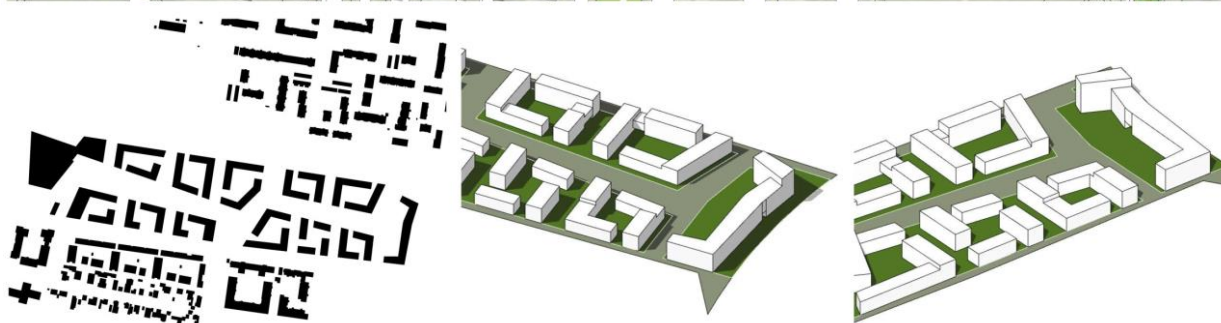




22.0213 Neues Mitterfeld

Energiestandard & PV- Dimensionierung

Folgeuntersuchung



deloossaarchitekten | NRT Landschaftsarchitekten | HVI Unterföhring

Kirchheim, 04.07.2024
Ingenieurbüro Hausladen GmbH

Grundlagen – Aufgabenstellung

Im Rahmen der Verhandlung des städtebaulichen Vertrags werden Fragestellungen hinsichtlich des Energiestandards sowie des sinnvollen Umfangs von PV-Anlagen diskutiert.

Anhand eines Beispielgebäudes im WA 4.1 soll daher untersucht werden, in welchem Umfang die Qualität der Gebäudehülle auf die Ökobilanz der Gebäude bei einer Wärmeversorgung mit Fernwärme der Geovol wirkt.

Zudem wird überschlägig simuliert, welche PV-Anlagengröße im Kontext einer gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung (GGV) wirtschaftlich sinnvoll sein können.

Im Wesentlichen werden folgende Arbeitsschritte durchgeführt:

- Stellungnahme bisheriger Ansatz zum Energiestandard der Gebäude im Projekt
- Qualitative Einordnung EH 40 vs. GEG-Mindeststandard (de facto ehem. KfW-EH 55)
- BKI-Berechnung eines Beispielgebäudes (WA 4.1) zur Ermittlung der rechnerischen Endenergiebedarfe EH 40 vs. GEG bei Fernwärme mit Zirkulation
- Berechnung und Darstellung einer vereinfachten LCA der Hauptbauteile für das Beispielgebäude anhand einer Bauweise (20 cm Stahlbeton, WDVS)

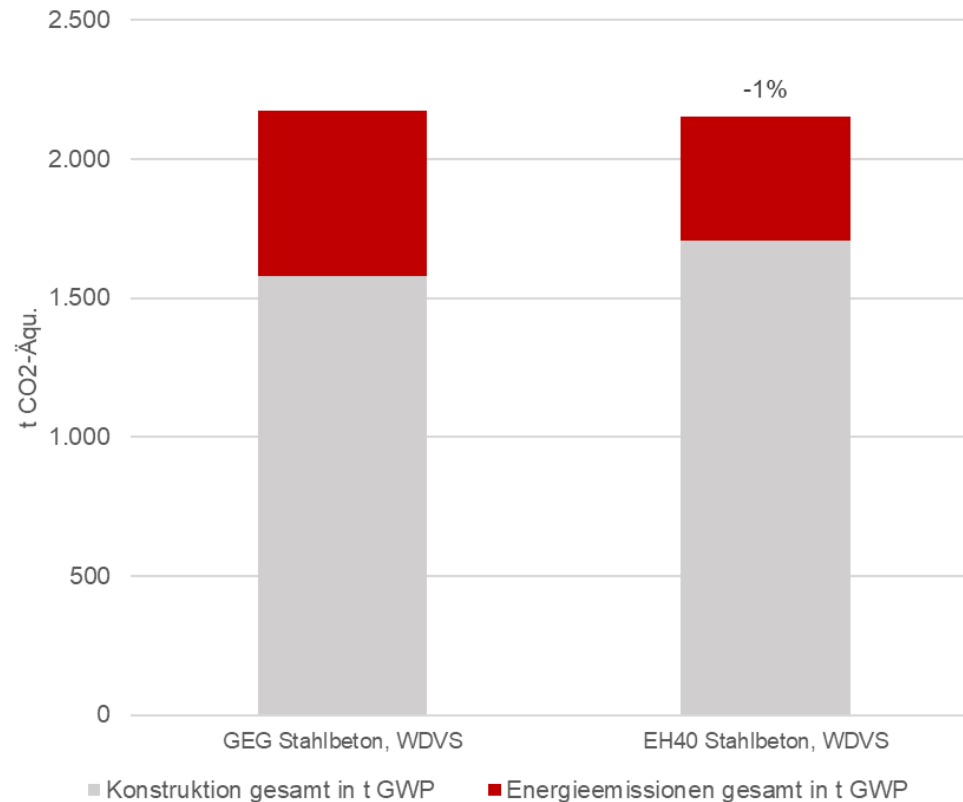
- Zeitlicher Abgleich Energieerzeugung (PV) und Energiebedarf (Nutzerstrom, Allgemeinstrom)
- Definition der wesentlichen Abhängigkeiten bei der Ermittlung sinnhafter PV-Anlagengrößen
- Überschlägige, grundsätzliche Kostenbetrachtung verschiedener PV-Anlagengrößen für das Beispielgebäude in der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung (GGV)

Gebäudestandard

EH 40 vs. GEG-Mindeststandard

- Im Rahmen der ursprünglichen Energieversorgungskonzeption wurde für eine erste Abschätzung der Nutzenergiebedarfe der damals noch existente KfW-EH-55-Standard zugrunde gelegt. Dieser Standard ist für Wohngebäude nun de facto der gesetzliche Mindeststandard in Bezug auf die Anforderung an den Primärenergiebedarf Q_p .
- Von einem nach neuem Stand anderweitig förderfähigen Energiestandard (Klimafreundlicher Neubau, KFN) wird aufgrund des hohen baulichen Aufwands sowie der deutlich höheren Baukosten zunächst abgesehen.
- Grundsätzlich gilt: Je höher der Energiestandard, desto mehr Material, „graue Energie“ und damit verbundene THG-Emissionen fließen in die Erstellung der Gebäudehülle.
- Dadurch kann zwar der Energiebedarf im Betrieb reduziert werden, der Aufwand für die Gebäudeerstellung gewinnt jedoch zusätzlich an Bedeutung.
- Insbesondere bei einer guten Wärmeversorgung, die mit sehr geringen Emissionen für den Gebäudebetrieb verbunden ist, könnte ein höherer Energiestandard zu höheren Emissionen über den gesamten Lebenszyklus führen.
- Für eine fundierte Bewertung zielführend ist dementsprechend eine ganzheitliche Betrachtungsweise unter Berücksichtigung des gesamten Lebenszyklus eines Gebäudes.
- Ein höherer energetischer Standard bei der Ausführung der Gebäudehülle führt in der Regel zu einer deutlich höheren Komplexität der Bauteilaufbauten, insbesondere im Fall von Wärmebrücken.
- Solchermaßen komplexere Bauteilaufbauten sind aufwendig, sowohl bei der Planung als auch bei der Ausführung und jeweils verbunden mit einer steigenden Fehleranfälligkeit.
- Außerdem sind komplexe Bauteilaufbauten oft weniger langlebig und weisen eine reduzierte Reparaturfähigkeit auf.
- Auch sind komplexe Bauteilaufbauten häufig mit einer schlechteren Trenn- und Rückbaubarkeit verbunden, was im Sinne der Gesamtnachhaltigkeit über den Lebenszyklus als nachteilig zu bewerten ist.
- Dickere Wandaufbauten bei höherem energetischem Standard bedeuten zudem eine Reduzierung der Flächeneffizienz aufgrund des ungünstigeren Verhältnisses zwischen Wohn- und Konstruktionsfläche.
- Der EH-40-Standard erfordert zur Einhaltung des maximal zulässigen Primärenergiebedarfs Q_p oft den Einsatz einer Wohnungslüftungsanlage. Im vorliegenden Fall wird dies aufgrund der gegebenen sehr guten Wärmeversorgung voraussichtlich nicht notwendig sein. Es sei jedoch vorsorglich darauf verwiesen, dass mechanische Lüftungsanlagen mit höheren Investitions- und Wartungskosten sowie mit einem zusätzlichen Betriebsenergiebedarf einhergehen.

EH 40 vs. GEG-Mindeststandard – Ökobilanz



Eigene Darstellung

- Lebenszyklusbetrachtung über 50 Jahre, Gebäude WA 4.1, Module A bis C für eine Bauweise mit 20 cm Stahlbeton und WDV.
- Primärenergiefaktor der Wärmeversorgung nach § 22 Absatz 3 GEG: 0,21; Emissionsfaktor der Fernwärme nach Anlage 9 GEG: 40 gCO₂-Äq/kWh.
- Es wurden die Emissionen der wesentlichen Bauteile (Außenwand, Kellerdecke, Dach, Fenster) und der Energiebedarf für Heizen und Warmwasser berücksichtigt.
- GEG-Mindeststandard: Bauteile entspr. H`T Referenzgebäude, Primärenergiebedarf unter 55% des Referenzgebäudes.
- EH40-Standard: Bauteile entspr. 55% H`T Referenzgebäude, Primärenergiebedarf unter 40% des Referenzgebäudes.
- Die Förderfähigkeit der Konstruktion wurde nicht geprüft – es ist daher nicht abschließend bewertbar, ob die Bauweise mit 20 cm Stahlbeton als Klimafreundlicher Neubau (KFN) förderfähig wäre.
- Die geringeren Emissionen durch die Einsparungen im Betrieb bei stärkerer Dämmung werden nahezu vollständig durch den erhöhten Materialaufwand ausgeglichen.
- EH40 bringt im Vgl. zum GEG-Mindeststandard insgesamt nur minimale Emissionseinsparungen bei höheren Kosten und Aufwand.
- Wird das Modul D miteinbezogen werden die Emissionen aufgrund der Gutschrift des Recyclingpotentials insgesamt geringer, die Verhältnisse bleiben aber im Wesentlichen unverändert.

PV-Nutzung

Grundlagen – Begriffsdefinitionen und Ansätze

Solarer Deckungsgrad

Der solare Deckungsgrad beschreibt den Anteil des Strombedarfs, der direkt oder nach Speicherung durch Photovoltaikanlagen gedeckt werden kann.

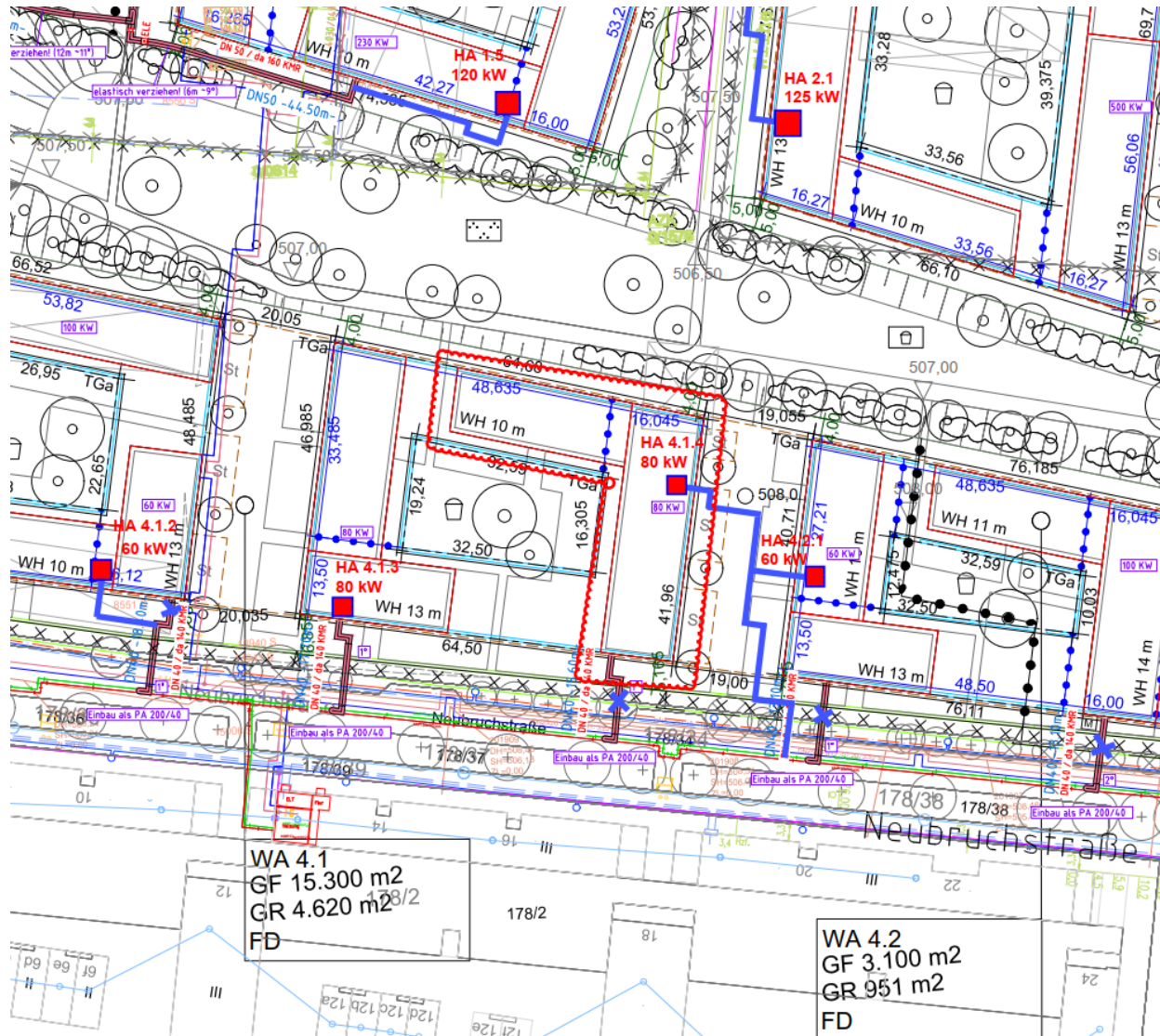
Eigenverbrauchsgrad

Der Eigenverbrauchsgrad beschreibt den Anteil des erzeugten Stroms (typischerweise Solarstrom), der entweder zeitgleich durch die Stromverbraucher oder nach Speicherung genutzt wird. Je höher der Eigenverbrauchsgrad ist, desto weniger Strom wird in das Netz eingespeist.

Der Eigenverbrauchsgrad bezeichnet das Verhältnis selbst erzeugter (ggf. zwischengespeicherter) und genutzter Energie zur gesamten Erzeugung.

Ansätze

- Aufgrund der höheren Flächeneffizienz und des damit ggü. einer Südaufständerung wesentlich höheren absoluten Ertrags, wird von einer Ost-West-Aufständerung mit 10° Neigung ausgegangen – dies ist derzeit der Standard bei Aufdachanlagen
- Entsprechende Aufständerungssysteme sind auch mit extensiver Dachbegrünung kombinierbar
- Eine Speicherung von PV-Strom sowie der Strombedarf der Elektromobilität werden nicht berücksichtigt – dies kann bei Bedarf im Rahmen einer Folgeuntersuchung erfolgen
- Durch Batteriespeicher können der solare Deckungsgrad sowie der Eigenverbrauchsgrad auf Kosten der Wirtschaftlichkeit gesteigert werden – mit sinkenden Preisen für Batteriespeicher kann eine Zwischenspeicherung zukünftig wirtschaftlich sein; Nachrüstungsmöglichkeiten sollten vorgehalten werden
- Die Einbindung der Elektromobilität kann i.A. des Betreibermodells eine zusätzliche Komplexität bedeuten, die u.a. mit dem Netzbetreiber abzustimmen ist – im einfachsten Fall können eindeutig zuordenbare Ladesäulen dem jeweiligen Wohnungszähler zugeordnet werden
- Grundsätzlich verursacht die Elektromobilität einen zusätzlichen Strombedarf, der per se dazu führt, dass sich der Eigenverbrauchsgrad erhöht – der solare Deckungsgrad hingegen verhält sich in Abhängigkeit des Ladeverhaltens
- Zukünftig können Elektroautos mit ihren Speichern potenziell Batteriespeicher in Gebäuden ersetzen – derzeit sind die ordnungsrechtlichen Rahmenbedingungen für eine bidirektionale Nutzung jedoch noch nicht geschaffen und die entsprechenden Betreiber- und Abrechnungsmodelle nicht etabliert
- Da Autos tagsüber, wenn die Sonne scheint, häufig genutzt werden und nicht an der eigenen Ladesäule stehen, immer häufiger sogar zu günstigen Konditionen beim Arbeitgeber geladen werden, ist der Mehrwert der Berücksichtigung der Elektromobilität fraglich und die Berechnung der PV-Nutzung fehleranfällig
- Der Fokus liegt daher auf der Betrachtung des Nutzerstroms, der über das Standardlastprofil „H0“ des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft abgebildet werden kann
- Der PV-Stromertrag wird über standortspezifische Einstrahlungsberechnungen für die Ausrichtung und Neigung berechnet



Ing Kess GmbH im Auftrag der Geovol Unterföhring GmbH

Die Betrachtung der PV-Anlage erfolgt anhand des Referenzgebäudes WA 4.1 (rot umrandet).

Das Gebäude ist L-förmig, wobei ein Flachdach angenommen wird. Zudem wird davon ausgegangen, dass eine Photovoltaiknutzung nicht wesentlich durch große Dachaufbauten eingeschränkt wird. Um eine möglichst große Modulfläche zu erreichen, kommen Aufständersysteme für Ost-West-Orientierung mit 10° Neigung zum Einsatz. Unter Berücksichtigung von Wartungs- und Abstandsflächen können überschlägig max. 70 % der Dachfläche als Modulfläche angesetzt werden.

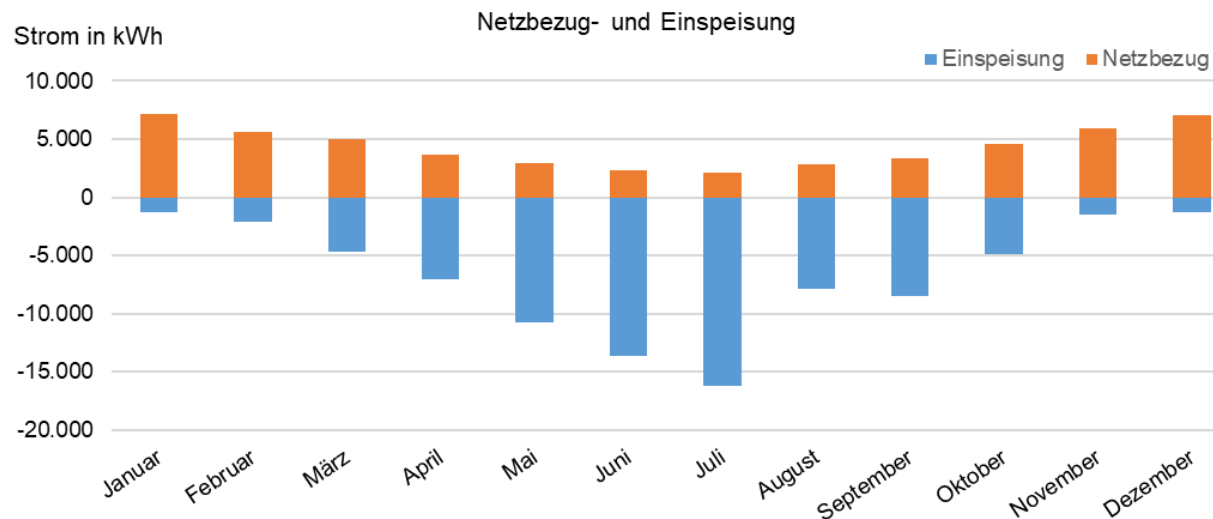
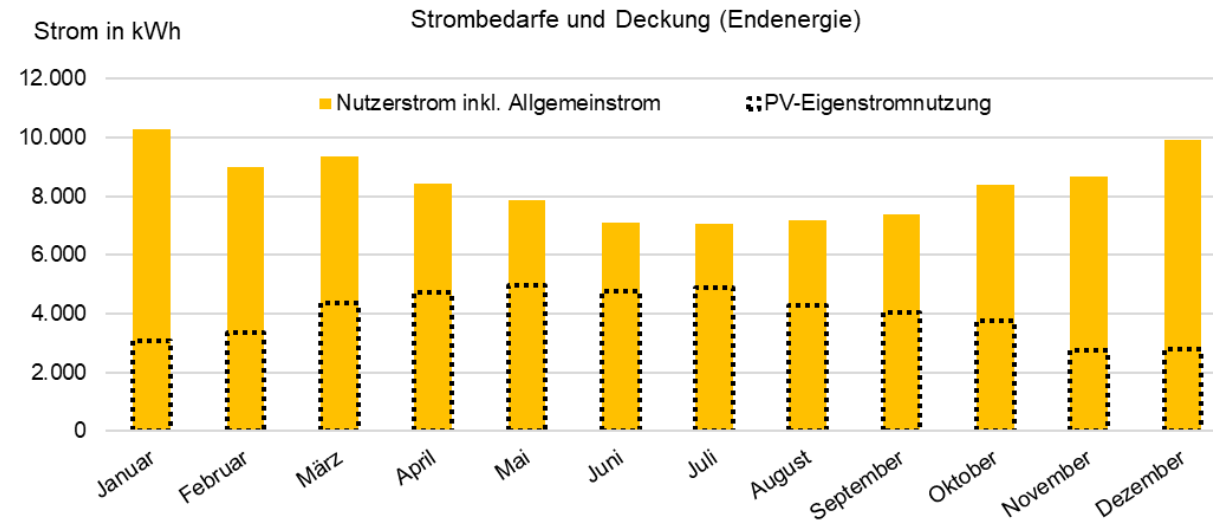
Für die Annahme des Allgemeinstrombedarfs wurde eine GEG-Berechnung eines vergleichbaren Gebäudes herangezogen.

Allgemeine Ansätze:

- Dachfläche: ca. 850 m²
- Max. Modulfläche: ca. 595 m²
- Wohneinheiten (WE): 40
- Stockwerke: 4
- NGF: ca. 2.958 m²

Ansatz für Strombedarf:

- Nutzerstrom: 2.500 kWh/Wohneinheit (Ansatz RKU)
- Allgemeinstrom: 0,2 kWh/m²/a (aus GEG-Berechnung)



Eigene Darstellung

Methodik

- Stündlicher Abgleich des Strombedarfs mit der Stromerzeugung mittels:
 - Verteilung des Strombedarfs über das Standardlastprofil „H0“
 - Simulation der Stromerzeugung, die anhand des Testreferenzjahres für den Standort sowie die Ausrichtung und Neigung simuliert wurde

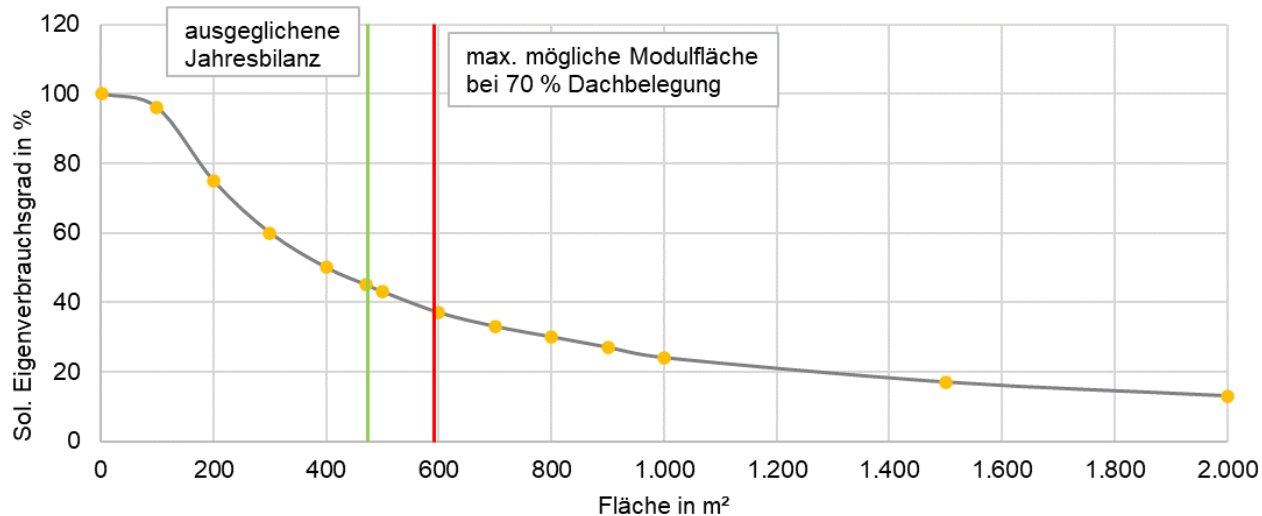
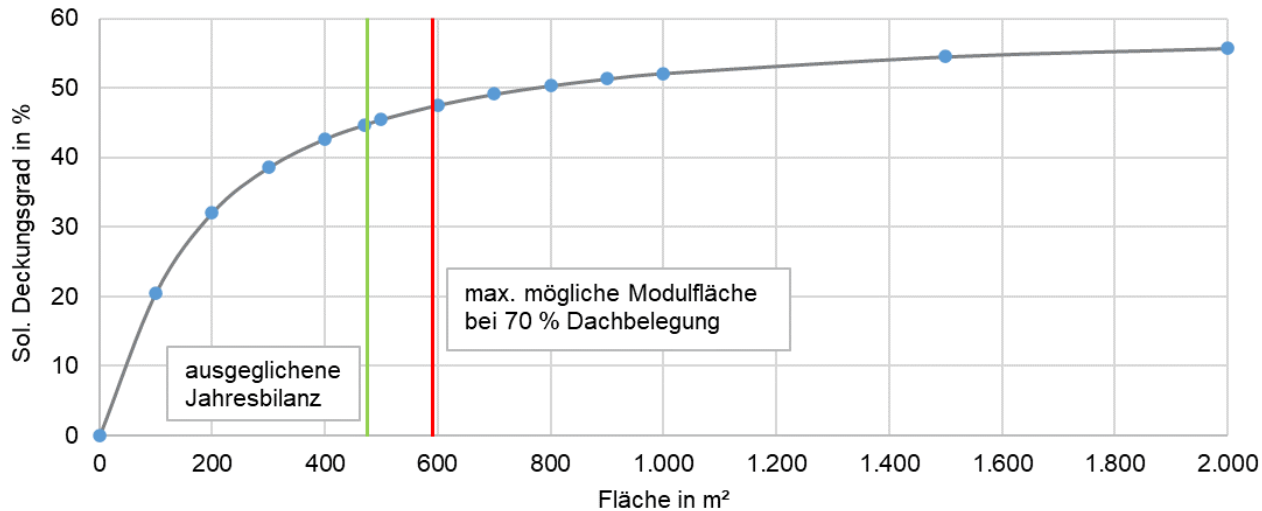
Strombedarf

- Nutzerstrombedarf inkl. Allgemeinstrom 100.592 kWh/a
- Allgemeinstrom gem. GEG sind ca. 49 kWh pro Monat und somit weniger als 1 % des gesamten Strombedarfs (insb. Pumpenstrom)

Kennwerte bei max. PV-Anlagengröße

- ca. 595 m² Modulfläche
- ca. 131 kWp (220 W/m²_{Modul})
- 127.105 kWh/a Erzeugung (970 kWh/kWp)
- 47.693 kWh/a Eigenstromnutzung
- 79.412 kWh/a Stromüberschusseinspeisung
- 52.898 kWh/a Netzstrombezug (53 %)
- 38 % Eigenverbrauchsgrad
- 47 % Solarer Deckungsgrad

Dimensionierung – Solarer Deckungsgrad und Eigenverbrauchsgrad



Eigene Darstellung

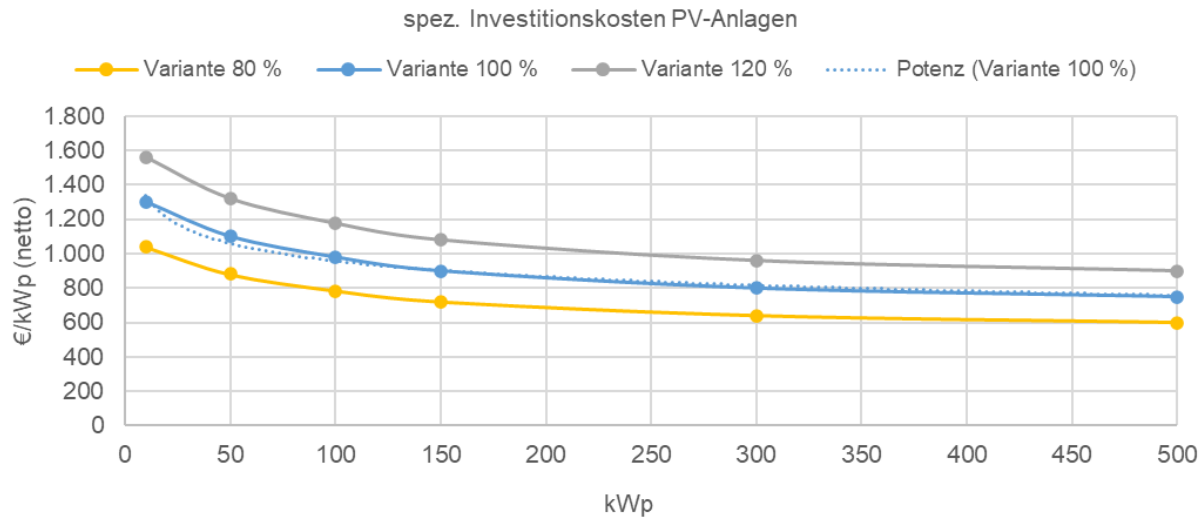
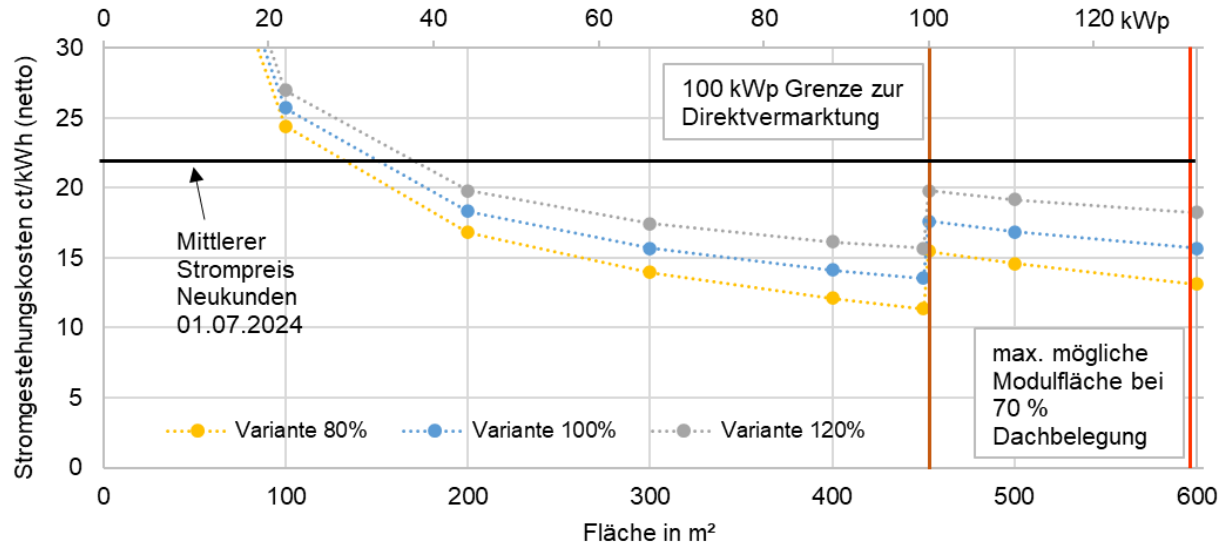
In nebenstehenden Grafen sind der solare Deckungsgrad (oben) und der solare Eigenverbrauchsgrad (unten) bezogen auf den angenommenen Strombedarf bei variabler PV-Anlagengröße aufgezeigt. Die rote Linie stellt die maximal mögliche PV-Anlagengröße dar. Bei der grünen Linie hat die PV-Anlage eine Größe, die für eine bilanzielle Deckung des Jahresstrombedarfs ausreicht.

Je größer die PV-Anlage ist, desto geringer ist der Anteil des erzeugten Stroms der direkt selbst genutzt werden kann. Im Umkehrschluss nimmt die eingespeiste Strommenge bei steigender Anlagengröße zu.

Gleichzeitig nähert sich eine größer werdende PV-Anlage ab einer gewissen Größe – die individuell vom Verhältnis der Dach- zur Nutzfläche abhängig ist – asymptotisch an einen maximalen Grenzwert an.

Eine ausgeglichene Jahresbilanz (Stromerzeugung gleich Strombedarf) wird bei einer Anlagengröße von 104 kWp erreicht.

Dimensionierung – Gestehungskosten (netto)



Eigene Darstellung

* Abschätzung, hier liegen keine Erfahrungswerte oder Kostenblätter vor

Annahmen für Berechnung:

- Es werden 40 Wohneinheiten und der Allgemeinstrombedarf berücksichtigt (Beteiligung aller WE)
- Der Verkauf des Stroms an die Bewohner erfolgt im Rahmen der Gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung (GGV, Solarpaket 1)
- Dynamische Aufteilung des PV-Stroms auf die Verbraucher (Aufteilungsschlüssel ist in der Praxis projektspezifisch zu definieren)
- 16,81 €/a Kosten für iMSys (je Zähler / WE)
- 5,00 €/Monat Kosten für Messstellenbetreiber je Zähler *
- 800 €/a als Zeitaufwand für Jahresabrechnung und Kundenwechsel etc. (für Gebäude) *
- 20 Jahre lineare Abschreibung der PV-Anlage
- EEG-Vergütungsstand 01.08.2024 bedeutet
 - 8,0 ct/kWh bis 10 kWp
 - 6,9 ct/kWh bis 40 kWp
 - 5,6 ct/kWh bis 100 kWp
- 6,08 ct/kWh Direktvermarktungseinnahmen für Anlagen in der Direktvermarktung über 100 kWp (nicht verpflichtend! Auch möglich als Teileinspeisung ohne Vergütung bis 200 kWp)
- 159 €/Monat Direktvermarktungskosten über 100 kWp Leistung zzgl. 300 €/a für RLM
- Wartungs- und Inspektionskosten linear 1,5 % der Investitionskosten
- Investitionskosten i.A. der Anlagengröße, Sensitivitätsbetrachtung mit +/- 20 % Kurven

Zusammenfassung

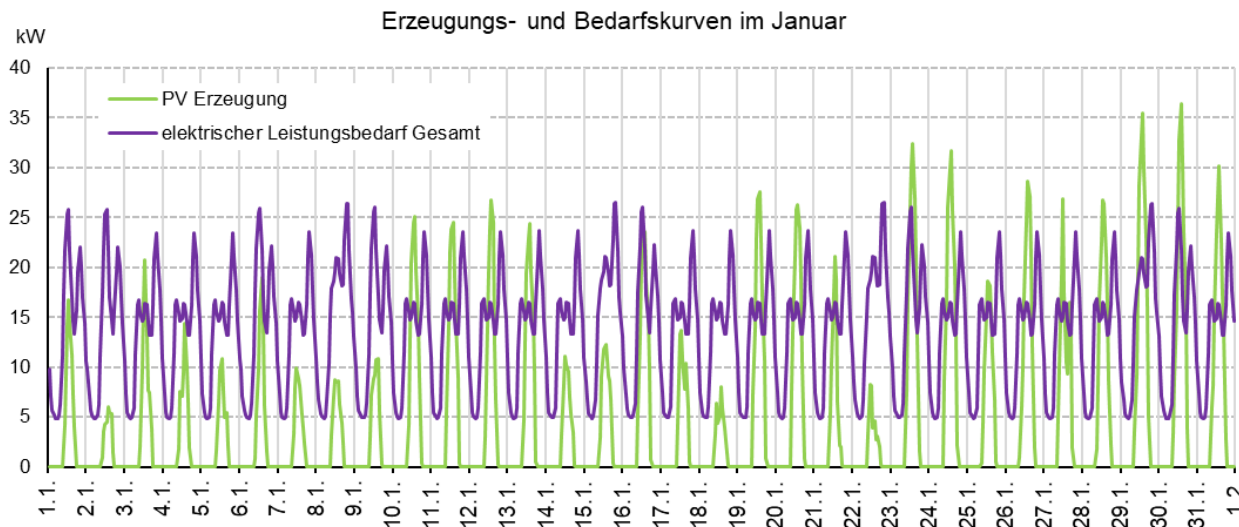
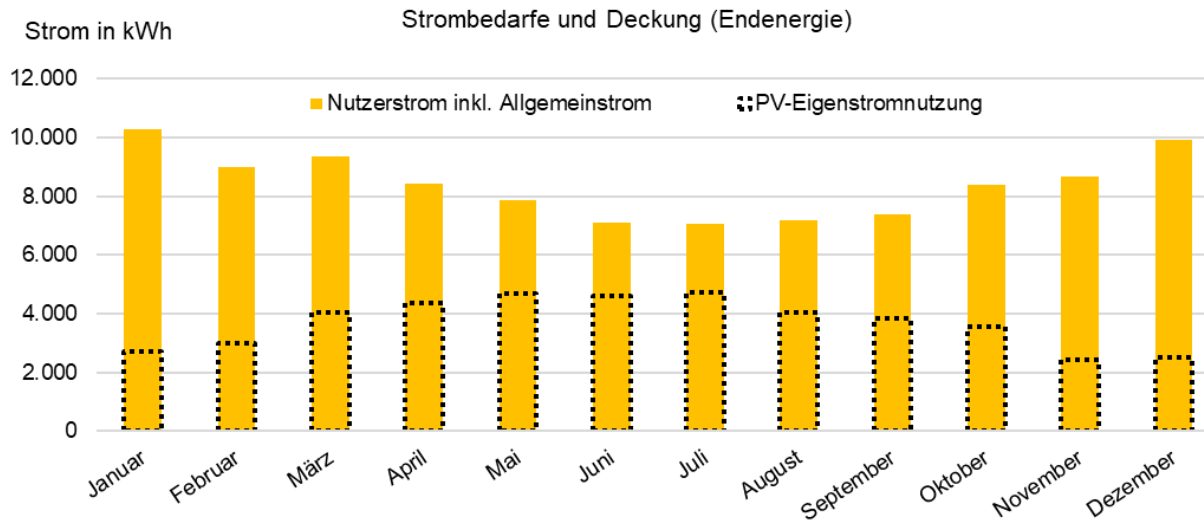
Fazit

- Der ökonomischste Anlagenbetrieb ist bei einer Anlagengröße von 100 kWp zu erwarten (entspricht hier 2,5 kWp pro Einwohner).
- Die Stromgestehungskosten bei einer 100 kWp Anlage bieten viel Spielraum für eine Gewinnmarge, als auch einen günstigen Strompreis.
- Die Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung (GGV) bietet für kleinere Objekte eine attraktive Alternative zu Mieterstrommodellen bei der Stromanbieter den Strom meist für 90 % des Grundversorgertarifs anbieten.
- Eine 100 kWp Anlage entspricht bei den hier angenommen Ansätzen einer Modulfläche von rd. $450 \text{ m}^2_{\text{Modul}}$. Bezogen auf die Bruttodachfläche bedeutet dies einen Belegungsgrad von ca. 52 %.
- Ein ambitionierterer Belegungsgrad ist unter Berücksichtigung der notwendigen technischen Dachaufbauten (z.B. Entlüftung, Fahrstuhl-aufbauten) sowie ggf. Grün- und Freiflächen voraussichtlich nur theoretisch möglich – diese Flächenbedarfe und daraus ggf. resultierende Flächenkonkurrenzen wurden im Rahmen der Untersuchung nicht berücksichtigt!
- Wenn zusätzliche Verbraucher ohne weitere Investitionskosten bedient werden können (z.B. Elektromobilität), kann die Wirtschaftlichkeit der Anlage bei gleicher Größe weiter gesteigert werden, da der Einspeiseanteil reduziert wird – die Grenze von 100 kWp bleibt davon i.d.R. unberührt; insbesondere deshalb, da der Strombedarf z.B. für die Elektromobilität im Vergleich zum Nutzerstrombedarf vernachlässigbar gering ist.

Hintergrundinformationen

- Ab 100 kWp Anlagengröße erhält der Anlagenbetreiber keine Einspeisevergütung mehr, sondern muss den Strom über einen Dienstleister direktvermarkten lassen.
- Inzwischen gibt es die Möglichkeit bei Bedarf Stromüberschüsse ohne Vergütung einzuspeisen, um die Direktvermarktungsgebühren einzusparen.
- Aufgrund eines Einspeisungsgrads von 54 % bei der 100 kWp PV-Anlage liegen die Einnahmen durch die Direktvermarktung jedoch noch deutlich über den zusätzlichen Kosten für die Direktvermarktung, so dass sich bei Anlagen über 100 kWp der Verzicht auf die Marktprämie (i.A. des anzulegenden Werts) nicht rechnet.
- Die Kosten für die Direktvermarktung fallen jedoch so hoch aus, dass die Anlage noch signifikant größer werden müsste, um die Kosten zu kompensieren, die ab 100 kWp anfallen – mit zunehmender Anlagengröße sinken zudem die spezifischen Anlagenkosten.
- Daher ist die ökonomischste Anlagengröße auf dem untersuchten Gebäude bei 100 kWp erreicht und sollte nicht überschritten werden.
- Eine ausgeglichene Jahresenergiebilanz (wird rechnerisch bei 104 kWp erreicht) ist ökonomisch nicht sinnvoll, da dann die Direktvermarktungspflicht bereits greift.
- Aufgrund der Verwaltungskosten des GGV fallen die Stromgestehungskosten deutlich höher aus, als bei einer Eigenverbrauchsanlage.
- Die Größe der PV-Anlage muss daher zur Anzahl der versorgten Kunden passen.
- Wenn die PV-Anlage zu klein ist, fallen die Stromgestehungskosten höher aus, als für Strom aus dem Netz bezahlt werden muss.
- Der Strompreis für die Bewohner muss attraktiv genug sein, damit sie motiviert sind den Strom von der PV-Anlage abzunehmen.
- Es gilt zu eruieren, was das Ziel der PV-Anlage ist. Soll mit der Anlage möglichst viel Geld verdient werden, oder soll der „Mieter“ möglichst viel Geld sparen?
- Ggf. könnte es ökonomisch sein den Anteil der PV-Stromnutzung innerhalb des Gebäudes durch einen Batteriespeicher zu erhöhen, anstatt den Strom für eine geringe Vergütung ins Stromnetz einzuspeisen – dies wäre separat zu untersuchen.

Abgleich Strombedarf und -erzeugung bei 100 kWp



Eigene Darstellung

Strombedarf

- Nutzerstrombedarf inkl. Allgem. Strom
100.592 kWh/a
- Allgem. Strom gem. GEG sind ca. 49 kWh pro Monat und somit weniger als 1 % des gesamten Strombedarfs (insb. Pumpenstrom)

Kennwerte bei 100 kWp

- ca. 450 m² Modulfläche
- Max. 100 kWp (220 W/m²_{Modul})
- 96.130 kWh/a Erzeugung (970 kWh/kWp)
- 44.405 kWh/a Eigenstromnutzung
- 51.725 kWh/a Stromüberschusseinspeisung
- 56.187 kWh/a Netzstrombezug (56 %)
- 46 % Eigenverbrauchsgrad
- 44 % Solarer Deckungsgrad

Die Eigenstromnutzung erscheint in den Wintermonaten recht hoch. Anhand der Erzeugungs- und Bedarfskurven im Januar wird jedoch ersichtlich, dass die PV-Erzeugung aufgrund der Anlagengröße selbst im Winter teilweise über dem Bedarf liegt und tagsüber auch bei geringer Einstrahlung viel Energie erzeugt werden kann. Es sind lediglich 15 – 25 % der Anlagenleistung zur Deckung des Bedarfs notwendig. Somit sind solare Deckungsgrade von rd. 25% selbst in den Wintermonaten durchaus realistisch.