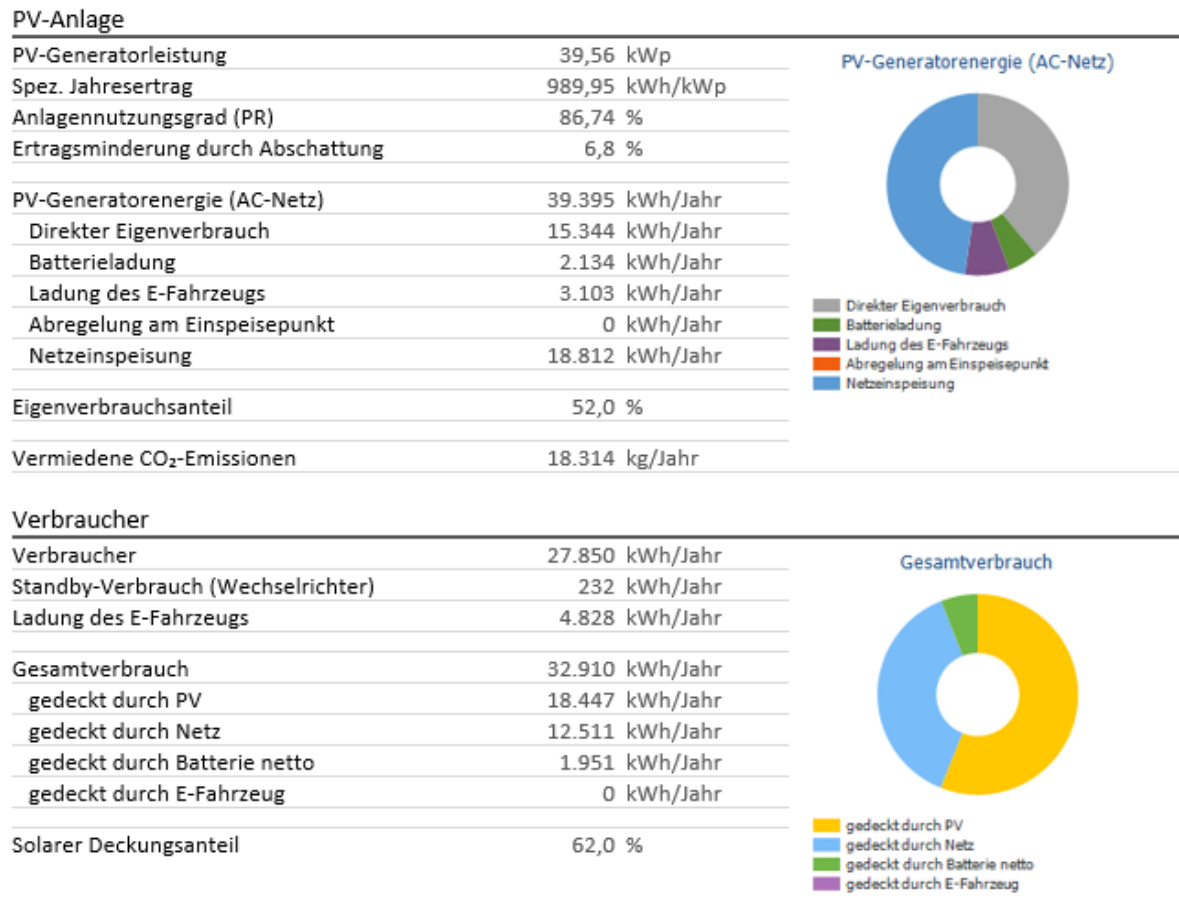
Quelle: Valentin PV*SOL Premium

Bei Investitionen von knapp 60.000 € (netto) für die PV-Anlage, ergibt sich mit einem E-Fahrzeug nach 20 Jahren ein kumulierter Cashflow (Gewinn) in Höhe von knapp 100.000 €. Die Anlage amortisiert sich nach 7,6 Jahren.

8.5.4.2 Variante 1b: PV-Anlage 40 kWp mit E-Mobilität+ Batteriespeicher

In der Variante 1b wird der Beitrag eines Batteriespeichers mit 13,5 kWh Speicherkapazität simuliert und bewertet.

Abbildung 82: Detaillierte Simulationsergebnisse Variante 1b



Quelle: Valentin PV*SOL Premium

Durch die Batterienutzung steigt der direkte Eigenverbrauch des erzeugten Stroms von 46,5 % auf 52 %. Der solare Deckungsanteil des Stromverbrauchs im Bauhof und der Fahrzeugladung steigt von 56 % auf 62 %.

Abbildung 83: Simulationsergebnisse Elektrofahrzeuge Variante 1b

Elektrofahrzeug	
Ladung am Anfang	90 kWh
Ladung des E-Fahrzeugs (Gesamt)	4.828 kWh/Jahr
gedeckt durch PV	3.103 kWh/Jahr
gedeckt durch Batterie	129 kWh/Jahr
gedeckt durch Netz	1.597 kWh/Jahr
Entladen des E-Fahrzeugs zur Verbrauchsdeckung	0 kWh/Jahr
Verluste durch Laden/Entladen	207 kWh/Jahr
Verluste in Batterie	581 kWh/Jahr
Verbrauch durch gefahrene Kilometer	4130 kWh/Jahr
Fahrleistung pro Jahr	15643 km/Jahr
davon solar	10469 km/Jahr

Ladung des E-Fahrzeugs (Gesamt)



Quelle: Valentin PV*SOL Premium

Rund 65 % der Ladung erfolgt durch die PV-Anlage. Der Batteriespeicher leistet hier einen zusätzlichen La-
debeitrag von knapp 130 kWh/a bzw. 3 %.

Abbildung 84: Wirtschaftlichkeitsanalyse Variante 1b**Anlagendaten**

Netzeinspeisung im ersten Jahr (inkl. Moduldegradation)	18.812 kWh/Jahr
PV-Generatorleistung	39,6 kWp
Inbetriebnahme der Anlage	04.08.2023
Betrachtungszeitraum	20 Jahre
Kapitalzins	1 %

Wirtschaftliche Kenngrößen

Gesamtkapitalrendite	11,32 %
Kumulierter Cashflow	102.254,03 €
Amortisationsdauer	8,4 Jahre
Stromgestehungskosten	0,123 €/kWh
Fahrkosten ohne PV	12,35 €/100 km
Fahrkosten mit PV	6,85 €/100 km

Zahlungsübersicht

spezifische Investitionskosten	1.500,00 €/kWp
Investitionskosten	59.340,00 €
Einmalzahlungen	11.000,00 €
Förderungen	0,00 €
Jährliche Kosten	890,10 €/Jahr
Sonstige Erlöse oder Einsparungen	0,00 €/Jahr

Vergütung und Ersparnisse

Gesamtvergütung im ersten Jahr	1.387,96 €/Jahr
Ersparnisse im ersten Jahr	8.066,93 €/Jahr

EEG 2023 (Teileinspeisung) - Gebäudeanlagen

Gültigkeit	04.08.2023 - 31.12.2043
Spezifische Einspeisevergütung	0,0738 €/kWh
Einspeisevergütung	1387,9604 €/Jahr

Naila Stadtbauhof (Example)

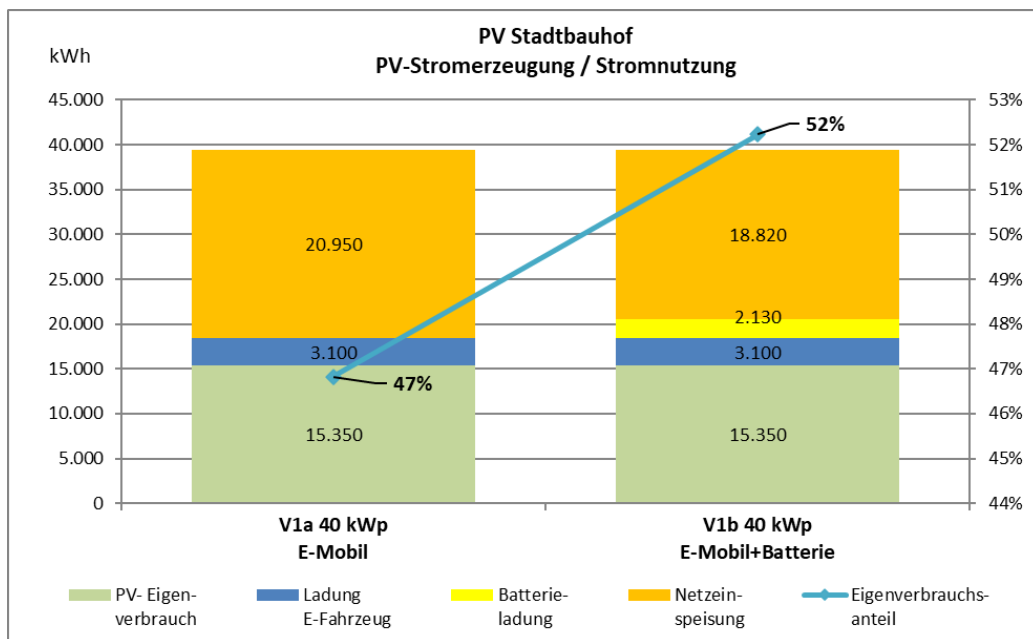
Arbeitspreis	0,4 €/kWh
Preisänderungsfaktor Arbeitspreis	1 %/Jahr

Quelle: Valentin PV*SOL Premium

Für den Batteriespeicher sind zusätzliche Investitionen von mind. 11.000 € nötig. Der kumulierte Cashflow erhöht sich um ca. 2.300 €. Der Batteriespeicher bringt somit nur einen geringen wirtschaftlichen Zusatzgewinn.

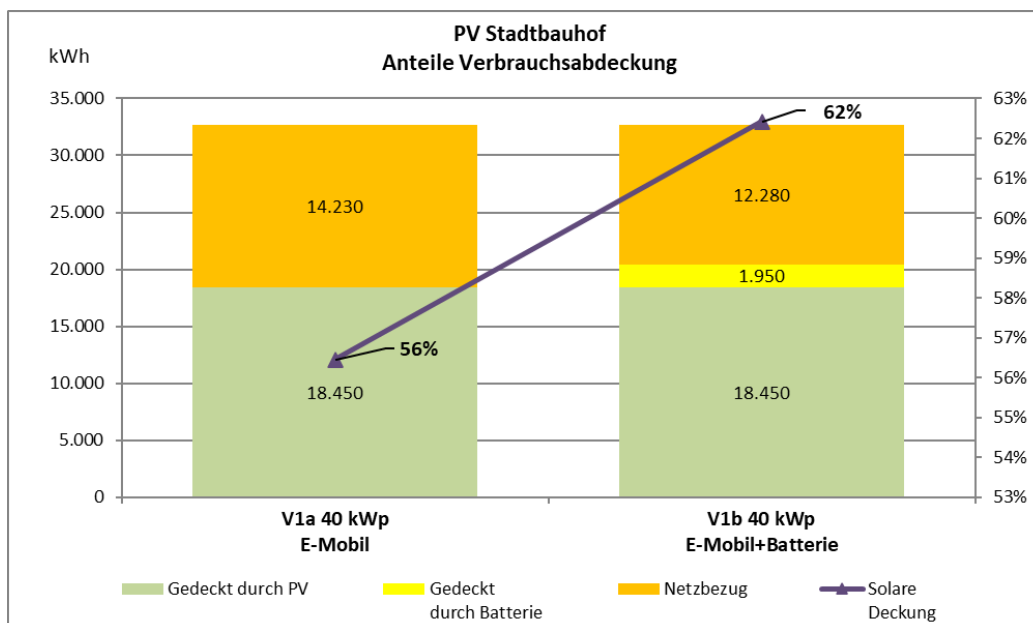
8.5.4.3 Variantenvergleich 1a und 1b

Abbildung 85: Variantenvergleich PV-Stromerzeugung / Stromnutzung



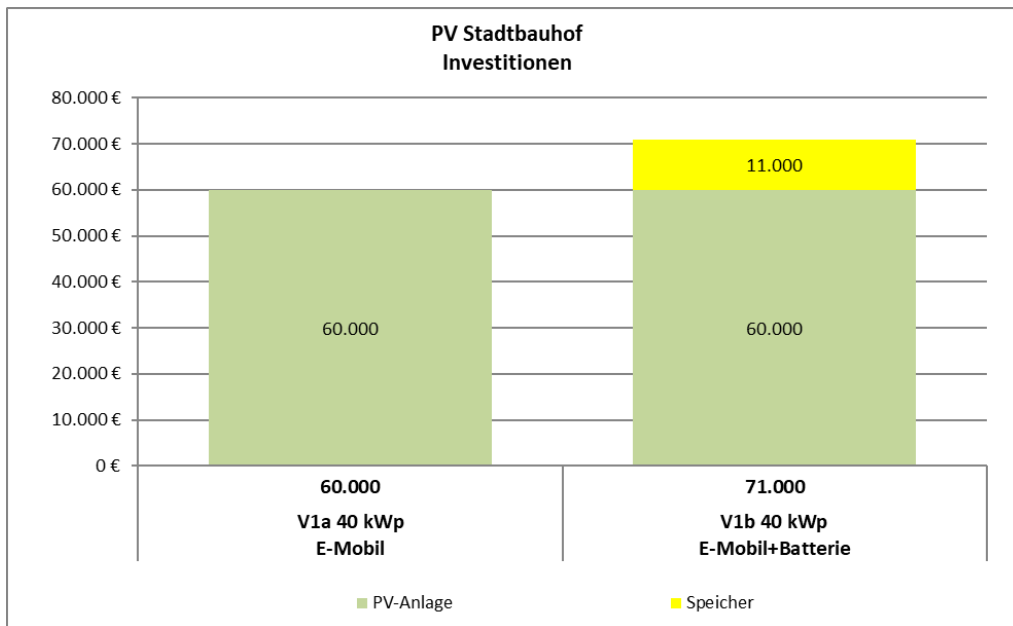
Durch einen Batteriespeicher mit 13,5 kWh Ladekapazität steigt die Eigenstromnutzung des erzeugten PV-Stroms von 47 % auf 52 %. Das E-Fahrzeug wird mit 3.100 kWh direkt durch die PV-Anlage geladen.

Abbildung 86: Variantenvergleich Stromverbrauch / Verbrauchsabdeckung



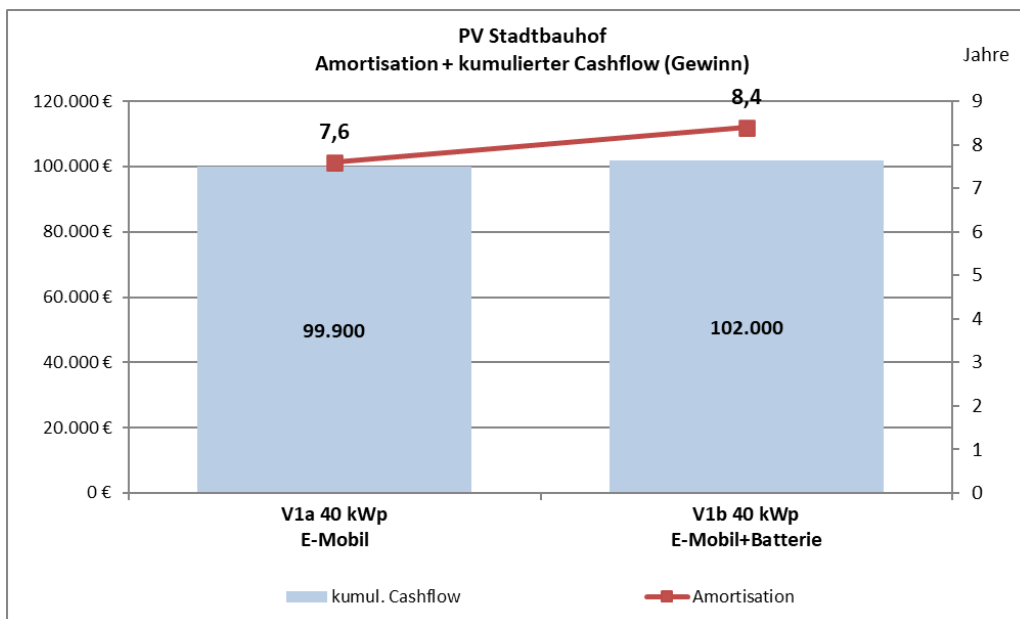
Der Autarkiegrad (solare Deckung) erhöht sich durch den Batteriespeicher um 6% auf 62 %.

Abbildung 87: Variantenvergleich Investitionen (unverbindliche Schätzung)



Der Batteriespeicher schlägt mit rund 11.000 € zu Buche.

Abbildung 88: Variantenvergleich Wirtschaftlichkeit



Durch den Speicher steigt der kumulierte Cashflow in der 20-Jahresbetrachtung um rund 2 %. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass Hersteller von Batteriespeichern derzeit eine Zeitwertersatzgarantie von üblicherweise 10 Jahren geben. Eine zusätzliche Investition nach 10 Jahren ist in der Berechnung nicht berücksichtigt.

Eine Verdopplung der Speicherkapazität, in diesem Fall auf 27 kWh, rechnet sich erst ab einem zweiten E-Fahrzeug.

9 Anhang

9.1 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Übersichtskarte Stadtgebiet Naila	7
Abbildung 2: Einwohnerentwicklung 2010 bis 2021	8
Abbildung 3: Sozialversicherungspflichtige Beschäftigte 2020	8
Abbildung 4: Flächennutzung	9
Abbildung 5: Gebäudenutzung	10
Abbildung 6: Heizwärmebedarf für Wohngebäude nach Ausführungsstandard	11
Abbildung 7: Altersstruktur des Wohnraums	12
Abbildung 8: Entwicklung Wohnfläche und Heizwärmebedarf	13
Abbildung 9: Entwicklung Endenergiebedarf Wohngebäude	13
Abbildung 10: Erdgasverbrauch Naila	14
Abbildung 11: Wärmeverbund Biomasseheizwerk Naila	14
Abbildung 12: Energieinfrastruktur leitungsgebundene Wärmeversorgung	15
Abbildung 13: Installierte Solarthermieanlagen	16
Abbildung 14: Geförderte Biomasseanlagen	17
Abbildung 15: Wärmeerzeugung durch Wärmepumpen	18
Abbildung 16: Aufteilung Wärmebedarf nach Verbrauchern gesamtes Stadtgebiet	19
Abbildung 17: Aufteilung Wärmebereitstellung nach Energieträgern und THG-Emissionen	19
Abbildung 18: Reduktionspotenzial Endenergiebedarf Trend 2045	21
Abbildung 19: Reduktionspotenzial Endenergiebedarf Klimaschutz 2045	21
Abbildung 20: Reduktionspotenzial gesamter Wärmebedarf Klimaschutz-Szenario	22
Abbildung 21: Jahreswärmebedarf je Gebäude	23
Abbildung 22: Wärmekataster Gebäudebestand	24
Abbildung 23: Klimaschutz-Szenario Wärmekataster	25
Abbildung 24: Stromverbrauch Naila	26
Abbildung 25: Stromverbrauch nach Sektoren	26
Abbildung 26: Erneuerbare Stromerzeugungsanlagen Bestand	27
Abbildung 27: PV-Dachanlagen	28
Abbildung 28: Biomasse KWK-Anlagen	28
Abbildung 29: Stromverbrauch und Stromerzeugungspotenzial in Naila	29
Abbildung 30: Reduktionspotenzial „Allgemeinstrom“ Klimaschutz-Szenario 2045	30
Abbildung 31: Entwicklung gesamter Strombedarf Klimaschutz-Szenario 2045	31
Abbildung 32: Endenergiebilanz mit Klimaschutz-Szenario 2045	32
Abbildung 33: Treibhausgasbilanz mit Klimaschutz-Szenario 2045	33
Abbildung 34: Ausbaupotenzial Dachflächen PV	35
Abbildung 35: PV-Dachflächenkataster	36
Abbildung 36: PV-Freifläche Ausbaupotenzial	38
Abbildung 37: Windkraft Ausbaupotenzial	41
Abbildung 38: Ausbaupotenzial Erneuerbare Stromerzeugung	42
Abbildung 39: Potenzial Biomasse Waldholz in Naila	43
Abbildung 40: Potenzial Biomasse Grünschnitt in Naila	44
Abbildung 41: Biomassebedarf in Naila	44
Abbildung 42: Fossil betriebene KWK-Anlagen	45

Abbildung 43: Mögliches Erschließungsgebiet Frankenwaldstr.	46
Abbildung 44: Anschlussquote, Wärmebelegungsichte, Heizlast Frankenwaldstr.	47
Abbildung 45: Jahresdauerlinie Wärmenetz Frankenwaldstr.	49
Abbildung 46: Deckungsanteil Freiflächen-Solarthermie	51
Abbildung 47: Flächenbedarf Freiflächen-Solarthermieanlage	51
Abbildung 48: Deckungsanteil Geothermie-Wärmepumpe	53
Abbildung 49: Flächenbedarf Erdsondenfeld	54
Abbildung 50: PV-Nutzung für Geothermie-Wärmepumpe	56
Abbildung 51: Flächenbedarf Erdsondenfeld Freiflächen-PV	57
Abbildung 52: PV-Nutzung mit Batteriespeicher für Geothermie-Wärmepumpe	59
Abbildung 53: Investitionen Wärmeversorgung Frankenwaldstr.	61
Abbildung 54: Investitionen mit BEW-Zuschuss Wärmeversorgung Frankenwaldstr.	61
Abbildung 55: Jahresgesamtkosten Wärmeversorgung Frankenwaldstr.	62
Abbildung 56: Wärmegestehungskosten Wärmeversorgung Frankenwaldstr.	62
Abbildung 57: Wärmegestehungskosten mit Betriebskostenförderung Frankenwaldstr.	63
Abbildung 58: Gelände Stadtbauhof Naila	64
Abbildung 59: Stromverbrauch im Monatsverlauf	66
Abbildung 60: Dachbelegung Variante1 Gebäude Nr. 5	67
Abbildung 61: Detaillierte Simulationsergebnisse Variante 1	68
Abbildung 62: Wirtschaftlichkeitsanalyse Variante 1	69
Abbildung 63: Dachbelegung Variante 2 Gebäude Nr. 5+5a	70
Abbildung 64: Detaillierte Simulationsergebnisse Variante 2	70
Abbildung 65: Wirtschaftlichkeitsanalyse Variante 2	71
Abbildung 66: Detaillierte Simulationsergebnisse Variante 3	72
Abbildung 67: Simulationsergebnisse Elektrofahrzeuge Variante 3	73
Abbildung 68: Wirtschaftlichkeitsanalyse Variante 3	74
Abbildung 69: Detaillierte Simulationsergebnisse Variante 4	75
Abbildung 70: Simulationsergebnisse Elektrofahrzeuge Variante 4	76
Abbildung 71: Wirtschaftlichkeitsanalyse Variante 4	77
Abbildung 72: Dachbelegung Variante 5 Gebäude Nr. 5+5a+Lagerhalle	78
Abbildung 73: Detaillierte Simulationsergebnisse Variante 5	78
Abbildung 74: Wirtschaftlichkeitsanalyse Variante 5	79
Abbildung 75: Variantenvergleich PV-Stromerzeugung / Stromnutzung	80
Abbildung 76: Variantenvergleich Stromverbrauch / Verbrauchsabdeckung	80
Abbildung 77: Variantenvergleich Investitionen	81
Abbildung 78: Variantenvergleich Wirtschaftlichkeit	81
Abbildung 79: Detaillierte Simulationsergebnisse Variante 1a	83
Abbildung 80: Simulationsergebnisse Elektrofahrzeuge Variante 1a	84
Abbildung 81: Wirtschaftlichkeitsanalyse Variante 1a	85
Abbildung 82: Detaillierte Simulationsergebnisse Variante 1b	86
Abbildung 83: Simulationsergebnisse Elektrofahrzeuge Variante 1b	87
Abbildung 84: Wirtschaftlichkeitsanalyse Variante 1b	88
Abbildung 85: Variantenvergleich PV-Stromerzeugung / Stromnutzung	89
Abbildung 86: Variantenvergleich Stromverbrauch / Verbrauchsabdeckung	89
Abbildung 87: Variantenvergleich Investitionen (unverbindliche Schätzung)	90
Abbildung 88: Variantenvergleich Wirtschaftlichkeit	90

9.2 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Potenzial Dachflächen PV	35
Tabelle 2: Bewertungsmatrix PV-Freiflächenanlagen	39
Tabelle 3: Anschlussquote, Wärmebedarf, Wärmebelegungsichte Frankenwaldstr.....	47
Tabelle 4: Energiebereitstellung Hackschnitzelkessel/Netzverluste	49
Tabelle 5: Jahresgesamtkosten Biomasse Hackschnitzelzentrale	50
Tabelle 6: Jahresgesamtkosten Biomasse Hackschnitzelzentrale mit Freiflächen-Solarthermie	52
Tabelle 7: Jahresgesamtkosten Biomasse Hackschnitzelzentrale mit Geothermie-Wärmepumpe	55
Tabelle 8: Jahresgesamtkosten Biomasse mit Geothermie-Wärmepumpe und Freiflächen-PV	58
Tabelle 9: Gegenüberstellung PV-Nutzung Geothermie-Wärmepumpe	59
Tabelle 10: Jahresgesamtkosten Biomasse mit Geothermie-Wärmepumpe und Freiflächen-PV+ Batteriespeicher	60
Tabelle 11: EEG Einspeisevergütung	65
Tabelle 12: Parameter der Anlagensimulation.....	66

9.3 Abkürzungen

AELF	Amt für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten
AG	Aktiengesellschaft
BEG	Bundesförderung Energieeffiziente Gebäude
BEW	Bundesförderung Energieeffiziente Wärmenetze
BGF	Bruttogeschossfläche
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft
CO ₂	Kohlendioxid
CO ₂ in t /a	Kohlenstoffdioxidemissionen in Tonnen pro Jahr
dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnEV	Energieeinsparverordnung
ENP	Energienutzungsplan
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FM	Festmeter
GEG	Gebäude-Energie-Gesetz
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistung
GOK	Geländeoberkante
HKW	Heizkraftwerk
H _o	oberer Heizwert
H _t	Transmissionswärmeverluste nach EnEV
H _u	unterer Heizwert
IWU	Institut für Wohnen und Umwelt
KEM	Kommunales Energiemanagement
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KMU	Kleine und Mittlere Unternehmen
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKK	Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung
LfU	Landesamt für Umwelt
NF	Nutzfläche

NGF	Nettogrundfläche
PEV	Primärenergieverbrauch
PHEV	Plug-in Hybriden
PV	Photovoltaik
Q _p	Jahresprimärenergiebedarf nach EnEV
RLT-Anlage	Raumlufttechnische Anlage
Srm	Schüttraummeter
THG	Treibhausgas
TWW	Trinkwarmwasser
UBA	Umweltbundesamt
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft e. V.
WRG	Wärmerückgewinnung
WSVO	Wärmeschutzverordnung
wb	witterungsbereinigt, Witterungsbereinigung
WP	Wärmepumpe
WW	Warmwasser

9.4 Einheiten

°C	Grad Celsius
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
ha	Hektar
kg	Kilogramm
kg/kWh _{el}	Kilogramm pro Kilowattstunde elektrisch
km	Kilometer
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
kWh _{el}	Kilowattstunde elektrisch
kWh _{th}	Kilowattstunde thermisch
kW _{Peak}	Kilowattpeak: Maßeinheit für die genormte Leistung (Nennleistung) einer Solarzelle.
m ²	Quadratmeter
m ³ /h	Volumenstrom in Kubikmeter pro Stunde
mWs	Meter Wassersäule
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
MWh _{el}	Megawattstunden elektrisch
MWh _{th}	Megawattstunden thermisch
Nm ³	Normkubikmeter
Pkm	Personenkilometer
t	Tonne

9.5 Pläne

1. Stadtgebiet Flächennutzung und Gebäudetypen
2. Gebäudebestand – Nutzung nach digitaler Flurkarte
3. Energieinfrastruktur – Erdgasversorgte Bereiche/Wärmeverbund
4. Gebäudebestand – Jahreswärmebedarf nach Kennwerten
5. Wärmekataster – Bestand
6. Wärmekataster – Klimaschutz-Szenario
7. Erneuerbare Energieerzeugungsanlagen Bestand
8. Ausbaupotenzial Dachflächen-PV (Dachflächenkataster)
9. Ausbaupotenzial Freiflächen-PV
10. Ausbaupotenzial Windkraft
11. Wärmenetz Frankenwaldstraße