

**Gemeinde Ilsfeld
Eigenbetrieb Nahwärme**

**Wärmepumpenzentrale
Konzeption PV-Anlage**

Erläuterungsbericht

Bietigheim-Bissingen, 09. Juli 2026



Wärmepumpenzentrale Konzeption PV-Anlage

Erläuterungsbericht

Auftraggeber:



Gemeinde Ilsfeld

Rathausstraße 8

74360 Ilsfeld

Auftragnehmer:



IBS Ingenieurgesellschaft mbH

Flößerstraße 60/3

74321 Bietigheim-Bissingen

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "G. David".

Geschäftsführer Gerhard David

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "i. A. Christian Bach".

i. A. Christian Bach

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "i. A. Andriy Polyakov".

i. A. Andriy Polyakov

Inhaltsverzeichnis

Einleitung und Aufgabenstellung	3
Konzeption	4
Auslegung PV-Anlage auf der Dachfläche	4
Stromspeicher (optional)	5
Messkonzept	6
Stromverbrauch	7
Variante 1 - Eigenstromnutzung der PV-Anlage ohne Batteriespeicher	8
Simulationsergebnisse.....	8
Wirtschaftlichkeit	9
Variante 2 - Eigenstromnutzung der PV-Anlage inkl. Batteriespeicher.....	11
Simulationsergebnisse.....	11
Wirtschaftlichkeit	12
Kostenübersicht und Vergleich der Varianten	14
Beschreibung der Systemkomponenten	15
PV-Module.....	15
Wechselrichter.....	15
Stromspeicher (optional)	17
Unterkonstruktion.....	17
Verkabelung und Kabelführung.....	18
Einspeisepunkt und Einbindung in das Stromnetz der Energiezentrale	18
Weitere Analysen und notwendige Verfahren	20
Anlagenzertifikat	20
Direktvermarktung.....	20
Empfehlung	21

Einleitung und Aufgabenstellung

Der Eigenbetrieb der Gemeinde Ilsfeld möchte die Errichtung einer PV-Anlage auf das Dach der Wärmepumpenzentrale untersuchen lassen, mit dem Ziel Stromkosten einzusparen. Der aktuelle Jahresbezug der Wärmepumpenzentrale beträgt ca. 193.000 kWh. Es ist zu prüfen, inwieweit der Energiebedarf durch eine PV-Anlage gedeckt werden kann.

Abbildung 1 zeigt das Gelände der Kläranlage der Gemeinde Ilsfeld mit dem dargestellten Dach der Wärmepumpenzentrale (ca. 287 m²), das im Zuge der Planung als Installationsfläche für eine PV-Anlage berücksichtigt wird.



Abbildung 1: Gelände der Kläranlage Ilsfeld (Quelle: Google Maps)



Abbildung 2: Luftaufnahme der Energiezentrale als Installationsfläche für eine Photovoltaikanlage (Quelle: IBS Ingenieurgesellschaft mbH)

Konzeption

Auf dem Dach der bestehenden Energiezentrale lässt sich eine PV-Anlage installieren. Zur Ermittlung der technisch und wirtschaftlich optimalen Lösung werden zwei Anlagenvarianten betrachtet: eine PV-Anlage ohne Batteriespeicher sowie eine darauf aufbauende PV-Anlage mit Batteriespeicher. Die beiden vorgesehenen Anlagenkonfigurationen sind im Folgenden dargestellt. Die technische Realisierung wird in Kapitel 3 beschrieben.

Auslegung PV-Anlage auf der Dachfläche

Auf der vorhandenen Dachfläche der Energiezentrale kann eine PV-Anlage mit einer Leistung von ca. 52 kWp installiert werden. Zur optimalen Nutzung der verfügbaren Dachfläche werden die PV-Module mit minimalem Abstand zur Dachkante angeordnet. Die Ausrichtung der PV-Module entspricht der Dachausrichtung nach Südosten, die Neigung gegenüber der Horizontalen entspricht der Dachneigung und beträgt 11°.



Abbildung 3: mögliche PV-Anlage auf der Dachfläche der Energiezentrale (Draufsicht)



Abbildung 3: mögliche PV-Anlage auf der Dachfläche der Energiezentrale (Seitenansicht)

Ertragsprognose

PV-Generatorleistung	51,87	kWp
Spez. Jahresertrag	1.021,11	kWh/kWp
Anlagennutzungsgrad (PR)	86,93	%
Ertragsminderung durch Abschattung	7,0	%
PV-Generatorenergie (AC-Netz)	52.986	kWh/Jahr
Vermiedene CO ₂ -Emissionen	24.894	kg/Jahr

Stromspeicher (optional)

Aufgrund der innerhalb der Energiezentrale nicht in ausreichendem Umfang zur Verfügung stehenden freien Fläche für die Installation und Wartung des Stromspeichers ist eine Aufstellung im Außenbereich vorgesehen.

Für die Montage ist ein bauseits herzustellendes Betonfundament gemäß den Vorgaben des Herstellers des Stromspeichers erforderlich.

Die Aufstellung im Außenbereich ermöglicht zudem eine zukünftige Erweiterung des Systems durch Kapazitätserhöhung des Stromspeichers mittels zusätzlicher Batterietürme.

Der vorgesehene Aufstellungsort des Stromspeichers ist in Abbildung 5 dargestellt.

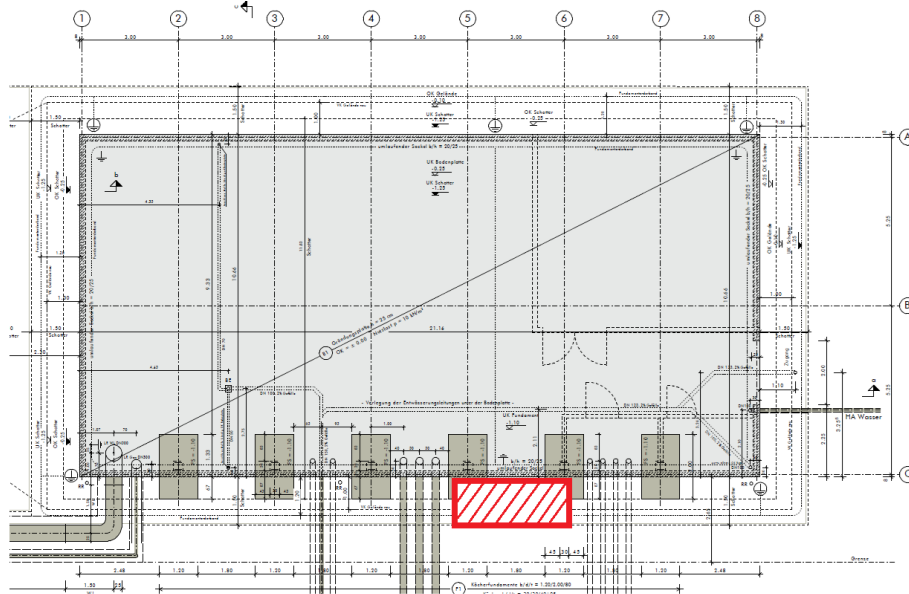


Abbildung 5: Vorgesehener Aufstellungsort des Stromspeichers im Außenbereich

Messkonzept

Zur Erfassung der elektrischen Messwerte sowie zur Steuerung der geplanten PV-Anlage wird ein separater Wandlermessschrank vorgesehen. Der Wandlermessschrank ist als Wandschrank auszuführen und entsprechend den Anforderungen der Technischen Anschlussbedingungen (TAB) des Netzbetreibers sowie allen geltenden Normen und Vorschriften zu errichten.

Der vorgesehene Standort des Wandlermessschanks befindet sich im Innenbereich der Energiezentrale. Die genaue Position geht aus Abbildung 6 hervor.

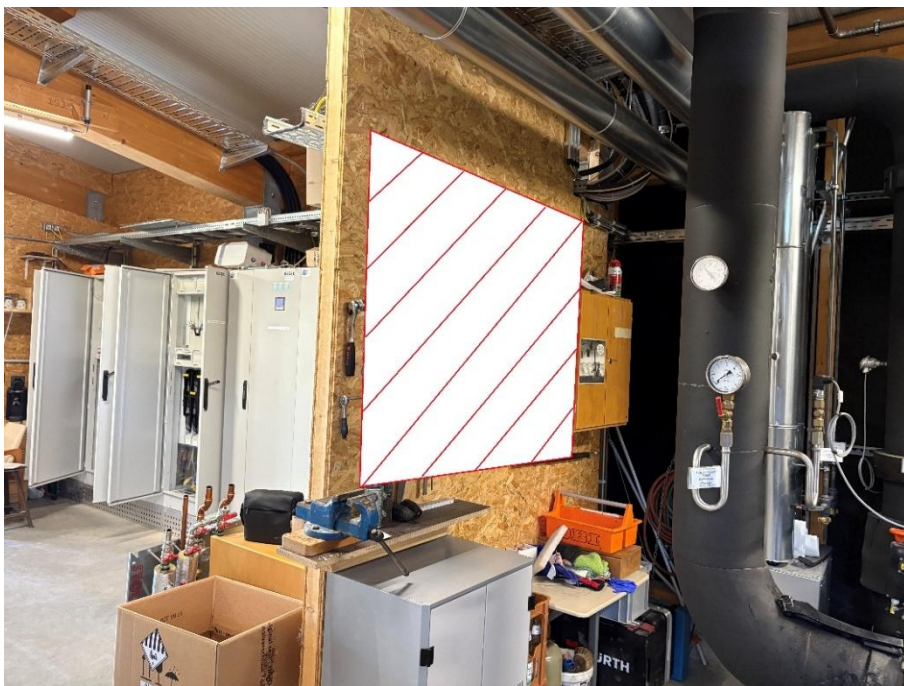


Abbildung 6: Vorgesehener Aufstellungsort des Wandlermessschanks

Stromverbrauch

Von April 2025 bis April 2026 wurden für die Wärmepumpenzentrale ein Gesamtstromverbrauch von 192.787 kWh angesetzt. Die Spitzenlast betrug 261 kW. Die Werte wurden als 15-Minuten-Werte durch die Gemeinde Ilsfeld zur Verfügung gestellt.

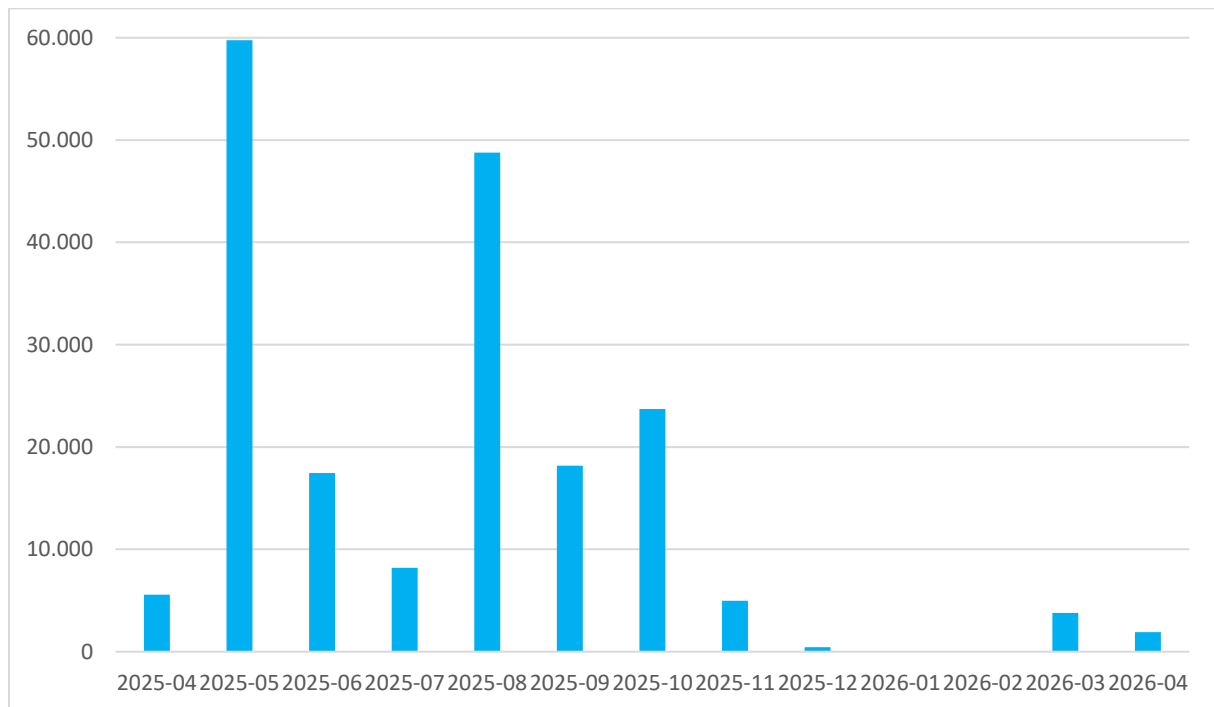


Abbildung 7: Verbrauch Wärmepumpenzentrale

Variante 1 - Eigenstromnutzung der PV-Anlage ohne Batteriespeicher

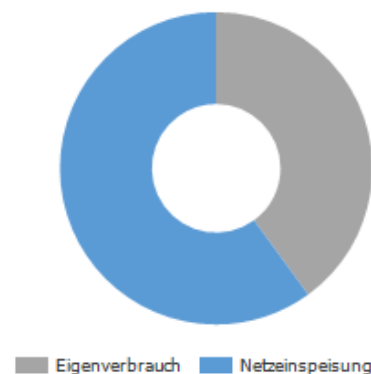
Variante 1 betrachtet die PV-Anlage auf dem Dach der Energiezentrale ohne Batteriespeicher zur Deckung des Eigenstrombedarfs.

Simulationsergebnisse

PV-Anlage

PV-Generatorleistung	51,87 kWp
Spez. Jahresertrag	1.021,11 kWh/kWp
Anlagennutzungsgrad (PR)	86,93 %
Ertragsminderung durch Abschattung	7,0 %
PV-Generatorenergie (AC-Netz)	52.986 kWh/Jahr
Eigenverbrauch	21.187 kWh/Jahr
Netzeinspeisung	31.809 kWh/Jahr
Eigenverbrauchsanteil	39,9 %
Vermiedene CO ₂ -Emissionen	24.894 kg/Jahr

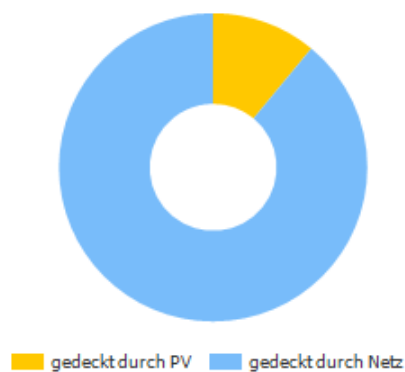
PV-Generatorenergie (AC-Netz)



Verbraucher

Verbraucher	192.787 kWh/Jahr
Standby-Verbrauch (Wechselrichter)	21 kWh/Jahr
Gesamtverbrauch	192.808 kWh/Jahr
gedeckt durch PV	21.187 kWh/Jahr
gedeckt durch Netz	171.631 kWh/Jahr
Solarer Deckungsanteil	11,0 %

Gesamtverbrauch



Autarkiegrad

Gesamtverbrauch	192.808 kWh/Jahr
gedeckt durch Netz	171.631 kWh/Jahr
Autarkiegrad	11,0 %

Wirtschaftlichkeit

Wirtschaftliche Kenngrößen

Kumulierter Cashflow	61.530,50 €
Mindestlaufzeit der Anlage	9 Jahre, 9 Monate
Stromgestehungskosten	0,0539 €/kWh

Zahlungsübersicht

Spezifische Investitionskosten	819,36 €/kWp
Investitionskosten	42.500,00 €
PV-Anlage	42.500,00 €

Kredite

Bezeichnung	Kredit 1
Fremdkapital	42.500,00 €
Auszahlungsrate	100,00 %
Kreditart	Ratenkredit
Laufzeit	20,00 Jahre
Tilgungsfreie Anlaufjahre	0,00 Jahre
Zins	3,90
Tilgungsfrist	monatlich

Vergütung und Ersparnisse

Gesamtvergütung im ersten Jahr	2.115,60 €/Jahr
Ersparnisse im ersten Jahr	3.412,49 €/Jahr

EEG, Februar 2026 - Juli 2026, (Teileinspeisung) - Gebäudeanlagen

Gültigkeit	01.02.2026 - 31.12.2046
Spezifische Einspeisevergütung	0,0665 €/kWh
Einspeisevergütung	2115,5962 €/Jahr

Ilsfeld Bezug WP-Zentrale (Example)

Arbeitspreis	0,1613 €/kWh
Grundpreis	260,96 €/Monat
Preisänderungsfaktor Arbeitspreis	2 %/Jahr

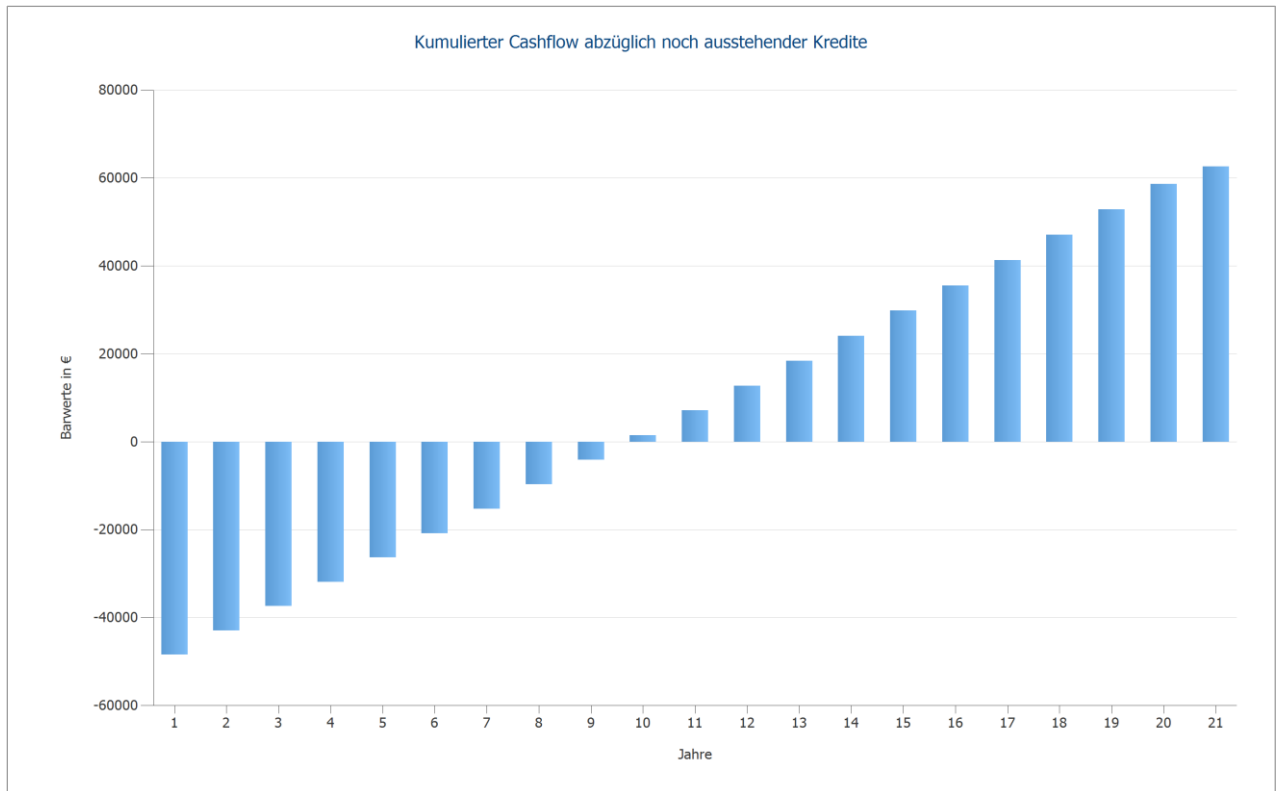


Abbildung 8: Kumulierter Cashflow (Variante 1 - ohne Batteriespeicher)

Variante 2 - Eigenstromnutzung der PV-Anlage inkl. Batteriespeicher

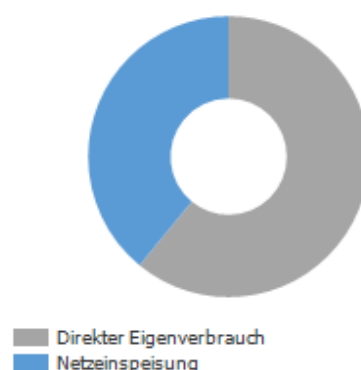
Variante 2 betrachtet die PV-Anlage auf dem Dach der Energiezentrale inkl. Batteriespeicher zur Deckung des Eigenstrombedarfs.

Simulationsergebnisse

PV-Anlage

PV-Generatorleistung	51,87 kWp
Spez. Jahresertrag	1.019,37 kWh/kWp
Anlagennutzungsgrad (PR)	86,78 %
Ertragsminderung durch Abschattung	7,2 %
PV-Generatorenergie (AC-Netz) mit Batterie	50.690 kWh/Jahr
Direkter Eigenverbrauch	30.888 kWh/Jahr
Netzeinspeisung	19.802 kWh/Jahr
Eigenverbrauchsanteil	60,9 %
Vermiedene CO ₂ -Emissionen	22.746 kg/Jahr

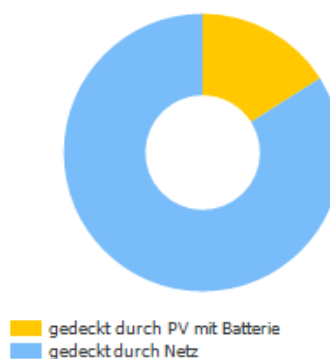
PV-Generatorenergie (AC-Netz) m Batterie



Verbraucher

Verbraucher	192.787 kWh/Jahr
Standby-Verbrauch (Wechselrichter)	14 kWh/Jahr
Gesamtverbrauch	192.801 kWh/Jahr
gedeckt durch PV mit Batterie	30.888 kWh/Jahr
gedeckt durch Netz	161.913 kWh/Jahr
Solarer Deckungsanteil	16,0 %

Gesamtverbrauch



Batteriesystem

Ladung am Anfang	84 kWh
Batterieladung (PV-Anlage)	12.367 kWh/Jahr
Batterieenergie zur Verbrauchsdeckung	10.168 kWh/Jahr
Batterie-Entladung ins Netz	0 kWh/Jahr
Verluste durch Laden/Entladen	2.122 kWh/Jahr
Verluste in Batterie	158 kWh/Jahr
Zyklenbelastung	3,9 %
Lebensdauer	>20 Jahre

Autarkiegrad

Gesamtverbrauch	192.801 kWh/Jahr
gedeckt durch Netz	161.913 kWh/Jahr
Autarkiegrad	16,0 %

Wirtschaftlichkeit

Wirtschaftliche Kenngrößen

Kumulierter Cashflow	34.091,55 €
Mindestlaufzeit der Anlage	15 Jahre, 7 Monate
Stromgestehungskosten	0,1061 €/kWh

Zahlungsübersicht

Spezifische Investitionskosten	1.542,32 €/kWp
Investitionskosten	80.000,00 €
PV-Anlage	42.500,00 €
PV-Speicher	36.000,00 €
Fundament Speicher	1.500,00 €

Kredite

Bezeichnung	Kredit 1
Fremdkapital	80.000,00 €
Auszahlungsrate	100,00 %
Kreditart	Ratenkredit
Laufzeit	20,00 Jahre
Tilgungsfreie Anlaufjahre	0,00 Jahre
Zins	3,90
Tilgungsfrist	monatlich

Vergütung und Ersparnisse

Gesamtvergütung im ersten Jahr	1.317,04 €/Jahr
Ersparnisse im ersten Jahr	4.979,96 €/Jahr

EEG, Februar 2026 - Juli 2026, (Teileinspeisung) - Gebäudeanlagen

Gültigkeit	01.02.2026 - 31.12.2046
Spezifische Einspeisevergütung	0,0665 €/kWh
Einspeisevergütung	1317,0377 €/Jahr

Ilsfeld Bezug WP-Zentrale (Example)

Arbeitspreis	0,1613 €/kWh
Grundpreis	260,96 €/Monat
Preisänderungsfaktor Arbeitspreis	2 %/Jahr

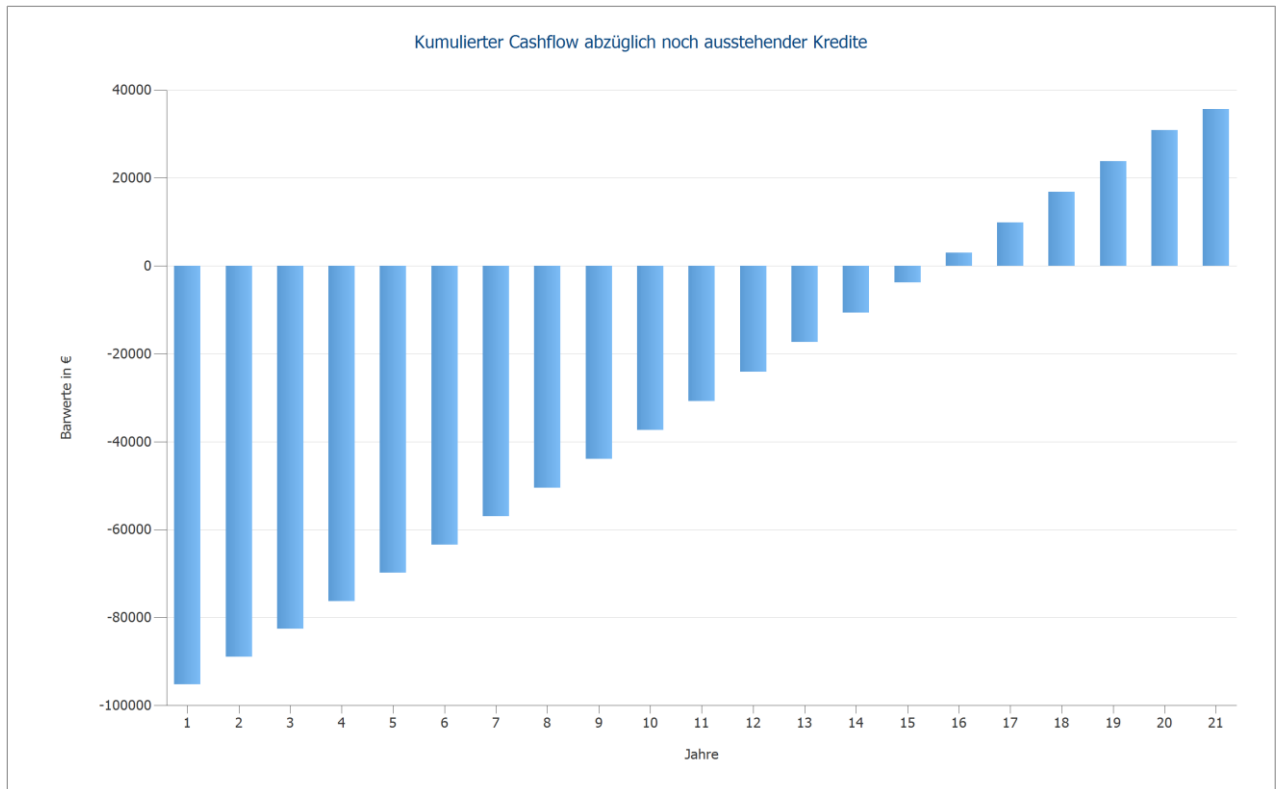


Abbildung 9: Kumulierter Cashflow (Variante 2 – inkl. Batteriespeicher)

Kostenübersicht und Vergleich der Varianten

Die anzusetzenden Netto-Kosten der PV-Anlage sind wie folgt:

Variante	Variante 1 ohne Speicher [€]	Variante 2 inkl. Speicher [€]
PV-Anlage	42.500	42.500
PV-Speicher	-	36.000
Fundament Speicher	-	1.500
Summe	42.500	80.000

In der folgenden Übersicht sind die aufgestellten Varianten zusammengefasst.

Variante	Eigenver- brauch [kWh/Jahr]	Investitions- kosten [€, Netto]	Autarkiegrad [%]	Amortisation [Jahre]	Kumulierter Cashflow [€, Netto]
Variante 1 ohne Speicher	21.187	42.500	ca. 11	rd. 10	ca. 61.500
Variante 2 Inkl. Speicher	30.888	80.000	ca. 16	rd. 15,5	ca. 34.000

Beschreibung der Systemkomponenten

Für die technische Realisierung der PV-Anlage sind folgende Komponenten notwendig.

PV-Module

Es werden PV-Module mit folgenden technischen Daten eingesetzt:

- Modulleistung: ca. 455 Wp (+/- 5Wp)
- Zelle: monokristalline Siliziumzellen
- Abmessung: ca. 1.762 x 1.134 x 30 mm
- Gewicht: ca. 21 kg
- Glasdicke: ca. 3,2 mm
- Betriebstemperatur: ca. -40 bis +85 Grad
- maximale Leistungstoleranz der Module: +/- 3 %
- Zertifizierung nach IEC 61215-1:2016, IEC 61215-2:2016, IEC 61730-1:2016, IEC 61730-2:2016

Die Verbindung der PV-Module untereinander erfolgt über 1 x 6 mm² PVC-Solarleitungen sowie entsprechenden Anschlusssteckern.

Wechselrichter

Für die Einspeisung von Solarstrom in das Niederspannungsnetz im Netzparallelbetrieb sind dreiphasig einspeisende Wechselrichter mit einer Leistung von rd. 50 kW vorgesehen.

Die Wechselrichter haben folgende technischen Daten:

Eingang (DC)

- | | |
|--|-------------|
| • Eingangsspannung | ca. 1.000 V |
| • MPPT-Eingänge/Strings pro MPPT-Eingang | 4/2 |

Ausgang (AC)

- | | |
|---------------------------|---------------|
| • max. Bemessungsleistung | |
| • (bei 230 V, 50 Hz) | ca. 50.000 W |
| • max. AC-Scheinleistung | ca. 55.000 VA |
| • AC-Nennspannung | ca. 400 V |

Wirkungsgrad

- max. Wirkungsgrad/
europ. Wirkungsgrad ca. 98,1 %/ca. 97,5 %

Allgemeine Daten

- max. Maße (B/H/T) ohne Füße
und ohne DC-Lasttrennschalter ca. 520 mm/660 mm/260 mm
- max. Gewicht ca. 65 kg
- max. Betriebstemperaturbereich ca. -30 °C bis +60 °C
- Schutzart: IP55
- Hardwareschnittstellen: 4 potentialfreie Eingänge; 3 Lastschaltkontakte
(über FEMS Relaisboard, 10 A pro Kanal);
2 potentialfreie Schaltkontakte; 1 analoger Ausgang
(0–10 V); CAN-Parallelschaltung
- Kommunikationsschnittstellen: Modbus/TCP-API, REST-API (lokal, lesend,
optional schreibend); Cloud-REST-API (online, lesend,
optional schreibend)
- Kommunikation der Komponenten: RS485 (Modbus RTU)
- Internetverbindung: LAN
- Protokolle: Modbus RTU/TCP, Webconnect (FusionSolar)
- Zertifikate: EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, IEC 62116,
IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683

Der Wechselrichter ist mit allen notwendigen Überwachungs- und Schutzeinrichtungen (ENS) für den sicheren Betrieb der PV-Anlage ausgestattet. Unter anderem:

- Selbsttätig wirkende Freischaltstelle mit zwei voneinander unabhängigen Einrichtungen zur Netzüberwachung mit jeweils zugeordnetem Schaltorgan Reihe
- DC-Verpolungsschutz / Rückstromschutz
- DC-Steckverbinder inklusive DC-Lasttrennschalter (ESS)
- Allstromsensitive Fehlerstromüberwachungseinheit 5. Erdschlussüberwachung / Netzüberwachung
- AC-Kurzschlussfestigkeit
- String-Überwachung + Fehlererkennung
- Ausfallerkennung und Stromüberwachung

Der Wechselrichter sollte über einen möglichst großen MPP-Bereich (Maximum Power Point) verfügen.

Der Wechselrichter ist außen an der Wand der Energiezentrale zu montieren, die in südöstlicher Richtung ausgerichtet ist. Dafür sind entsprechende Aufnahmen vom Hersteller des Montagesystems zu nutzen oder eine separate Aufstellung zu installieren.

Stromspeicher (optional)

Zur Erhöhung des Eigenverbrauchs und zur Speicherung überschüssiger Solarenergie wird ein Batteriespeichersystem mit einer nutzbaren Kapazität von ca. 84 kWh installiert.

- Der Stromspeicher verfügt über folgende technische Daten:
- Nutzbare Speicherkapazität: ca. 84 kWh
- Batterietechnologie: Lithium-Eisenphosphat (LiFePO₄)
- Lade-/Entladeleistung: ca. 50 kW
- Betriebsart: 3-phasig
- Schutzart: IP55
- Betriebstemperaturbereich: ca. -20 °C bis +55 °C
- Lebensdauer: > 20 Jahre
- Produktgarantie: 10 Jahre
- Zertifizierungen: CE, UN38.3, VDE 2510-50, IEC 62619

Der Stromspeicher ist mit einem integrierten Batteriewechselrichter sowie einem Energiemanagementsystem ausgestattet und dient der Optimierung des Eigenverbrauchs der PV-Anlage.

Die Aufstellung des Stromspeichers erfolgt im Außenbereich. Hierfür ist ein geeignetes Fundament entsprechend den statischen Anforderungen sowie den Herstellervorgaben herzustellen. Die Ausführung hat unter Berücksichtigung der örtlichen Gegebenheiten sowie der geltenden technischen Vorschriften zu erfolgen.

Unterkonstruktion

Für die Module ist ein statisch und bauaufsichtlich geprüftes Montagesystem zur Installation der gewählten Module zu verwenden. Die Ausrichtung der Module erfolgt entsprechend der geplanten Dachbelegung. Die am Standort auftretenden Schnee- und Windlasten sind bei der Auslegung zu berücksichtigen, entsprechend ist ein statischer Nachweis für das eingesetzte Modul- und Montagesystem zu erbringen. Grundsätzlich darf der Ablauf von Niederschlagswasser nicht behindert werden.

Die Module sind verspannungsfrei und plan mit entsprechender Einstellmöglichkeit des Modulhaltesystems zu montieren.

Zwischen den metallischen Teilen der Unterkonstruktion ist ein Potentialausgleich mit einem gelb-grün-gekennzeichneten Einleiterkabel, 16 mm² Kupfer, herzustellen.

Die Befestigung des Montagesystems auf der Dachfläche hat entsprechend den Vorgaben des Herstellers sowie unter Berücksichtigung der statischen Anforderungen und der örtlichen Wind- und Schneelasten zu erfolgen. Das Montagesystem ist so zu befestigen, dass die Standsicherheit der PV-Anlage dauerhaft gewährleistet ist.

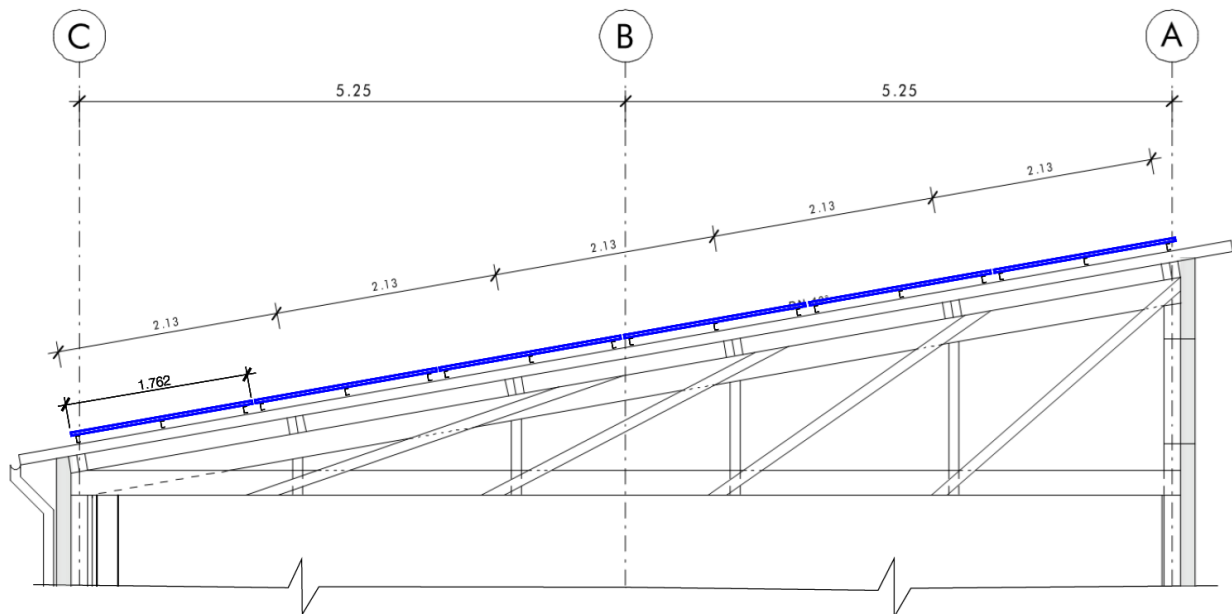


Abbildung 10: Schnitt des Montagesystems mit dachparalleler Modulmontage

Verkabelung und Kabelführung

Für die Verkabelung der PV-Module gelten folgende Anforderungen. Alle Kabel und Leitungen sind ungeschnitten zu verwenden. Muffen/Steckverbinder sind nur dort gestattet, wo die maximale Fabrikationslänge überschritten wird. Die DC-Stecker der DC-Kabel müssen vollständig mit den Steckverbindern der PV-Module kompatibel sein. Die DC-Kabel müssen den Anforderungen der DIN VDE 0295, DIN EN 50618 und DIN EN 50396 entsprechen.

Die DC-Kabel müssen ozonbeständig, säure- und UV-beständig sein. Gleichstromleitungen sind für die existierende Gleichspannung auszulegen. Die höchstzulässige Gleichspannung der Leitung muss beachtet werden. Die DC-Leitungen müssen mindestens die Maße $1 \times 6 \text{ mm}^2$ aufweisen und vom Typ Kupfer sein. Die Stränge ("Strings") sind direkt am Wechselrichter anzuschließen. Eine Parallelschaltung von Strings ist untersagt. Ein DC-seitiger Blitz- und Überspannschutz ist normgerecht zu installieren. In der bestehenden NSHV der Energiezentrale ist ein entsprechender Kombiableiter Typ 1+2 zu verwenden. Eine PE-Leitung zur Potentialausgleichsschiene ist vorzusehen. Alle DC-Kabel sind in entsprechenden Kabelrinnen im Montagesystem zu führen. Eine Fixierung mit Kabelbindern am Gestell ist nur im direkten Bereich der Module zulässig, wo keine Rinnen installierbar sind. Sobald die DC-Kabel den Bereich des Gestells verlassen (z.B. Übergang zum nächsten Gestell), sind immer Schutzrohre zu verwenden.

Einspeisepunkt und Einbindung in das Stromnetz der Energiezentrale

Zur Realisierung des Eigenverbrauchs der PV-Dachanlage mit einer Leistung von ca. 52 kWp für die Wärmepumpenzentrale ist eine physische elektrische Verbindung erforderlich. Der Anschluss erfolgt niederspannungsseitig an die bestehende NSHV in der Energiezentrale.

Für die Netzeinbindung der PV-Anlage wird der in der bestehenden NSHV bereits für die PV-Anlage reservierte NH2-Abgang verwendet. Für Mess- und Steuerungszwecke ist ein Wandlermessschrank vorzusehen, welcher an der Innenwand der Energiezentrale installiert werden soll.

Die gesamte Einbindung der PV-Anlage in die bestehende elektrische Infrastruktur der Energiezentrale ist so auszuführen, dass ein sicherer, zuverlässiger und normkonformer Betrieb gewährleistet ist. Dabei sind insbesondere die Anforderungen an Schutzmaßnahmen, Selektivität sowie die Betriebssicherheit der Gesamtanlage zu berücksichtigen.

Details sind der Abbildung 11 zu entnehmen.

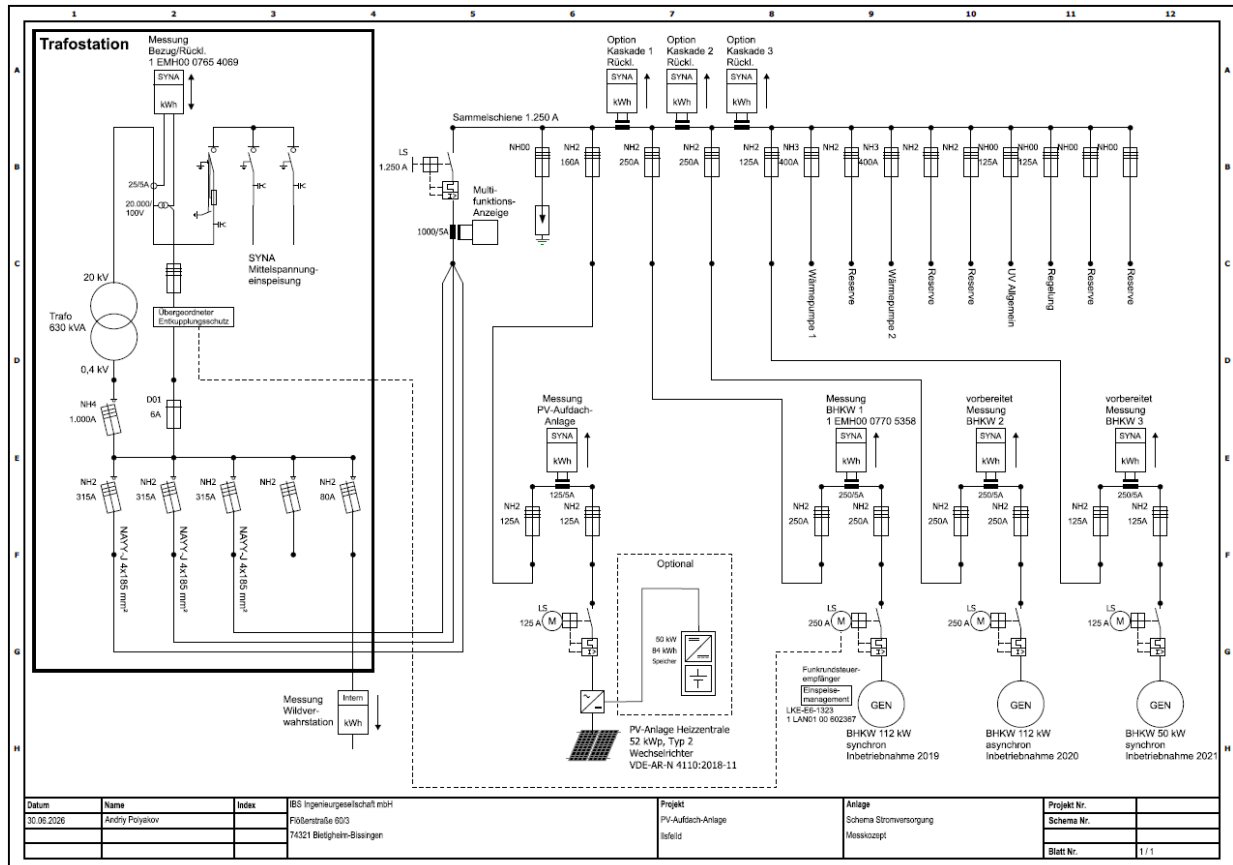


Abbildung 11: Stromversorgung der PV-Anlage inkl. optionalem Batteriespeicher und Einbindung in die Wärmepumpenzentrale

Weitere Analysen und notwendige Verfahren

Anlagenzertifikat

Für Erzeugungsanlagen und Energiespeicher mit einer kumulierten installierten Leistung von bis zu 500 kW an einem gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt sowie einer maximalen Einspeiseleistung von 270 kW besteht keine Verpflichtung zur Vorlage eines Anlagenzertifikats. Gemäß Neufassung der NELEV (Elektrotechnische-Eigenschaften-Nachweis-Verordnung) und EAAV (Energieanlagen Anforderungen-Verordnung) reicht für diese Anlage eine vereinfachte Nachweisführung aus.

Zur Einhaltung dieser Voraussetzungen wird im Rahmen der vorliegenden Planung eine geeignete $P_{AV,E}$ -Überwachung auf der Niederspannungsseite vorgesehen. Dadurch wird die maximale Einspeiseleistung entsprechend den geltenden technischen Anforderungen auf 270 kW begrenzt.

Unter diesen Voraussetzungen ist für die geplante PV-Anlage kein Anlagenzertifikat erforderlich. Der Nachweis der Konformität erfolgt gemäß den Anforderungen der VDE-AR-N 4105.

Direktvermarktung

Die geplante PV-Anlage verfügt über eine installierte Leistung von ca. 52 kWp und unterschreitet damit die Leistungsgrenze von 100 kWp für eine verpflichtende Direktvermarktung. Eine Direktvermarktung des eingespeisten PV-Stroms ist daher für die geplante Anlage nicht erforderlich.

Empfehlung

Auf Grundlage der durchgeführten technischen und wirtschaftlichen Bewertung der PV-Anlage der Wärmepumpenzentrale ergibt sich folgende Empfehlung:

Zur Reduzierung des Strombezugs der Wärmepumpenzentrale wird die Umsetzung der Variante 1 (PV-Anlage ohne Batteriespeicher) empfohlen. Mit dieser Variante kann der jährliche Netzstrombezug auf ca. 171.600 kWh reduziert werden.

Die Variante 1 sieht eine PV-Anlage mit einer Generatorleistung von ca. 52 kWp ohne Batteriespeicher vor. Sie erreicht einen Eigenverbrauchsanteil von ca. 40 % sowie einen Autarkiegrad von ca. 11 %. Die wirtschaftliche Bewertung ergibt eine Amortisationsdauer von rd. 10 Jahren sowie einen kumulierten Cashflow von ca. 61.500 € über den Betrachtungszeitraum.

Die Variante 2 mit Batteriespeicher erhöht den Eigenverbrauchsanteil auf ca. 61 % und den Autarkiegrad auf ca. 16 %. Gleichzeitig reduziert sich der jährliche Netzstrombezug auf rd. 162.000 kWh. Aufgrund der deutlich höheren Investitionskosten von ca. 80.000 € ergibt sich jedoch eine verlängerte Amortisationsdauer von ca. 15,5 Jahren sowie ein geringerer kumulierter Cashflow von ca. 34.000 €.

Aus wirtschaftlicher Sicht empfehlen wir die Variante 1. Die höhere Eigenverbrauchsquote der Variante 2 führt im vorliegenden Last- und Preisgefüge nicht zu einem wirtschaftlichen Vorteil, da die zusätzlichen Investitionskosten des Speichers nicht ausreichend kompensiert werden.

Technisch bleibt der Einsatz eines Batteriespeichers grundsätzlich möglich und kann bei geänderten Rahmenbedingungen (z. B. Strompreisniveau, Lastprofil oder Anforderungen an die Eigenverbrauchsoptimierung) erneut bewertet werden.