

Co-funded by the Intelligent Energy Europe
Programme of the European Union

Machbarkeitsstudie Null-Emissions-Quartier

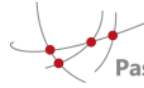
Quellengrund
Hannover



Architektur- und TGA-Planungsbüro
Carsten Grobe Passivhaus
Boulevard der EU 7, [F]INBOX
30539 Hannover
www.passivhaus.de

PASSIVHAUS.DE





Machbarkeitsstudie Null-Emissions-Quartier

Untersuchungsgebiet:
Mehrfamilienhäuser
Baugenossenschaft Oberricklingen e.G.
(mehrgeschossige Häuserzeilen, Baujahr 1960)
Hannover, Quellengrund 8 bis 15

Auftraggeber:
proKlima – Der enercity-Fonds
Glockseestraße 33
30169 Hannover

Auftragnehmer:
Architektur- und TGA-Planungsbüro Grobe Passivhaus
Boulevard der EU 7
30539 Hannover
Tel.: 0511 / 400 649-0
e-mail: info@passivhaus.de
www.passivhaus.de

Stand: Hannover, 24. November 2014
Druck: Hannover, 24. November 2014

Diese Studie wurde im Rahmen des EU-Projektes PassREg erstellt. Das Projekt wird gefördert durch die Europäische Kommission No IEE/11/072/SI2.61592511.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis

1	Zusammenfassung	1
2	Einleitung	3
3	Prämissen, Datenquellen und Bilanzierungsverfahren	4
3.1	Energetischer Gebäudestandard	4
3.2	Bedarfsdaten aus dem Gebäudestandard	4
3.3	Rechenweg / Bewertungsmethode	5
3.3.1	Energetische Berechnung	5
3.3.2	Kosten, Wirtschaftlichkeit	5
3.3.3	Förderung	6
3.4	Zusammenstellung der verwendeten Daten	7
3.5	Erläuterung besonderer Randbedingungen	8
3.6	Bestimmung von Eigenstromverbrauch	9
4	Ergebnisse	10
4.1	Zusammenfassung	10
4.2	Tabelle Ergebnisübersicht	11
4.3	Diagramm (Ergebnisübersicht)	12
4.4	Diagramm (alle berechneten Varianten)	14
4.5	Details / Vergleiche	15
4.5.1	Allgemeine Hinweise	15
4.5.2	Vergleich Pelletkessel <-> Gasbrennwert	15
4.5.3	Vergleich Wärmepumpe <-> Gasbrennwert	15
4.5.4	Vergleich Wärmepumpe <-> biogene Wärmeerzeuger	16
4.5.5	Vergleich BHKW <-> reine Wärmeerzeuger	16
5	Erzeugungskonzepte für Wärme und Strom	17
5.1	Brennwertkessel Erdgas	17
5.2	BHKW	17
5.3	Holzpelletkessel	18
5.4	Wärmepumpe	18
5.5	PV-Anlage	19
5.6	Alternative Erzeuger	20
6	Einzelmaßnahmen	21
6.1	Verteilnetz Grundkonzept	21
6.2	Verteilnetz optimieren	22
6.2.1	Dämmung	22
6.2.2	Niedrige Temperatur	22
6.2.3	Berechnung von Wärmeverlusten und Wirtschaftlichkeit	22
6.3	Verteilnetz – Versorgungskonzepte bzgl. Zentralität	24
6.4	Anpassung Wärmepumpenbetrieb (kaltes Nahwärmenetz)	27
6.5	Anpassung Wärmepumpenbetrieb	29
6.6	Anpassung BHKW-Betrieb	30
7	Varianten	31
7.1	00 Referenz Gasbrennwertkessel ohne PV	31
7.2	01_Gasbrennwertkessel mit PV (8,8 Referenzdächer)	31
7.3	02a_Pelletkessel+PV (5,7 Referenzdächer)	32
7.4	03b_BHKW Erdas+PV (6,1 Referenzdächer)	32
7.5	04a_Wärmepumpe (JAZ = 4,0) +PV (8,4 Referenzdächer)	33
7.6	04b_Wärmepumpe (JAZ = 4,5)+PV (8,1 Referenzdächer)	34

8	Quellen	34
9	Anhang 1	35
9.1	Diagramm (ausgewählte Varianten)	35
9.2	Diagramm (alle Varianten)	36
9.3	Ergebnisse, ergänzende Erläuterungen	36
9.3.1	Wirtschaftlichkeit	36
9.3.2	Zähler- und Abrechnungsstruktur für Eigenverbrauch	36
9.3.3	EEG Novelle 2014	37
9.3.4	Alternative Strategien	37
9.3.5	BHKW	38
9.3.6	Wärmepumpe	40
9.3.7	Ausblick	42
9.4	Bestimmung von Eigenstromverbrauch	43
9.5	Wirtschaftlichkeitsberechnung Photovoltaik	44
9.5.1	Montage und Verteilungsstruktur der PV-Anlagen	46
9.5.2	Daten für Kalkulation	47
9.5.3	Eigenstromnutzung / Betreiberkonzepte	48
9.5.4	Kalkulation der PV-Konstellationen	50
9.6	Alternative Erzeuger	52
9.6.1	Brennstoffzelle	52
9.6.2	Wärmepumpe (wärmeangetrieben, gasbefeuert)	52
9.6.3	Hackschnitzelkessel	53
10	Anhang 2, ausführliche Tabelle zu Bilanzen und Wirtschaftlichkeit	
	Separates Dokument	

1 Zusammenfassung

Diese Machbarkeitsstudie untersucht am Beispiel der Kernsanierung eines Wohnquartiers der Baugenossenschaft Oberricklingen eG in Hannover die Möglichkeiten zur Optimierung von Energiebedarf und CO₂-Emissionen. Ziel der Sanierung ist nicht nur die Verbesserung des Wohnstandards, sondern explizit die Erreichung eines Nullemissions-Standards (Emissionen an CO₂-Äquivalenten bzgl. Treibhauspotenzial). Ein Nullemissions-Standard läuft zugleich in etwa auf einen Nullenergie-Standard (Primärenergie) hinaus.

Die energetische Qualität der Gebäudehülle und somit der Nutzenergiebedarf ist fest vorgegeben. Darauf basierend stellt die Studie für eine Reihe von Maßnahmen eine energetische, technische sowie finanzielle Berechnung auf Basis einer Vorplanung auf. Um den Berechnungsaufwand zu begrenzen, wurden nicht alle denkbaren Kombinationen in einer vollen Lebenszyklusanalyse berechnet. Stattdessen erfolgt eine Aufteilung in Einzelmaßnahmen und ausgewählte Maßnahmenpakete (Varianten).

Diese Maßnahmen werden isoliert betrachtet, die Wirtschaftlichkeit wird statisch berechnet.

Zentralität:

(hauszentrale, häuserzeilenzentrale, quartierszentrale Wärmezeugung mit entsprechendem Wärmeverteilnetz)

Verteilnetz:

Rohrleitungsdämmung und abgesenkte Netztemperatur

Optimierte Wirtschaftlichkeit für PV und Wärmepumpe bzw. BHKW:

Erhöhung des Eigenstromanteils durch Regelung

Optimierter Wärmepumpenbetrieb:

Erhöhte Effizienz durch kaltes Nahwärmenetz

Folgende Maßnahmenpakete (Varianten) sind eine Kombination aus ausgewählten Wärmeerzeugern, einem häuserzeilenzentralen Versorgungskonzept und einer PV-Anlage in der für die Nullemissionsbilanz nötigen Größe. Für diese Maßnahmenpakete wurde eine volle Lebenszyklusanalyse aufgestellt.

Die Lebenszyklusanalyse beinhaltet immer die Investitionskosten der Anlagentechnik inklusive Fremdfinanzierung (Kreditzinsen), Wartungskosten, Energiekosten, unterschiedliche Konditionen für Einspeisevergütungen und EEG-Umlage. Die Kosten werden barwertig angegeben.

Wärmeerzeuger:

Endenergetische Effizienz, Primärenergiefaktor und CO₂-Emissionen des Energieträgers, mögliche Einspeisung, mögliche erzeugungsbasierte Förderung

Photovoltaikanlagen:

Eigenstromverbrauch in verschiedenen Konstellationen (anlagentechnisch, lastgangbasiert). Wirtschaftlichkeit (Eigenstromverbrauch, EEG-Umlage). Zählerstruktur, die für das jeweilige Betreiberkonzept angemessen ist.

Für die Realisierung in diesem Sanierungsobjekt können die folgenden Maßnahmen empfohlen werden. Einige Maßnahmen weisen eine gute Übertragbarkeit auf viele Wohnungsobjekte auf. Die Unterschiede in der Wirtschaftlichkeit sind allerdings gering. Zudem sind die Maßnahmen in unterschiedlichem Umfang für Förderungen geeignet (hier nicht berücksichtigt). Insofern wird auf eine genauere Ermittlung der relevanten Daten im Rahmen der späteren Objektplanung verwiesen. Erst dann kann die beste unter den drei empfohlenen Varianten bestimmt werden.

■ Top Variante 1

Das Konzept BHKW, Erdgas betrieben, wird aufgrund der besten erreichten Wirtschaftlichkeit empfohlen.

Vorteil: Geringe benötigte PV-Dachfläche

Nachteil: Geringste primärenergetische Einsparung

■ Top Variante 2

Das Konzept Pelletkessel weist eine schlechtere Wirtschaftlichkeit auf als das Konzept BHKW und wird daher bedingt empfohlen.

Vorteile: Geringe benötigte PV-Dachfläche

Gute primärenergetische Einsparung

Nachteil: Platzbedarf und Betankung des Pelletlager

■ Top Variante 3

Das Konzept Wärmepumpe weist ebenfalls eine schlechtere Wirtschaftlichkeit auf als das Konzept BHKW und wird daher bedingt empfohlen. Eine deutliche Verbesserung der Wirtschaftlichkeit erscheint möglich, wenn ein günstigerer Stromtarif für den Wärmepumpenbetrieb, unter gleichzeitiger Verwirklichung der vorgeschlagenen PV-Eigenverbrauchsoptimierung gefunden werden kann.

Vorteil: Größte primärenergetische Einsparung

Potenziell verbesserte Wirtschaftlichkeit (versorgerabhängig)

Nachteile: Hoher Platzbedarf für PV-Dachfläche

Hohe Qualität bei Planung, Installation und Betrieb der Wärmepumpenanlage erforderlich

Die untersuchten Einzelmaßnahmen können generell empfohlen werden. Sind weitestgehend unabhängig von der Wahl des Wärmeerzeugers.

- Zeilenweise zentrale Wärmeerzeugung, mit Wärmeverteilnetz innerhalb einer Häuserzeile
- Niedrige Netztemperatur (48°C) und erhöhte Rohrnetzisolierung (EnEV 200%), in Verbindung mit wohnungsweisen, ausreichend groß dimensionierten Wärmeübergabestationen

2 Einleitung

Jedes Gebäude verbraucht während der Nutzung Energie für Wärme und Stromwendungen. Der Energieverbrauch hat Kosten- und Umweltaspekte. Entlang der Energiebereitstellungskette fallen CO₂ Emissionen an, die zu einem verstärkten atmosphärischen Treibhauseffekt und somit zu einer globalen Klimaveränderung führen.

Dass durch die Studie untersuchte Quartier soll den Nullemissions-Standard erreichen. Die CO₂-Emissionen, die für den Gebäudebetrieb anfallen, sollen in der Jahresnettbilanz null betragen (Hauptziel). Die Nullemissionsstrategie ergibt sich aus der EU-Gebäuderichtlinie, die für Neubauten und anteilig auch Sanierungen ab 2020 „Fast-Nullenergie-Gebäude“ vorsieht.

Parallel wird auch eine Nullbilanz der Primärenergie angestrebt. Zugleich sollen die Konzepte wirtschaftlich und technisch am Standort tatsächlich praktikabel sein. Energieautarkie, Netzautarkie oder netzseitige Dienstleistungen sind nicht Bestandteil der Studie.

Dazu werden in der Studie verschiedene Szenarien entworfen und miteinander verglichen.

Die bereits festgelegten thermischen Eigenschaften der Gebäudehülle (energetische Sanierung mit Passivhauskomponenten) legen den Bedarf an Nutzwärme vor. Der Strombedarf (Haushaltsstrom) wird durch die bisherigen Verbrauchswerte festgelegt.

Der vorgegebene Bedarf wird durch möglichst effiziente Gebäudetechnik in Verbindung mit emissionsarmen und primärenergieeffizienten Energieträgern gedeckt. Um eine Nullbilanz zu erreichen, wird im Umfang des bestehenden Restbedarfs Energie in das öffentliche Netz eingespeist. Dadurch werden CO₂-Emissionen bilanziell gutgeschrieben.

Die Bilanzierung der Primärenergie und der CO₂-Emissionen erfolgt anhand vorgegebener Werte (Primärenergiefaktoren, spezifische Emissionsfaktoren). Die Werte für Emissionen werden durch die Klima-Allianz Hannover 2020 [1] vorgegeben. Die Primärenergiefaktoren durch die BMVBS-Online-Publikation Nr. 12/2012 [2] vorgegeben. Diese Parameter bestimmen die ökologische Bewertung, welche im Vordergrund steht. Die Wirtschaftlichkeit wird anhand einer aktuellen Kostenrecherche berechnet. Beide Aspekte werden sich in den kommenden Jahren im Rahmen der Energiewende möglicherweise deutlich ändern. Insbesondere die angekündigte Novellierung des Erneuerbare Energien Gesetz (EEG), welche im Wesentlichen 2014-08 wirksam werden soll, wird hier nicht berücksichtigt.

Konventionen zur Formulierung innerhalb dieses Berichts:

- Zur Vereinfachung wird bei qualitativen Aussagen „Nullemission“ mit „Nullenergie“ gleichgesetzt.
- Verkürzend wird von CO₂-Emissionen gesprochen. Gemeint sind tatsächlich die CO₂-Äquivalente der entsprechenden Technik bzw. Variante.
- Vereinfachend wird schlicht von „Primärenergie“ gesprochen. Gemeint ist hier stets der nicht regenerative Anteil an der gesamten Primärenergie, die für bezogene Endenergie aufgewendet werden muss (wie in der EnEV formuliert).

3 Prämissen, Datenquellen und Bilanzierungsverfahren

3.1 Energetischer Gebäudestandard

Die vorliegende Studie basiert auf dem vorgegebenen baulichen und energieoptimierten Gebäudestandard. Die Machbarkeit dieses Gebäudestandards ist bereits durch die Grundsanierung eines Wohnblocks, bestehend aus zwei Häusern, nachgewiesen. Die Sanierung besteht im Wesentlichen aus diesen Maßnahmen:

- Wärmedämmverbundsystem 30 cm WLS 035
- Passivhausfenster
- Reduktion von Wärmebrücken
- Auflösung und Rückbau der Dachgeschosswohnungen. Dachgeschoss wird nach der Modernisierung als unbeheizter Trockenboden genutzt.
- Dämmung der oberste Geschossdecke 24 cm, WLS 035
- Dachdämmung 15 cm Zwischensparren, WLS 035
- Dämmung der Kellerdecke 6 cm WLS 025
- Dämmung des Treppenhaus zum unbeheizten Keller- und Dachboden
- Dämmung der Wände des Heizraumes zu unbeheizten Kellerräumen (ebenso wie die Außenwände zum Erdreich)
- Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung je Wohneinheit; WRG > 75%
- Die Trinkwarmwasserversorgung erfolgt mittels Frischwasserstation in den Wohnungen.
- Beheizung der Wohnungen über die vorhandenen Heizkörper
- Hydraulischer Abgleich der Heizungsanlage

3.2 Bedarfsdaten aus dem Gebäudestandard

Aus dem vorgegebenen energetischen Gebäudestandard ergibt sich der spezifische Nutzwärmebedarf für Raumheizung. Der Trinkwarmwasserbedarf wurde aus Erfahrungswerten abgeleitet. Der Stromverbrauch für die Wohnungen (Haushaltsstrom) und die gemeinsam genutzten Bereiche wurde aus den bisherigen Verbrauchsmessungen abgeleitet. Hinzu kommt eine (planerisch bestimmte) Stromverbrauchsmenge für den Betrieb der Lüftungsanlage. Die Antriebsenergie für Wärmepumpen wird variantenspezifisch aufgestellt.

Der Stromverbrauch der Wohnung ist hier deutlich niedriger als der Durchschnittsverbrauch in Deutschland (pro Wohnfläche und auch pro Bewohner). Dieser Verbrauchswert wurde bewusst verwendet, um die tatsächliche Situation in diesem Objekt zu berücksichtigen.

Bei der Übertrag und der Ergebnisse auf andere Nullemissionsvorhaben ist dies zu beachten. Der bestehende niedrige Verbrauch entspricht einem Haushalt mit sehr zurückhaltendem Konsumverhalten (z.B. wenig Unterhaltungselektronik) oder einem durchschnittlichen Haushalt, der gezielt optimiert wird (sparsame Haushaltsgeräte, sparsame Beleuchtung etc.).

Datenwerte siehe Abschnitt 3.4 *Zusammenstellung der verwendeten Daten*.

3.3 Rechenweg / Bewertungsmethode

3.3.1 Energetische Berechnung

Um den vorgegebene Menge an Nutzwärme zu erzeugen, wird eine variantenspezifische Menge an Endenergie benötigt. Sie wird errechnet unter Berücksichtigung der Effizienz des Wärmeerzeugers und der Höhe der Verteilverluste. Primärenergiebedarf und CO₂-Emissionen errechnen sich aus der Endenergie und den vorgegebenen Werten für die Primärenergiefaktoren [2] und die spezifische CO₂-Emissionen [1]. Die Wirtschaftlichkeit ist maßgeblich von dem Eigenstromanteil erzeugter Elektroenergie abhängig. Daher wird dieser Anteil bei den relevanten Varianten detailliert berechnet.

Auf Basis der genannten Energiebedarfe untersucht die Studie die technischen sowie wirtschaftlichen Möglichkeiten zu

- Verringerung des Endenergiebedarfs für Wärme (Verteilverluste)
- Verringerung des Endenergiebedarfs für Wärme (hoher endenergetischer Wirkungsgrad des Erzeugers)
- Verringerung des Primärenergiebedarfs (Auswahl von primärenergetisch günstigen Energieträgern)
- Verringerung des Nettoprimärenergiebedarfs (Erzeugung von Strom zur Eigennutzung oder zur Einspeisung als Kompensation)
- Verringerung der CO₂-Emissionen (Auswahl von Energieträgern mit niedrigen CO₂-Emissionen)
- kostenoptimierten Nutzung selbst erzeugter Energie (Eigenverbrauchsbestimmung, auf Lastgangbasis)

Dies wird in drei Schritten durchgeführt:

- Untersuchung von Einzelmaßnahmen, die für einzelne, mehrere, oder alle Varianten einsetzbar.
- Wärme-, bzw. Stromerzeuger. Konzept der Energieerzeugung, Verteilung (inklusive Zentralität) und ggf. auch Regelung
- Varianten als effektive Kombinationen aus verschiedenen Einzelmaßnahmen, inklusive Auswahl vorteilhafter Wärme-/ Stromerzeuger. Dabei werden Wechselwirkungen berücksichtigt (z.B. Wärmepumpe als Eigenstromverbraucher für erzeugten PV-Strom)

3.3.2 Kosten, Wirtschaftlichkeit

Einzelmaßnahmen werden überschlägig und daher statisch, ohne Kreditfinanzierung berechnet. In der Lebenszyklusanalyse (Varianten) werden alle Investitionen kreditfinanziert und barwertig berechnet. Opportunitätskosten werden nicht berücksichtigt. Energiepreissteigerungen und Inflation werden nicht angesetzt. KWK-Bonus und Einspeisevergütung auf Basis des EEG werden berücksichtigt.

Durch die Berücksichtigung der vollen Finanzierungskosten werden Varianten mit hohen Investitionskosten (meist für energieeffiziente Erzeuger zutreffend) zusätzlich belastet. Energieeffiziente Erzeuger profitieren real insbesondere von steigenden Energiepreisen. Gemäß den Prämissen wurde hier jedoch keine Energiepreissteigerung angenommen. Die gewählte Betrachtungsweise führt zu einer Bevorzugung von investiv günstigen, energetisch mäßig effizienten Vari-

anten. Sie ist daher als sehr konservativ einzustufen. Die Lebensdauer wird für alle Anlagenteile mit 20 Jahren angenommen. Wartungskosten sind dagegen unterschiedlich.

Daten zur Wirtschaftlichkeit	
Betrachtungszeitraum	20 Jahre
Kreditzinssatz (effektiv)	4,0 %
Barwertzinssatz	4,0 %
Energiepreissteigerung	0 %
Inflation	0 %
Lebensdauer der Anlagen	20 Jahre
Restwerte	0 €
Wartungskosten	spezifisch

Für Wärmepumpenstrom wurde bewusst kein Sondertarif angesetzt. Sofern ein solcher durch den Versorger gewährt wird, verbessert sich die Wirtschaftlichkeit der Wärmepumpenvarianten entsprechend.

3.3.3 Förderung

- Förderungen für bestimmte Maßnahmen oder Kombinationen werden hier nicht angesetzt.
- Einspeisevergütungen im Rahmen des EEG und KWK-Gesetzes werden angesetzt. Dabei wird insbesondere zwischen Eigenverbrauch und Einspeisung unterschieden.
- Bei der Übertragung auf andere Objekte sind insbesondere KfW Förderungen zu berücksichtigen, die eine bestimmte Primärenergieeffizienz erfordern (z.B. KfW Programme 218 und 271). Dadurch werden Tilgungszuschüsse oder günstige Kredite möglich, welche die Wirtschaftlichkeit der ökologischen Varianten deutlich verbessern.

3.4 Zusammenstellung der verwendeten Daten

Einheitlich verwendete Daten (technisch, endenergetisch)		
Wärmebedarf anlagenseitig: (Leistungsverluste sind hier bereits enthalten und in allen Varianten gleich gesetzt)		
	absolut	spezifisch
Wärmebedarf anlagenseitig für Heizwärme	93.600 kWh/a	30,0 kWh/(m ² a)
Wärmebedarf anlagenseitig für Warmwasserbereitung	59.904 kWh/a	19,2 kWh/(m ² a)
Wärmebedarf anlagenseitig (gesamt)	153.504 kWh/a	49,2 kWh/(m ² a)
Strombedarf Haushaltsstrom gemeinsam genutzte Bereiche	56.160 kWh/a	18,0 kWh/(m ² a)
Strombedarf Lüftungsanlage	6.568 kWh/a	2,1 kWh/(m ² a)
Strombedarf Wärmepumpe (bei JAZ = 4,0)	38.973 kWh/a	12,5 kWh/(m ² a)
Summe Haushalt und gemeinsam genutzte Bereiche + Lüftungsanlage	62.728 kWh/a	20,1 kWh/(m ² a)
Summe Haushalt und gemeinsam genutzte Bereiche + Lüftungsanlage + Wärmepumpenheizung (bei JAZ = 4,0)	101.701 kWh/a	32,6 kWh/(m ² a)
Deckungsgrad BHKW	75%	-
Deckungsgrad Wärmepumpe	100%	-
Arbeitszahl Wärmepumpe (ganzjährig konstant)	4,0	-
Arbeitszahl Wärmepumpe (System mit hoher Qualität)	4,5	-
Stromerzeugung durch ein PV-Referenzdach (Jahresdurchschnitt in Betrachtungszeitraum)	67.900 kWh/a	-

Einheitlich verwendete Daten (ökologisch, primärenergetisch)			
Energieträger	Primär- energie- faktor	spezifische CO ₂ Emission [gCO ₂ /kWh]	Energiepreis (Brutto) ct/kWh
Strom-Mix Region Hannover	2,6	940	29
Strom PV Erzeugung	0	110	-
Strom PV Einspeisung (CO ₂ - Gutschrift)	2,6	830	-
Strom BHKW Eigenverbrauch	-	0	-
Strom BHKW Einspeisung (CO ₂ - Gutschrift)	2,6	940	-
Erdgas	1,1	251,9	7,38
Heizöl	1,1	301	-
Holzpellets	0,2	27	6,0
Holzhackschnitzel	0,2	25	-
Biogas	0,4	19	9,0
Rapsöl	0,5	110	-
Bioethanol	0,4 ⁽¹⁾	130	12,1

⁽¹⁾ Es besteht keine offizielle Festlegung für Bioethanol. Als „flüssige Biomasse“ wird gemäß EnEV pauschal 1,1 verwendet. Hier wurde als Annahme in Anlehnung an Biogas 0,4 verwendet.

Einige Werte wurden in den gezeigten Varianten nicht genutzt, sind aber zum Vergleich aufgeführt. Fehlende Einträge wurden in der Studie nicht verwendet.

3.5 Erläuterung besonderer Randbedingungen

- CO₂-Emissionen werden ausschließlich direkt an den Energieträger gekoppelt. Als energiespezifische CO₂-Emissionswerte werden (sofern dort angegeben) die Daten gemäß Bilanzierung im Versorgungsgebiet der Stadtwerke Hannover verwendet: Klimaschutz-Allianz Hannover 2020, Stand 30.10.2008 [1]. Diese Daten haben die tatsächliche Energie- und Stoffstruktur im Versorgungsgebiet der Stadtwerke zur Grundlage. Dabei wurden die in der Vorkette entstehenden CO₂-Emissionen einbezogen. Dies bedeutet insbesondere, dass auch PV-Strom CO₂ „erzeugt“. Die Gutschrift aufgrund der Verdrängung von Netzstrom überwiegt aber bei weitem.
- Für dort angegebenen Werte, die nicht für dieses Versorgungsgebiet spezifisch sind, werden stattdessen Werte aus der EnEV 2009 herangezogen. Die DIN V 18599 liefert dazu abweichende Werte, diese werden allerdings nicht berücksichtigt.

- Für die Primärenergiefaktoren gilt eine andere Quelle. Verwendet werden die Werte für den Primärenergiefaktor (nicht erneuerbarer Anteil) entsprechend der BMVBS-Online-Publikation Nr. 12/2012 [2]).
- Graue Energie (Energie zur Errichtung des Gebäudes oder von Anlagenteilen) wird nicht bewertet. Ausnahme: Bei PV-Anlagen wird eine spezifische Emission angesetzt: 110 g CO₂ pro kWh angesetzt.
- Einspeisung und Netzbezug werden bzgl. des Primärenergiefaktors gleich bewertet. Abweichend von z.B. der DIN V 18599 2011-12.
- Bilanzieller Bezug von Biogas aus dem Gasnetz wird als Maßnahme durch die Prämissen ausgeschlossen. Auch gemäß EnEV ist der real niedrige Primärenergiefaktor nicht anrechenbar, sofern Erzeugung und Verbrauch nicht unmittelbar in räumlichem Zusammenhang stehen.
- In die Wirtschaftlichkeit der Varianten mit Stromerzeugung, Eigenverbrauch und Netzeinspeisung geht insbesondere die aktuelle EEG-Umlage ein. Diese ist stark abhängig von der Konstellation zwischen Anlagenbetreiber (Hausbesitzer) und Mieter (Eigenstromverbraucher). In der hier vorliegenden Situation ergibt sich dadurch ein starker Nachteil. Die Wirtschaftlichkeit verbessert sich dagegen deutlich, wenn Betreiber und Verbraucher identisch sind. Dies kann in bestimmten Konstellationen anteilig erreicht werden.
- Abrechnung der Eigenstromanteile für die PV-Anlage und BHKW erfolgt mit einem minimalen Gewinn für den Anlagenbetreiber. Diese Annahme ist nicht ohne weiteres auf die meisten Objekte übertragbar.
- Für den Elektroverbrauch der Bewohner (Haushaltsstrom) wurden die tatsächlich vorliegenden Verbräuche verwendet. Diese Werte sind erfreulich niedrig, deutlich unter dem Bundesdurchschnitt entsprechender Haushalte, woraus sich drei Aussagen ableiten lassen. Erstens kann man kaum von einer weiteren elektrischen Verbrauchsminderung (als mögliche Maßnahme für dieses Quartier) ausgehen. Zweitens können die Ergebnisse der Studie zumindest nicht ohne weiteres auf andere Objekte übertragen werden. Drittens können die Ergebnisse aber für ein Szenario gültig sein, in welchem Bewohner mit durchschnittlichem Elektroverbrauch Ihren Verbrauch (als gezielte Energieeffizienzmaßnahme) senken.

3.6 Bestimmung von Eigenstromverbrauch

Für die Wirtschaftlichkeit aller stromerzeugenden Varianten ist der Eigenverbrauchsanteil maßgeblich entscheidend. Er wurde daher auf Lastgangbasis berechnet, aus der zeitlichen Überschneidung von Stromverbrauch und – Erzeugung. Er kann in gewissem Umfang durch relative einfache Anlagenregelungen verbessert werden. Die Erläuterung der Berechnung erfolgt im Anhang.

4 Ergebnisse

4.1 Zusammenfassung

Das Erreichen des Nullemissionsniveaus für das untersuchte Quartier ist technisch relativ einfach möglich. Wirtschaftlichkeit ist jedoch nur unter Beachtung einiger Randbedingungen und für geeignete Kombinationen zu erreichen. Insbesondere ist das wirtschaftsrechtliche Verhältnis zwischen Netzbetreiber, Anlagenbetreiber (PV, BHKW) und Verbraucher (Mieter) detailliert zu berücksichtigen.

Alle empfohlenen Varianten erreichen planerisch exakt das Nullemissionsniveau. Sie erreichen jedoch unterschiedliche Einsparung bzgl. der Primärenergie und unterschiedliche Wirtschaftlichkeit (diese Parameter können nicht unabhängig voneinander eingestellt werden). Sie weisen alle eine bessere Wirtschaftlichkeit auf als die Referenzvariante (kein Nullemissionsniveau, Gasbrennwertkessel, keine PV). Die Unterschiede in der Wirtschaftlichkeit der empfohlenen Varianten untereinander sind relativ gering und liegen im Bereich der gegebenen Unsicherheit in den getroffenen Annahmen und Berechnungsmethoden. Daher eine eindeutige, allgemeingültige Empfehlung nicht ausgesprochen werden.

Bei Varianten mit geringer benötigter PV-Dachfläche kann die PV-Anlage weiter vergrößert werden. Dies kann die Wirtschaftlichkeit weiter verbessern, wobei der Eigenverbrauchsanteil dann neu bestimmt werden muss. Zugleich verbessern sich Emissions- und Primärenergiebilanz über die Anforderungen hinaus, beides ist jedoch nicht Untersuchungsziel der Studie.

PV-Anlagen bilden in allen Varianten einen gewichtigen Baustein der Energieerzeugung bei geringen CO₂-Emissionen. Sei es zur anteiligen Deckung des Eigenbedarfs oder zur Bilanzdeckung des sonstigen Energiebedarfs durch Netzeinspeisung. Generell wird eine hoher PV-Ertrag bzw. eine relativ große Fläche für PV benötigt. Daher wurden PV-Module (polykristallin) mit überdurchschnittlich hohem Wirkungsgrad gewählt. Die Dachflächen sollten für PV maximal nutzbar sein also z.B. nicht durch Einbauten belastet sein. Die nördlich orientierten Dachflächen wurden ausgeschlossen. Die Nutzung der südlichen Dachflächen wurde auf die mittleren Häuser der Zeilen fokussiert. Je nach Variante wurden die seitlichen Häuser unter Tolerierung geringer Verschattung mit einbezogen. Aufgrund der geringeren Erträge sinkt die Wirtschaftlichkeit dann etwas.

Erdgas betriebene Gasbrennwertkessel in Verbindung mit großen PV-Anlagen liegen in Bezug auf Wirtschaftlichkeit und Primärenergieeinsparung trotz der konservativen Technik im Mittelfeld und können insofern nicht generell ausgeschlossen werden. Die benötigte PV-Dachfläche ist jedoch für dieses Objekt zu groß und kann nicht realisiert werden.

Senkung der CO₂-Emissionen kann am effektivsten durch biogene Brennstoffe erreicht werden. Dann sind entsprechend kleinere PV-Anlagen nötig. Pelletkessel können hier als realisierbare Variante empfohlen werden. Allerdings liegt die Wirtschaftlichkeit unterhalb der Erdgas-BHKW Variante.

Der Betrieb einer Wärmepumpe, bilanziell durch PV gedeckt, ist biogenen Brennstoffen gegenüber bzgl. der Emissionen unterlegen. Der durch die Wärmepumpe verbrauchte Strom steht nicht mehr für die Netzeinspeisung zur Verfügung. Der Eigenstromanteil kann aufgrund begrenzter Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch nicht sehr hoch werden. Wirtschaftlich gesehen ist diese Variante unter den getroffenen Annahmen die schlechteste. Sie kann sich aber deutlich verbessern, wenn ein günstigerer Strompreis im Rahmen eines Wärmepumpentarifs vom Versorger angeboten wird oder eine intelligente Regelung zur PV-Eigenverbrauchsoptimierung gefunden wird. Daher gilt eine bedingte Empfehlung,

Das Erdgas betriebene BHKW erreicht die beste Wirtschaftlichkeit und benötigt eine relativ kleine, hier gut realisierbare, Dachfläche für PV. Daher wird diese Variante unter den gegebenen Prämissen empfohlen. Primärenergetisch ist sie jedoch die schlechteste Lösung.

Die anlagentechnische Kopplung der beiden Häuserzeilen (quartierzentrale Lösung) kann nur in Sonderfällen (Hackschnitzelkessel oder Biomethanol BHKW mit großer Nennleistung) empfohlen werden. Hohe Investitionskosten der Nahwärmeleitung und die zusätzlichen Wärmeverluste sprechen dagegen. Als optimale Zentralisierung wird die zeilenweise Versorgung durch eine Erzeugungsanlage eingestuft (Vier Häuser gemeinsam versorgt; noch geringe Investitionskosten, geringe Verluste).

4.2 Tabelle Ergebnisübersicht

Die folgende Tabelle führt die zentralen quantitativen Ergebnisse der Studie auf. Ergänzend wird eine qualitative Einstufung gegeben.

Ergebnisübersicht						
	00	01c	02a	03b	04a	04b
Kurzbezeichnung: Erzeuger / Brennstoff / Deckungsgrad [%] / Anzahl PV-Dächer	GasBW Referenz	GasBW PV 8,84 D	Pellet 100% +PV_5,65 D	BHKW Erdgas75% +GasBW25% +PV_6,05 D	WP100%+8, 43 D	WP100%+8, 08 D
Gesamtkosten Lebenszyklus [€] (inkl. Kreditkosten, barwertig)	546.978	468.334	480.617	434.449	478.230	471.662
Investitionskosten [€] (inkl. Kreditkosten, barwertig)	121.384	394.902	327.141	340.112	501.220	498.958
PE-Einsparung (100% = Nullenergie)	0	92	100	82	110	110
CO ₂ -Einsparung [%] (100% = Nullemission)	0	100	100	100	100	100
Anzahl PV-Referenzdächer [1]	0	8,84	5,65	6,05	8,43	8,08
Fläche PV [m ²]	0	592	379	405	565	541
Einstufung (qualitativ)						
Investitionskosten	niedrig	hoch	mittel	mittel	hoch	hoch
Betriebskosten netto	hoch	niedrig	mittel	niedrig	keine/null	keine/null
Endenergieeffizienz	mittel	mittel	niedrig	mittel	hoch	hoch
Primärenergieeffizienz	niedrig	mittel	hoch	mittel	hoch	hoch
Realisierbarkeit	leicht	leicht	relativ leicht	bedingt	bedingt	bedingt

Erläuterungen:

PV-Referenzdach

104 m² Modulfläche, 95% der nutzbaren Dachfläche, Dachneigung 36°, Ausrichtung süd +14°

Betriebskosten netto

Wartungskosten + Energiekosten + Erlöse

Endenergieeffizienz

Damit ist die Energieeffizienz, bezogen auf die Endenergie des Wärme- bzw. Stromerzeugers gemeint. Dies ist somit ein Bewertungskriterium für die Anlagentechnik, nicht des Energieträgers. Die PV-Anlagen werden dabei ignoriert.

Primärenergieeffizienz

Dies ist ein Bewertungskriterium, was die Anlagentechnik, den Energieträger und die PV-Anlage in Kombination bewertet. Es wird aus der Primärenergieeinsparung gegenüber der Referenzvariante abgeleitet.

Realisierbarkeit

Wie gut ist das Konzept in üblichen Quartieren durchschnittlich realisierbar? Das konkrete Objekt ist jedoch ausschlaggebend. Der Brennstoff Pellet benötigt Lagerfläche und Fördertechnik. BHKW können Lärmbelastung bedeuten. Die Erdwärmesonden für die Wärmepumpe sind aus Platzgründen, Genehmigung oder Geologie ggf. nicht (wirtschaftlich) durchführbar.

4.3 Diagramm (Ergebnisübersicht)

Abbildung 1 zeigt die wichtigsten Ergebnisse der Berechnung. Relative Auftragsbeziehung, bezogen auf die Referenzvariante. Kosten sind barwertig angegeben.

Gesamtkosten Lebenszyklus

Investitionen inkl. Kapitalkosten, Wartungskosten, Energiekosten und Erträge

Anteil Investitionskosten an Gesamtkosten der Variante

Nur Investitionskosten, inklusive Kreditkosten bezogen auf Gesamtkosten

Anteil Investitionskosten an Gesamtkosten der Referenzvariante

Wie oben, jedoch immer bezogen auf die Referenzvariante

PE-Einsparung

Primärenergieeinsparung gegenüber der Referenzvariante. 100% bedeutet Nullemissionsstandard.

CO₂-Einsparung

Einsparung an CO₂-Emissionen gegenüber der Referenzvariante. 100% bedeutet Erreichen des Nullemissionsniveaus. Alle Varianten (außer der Referenz) wurden auf das Nullemissionsniveau eingestellt (Nullemission ist Planungsziel).

PV-Dächer

Relative Anzahl der benötigten PV-Referenzdächer (Referenzdach = ca. 104 m² Modulfläche, 95% Ausnutzung der südlichen Dachfläche eines Hauses, Dachneigung 36°, Ausrichtung süd+14°, Modulwirkungsgrad 15,2%). 100% bedeutet 8 Dächer. 8 südliche Dächer sind möglich, davon sind 4 unverschattet, 4 weitere leicht teilverschattet.

Ergebnisse, normiert aufgetragen (Auswahl)

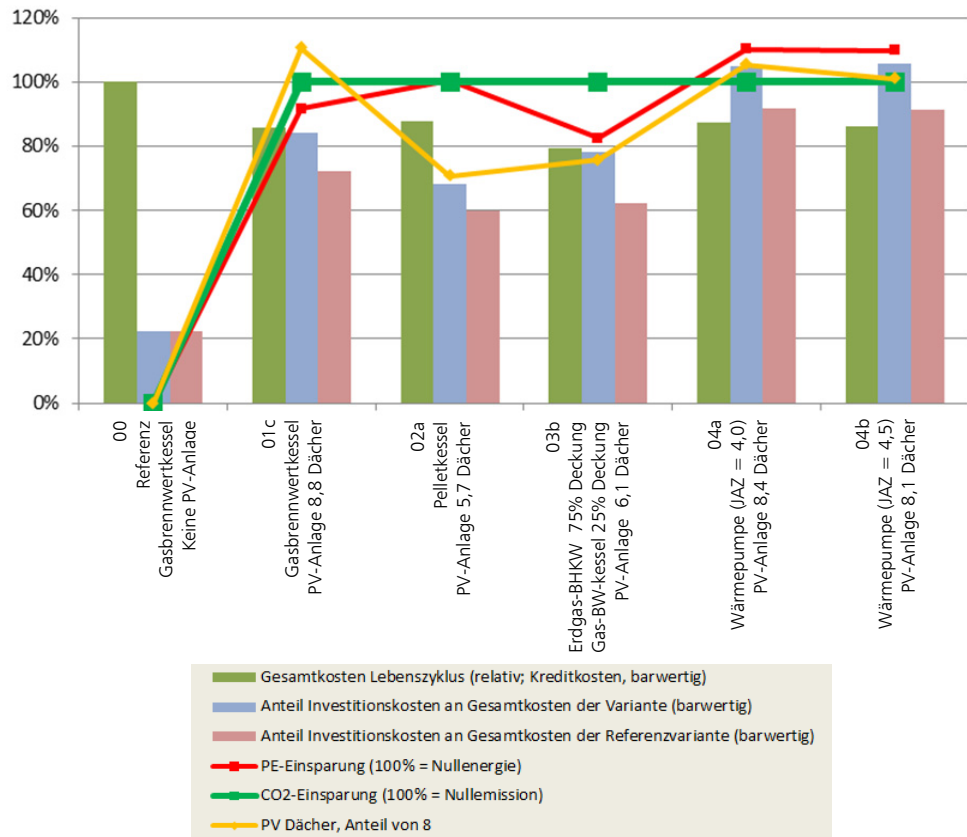


Abbildung 1 : Darstellung der ausgewählten Varianten im Vergleich. Normierte Auftragung (Erläuterung s.o.). Diese Auswahl entspricht den wirtschaftlichsten der technisch realisierbaren Varianten.

4.4 Diagramm (alle berechneten Varianten)

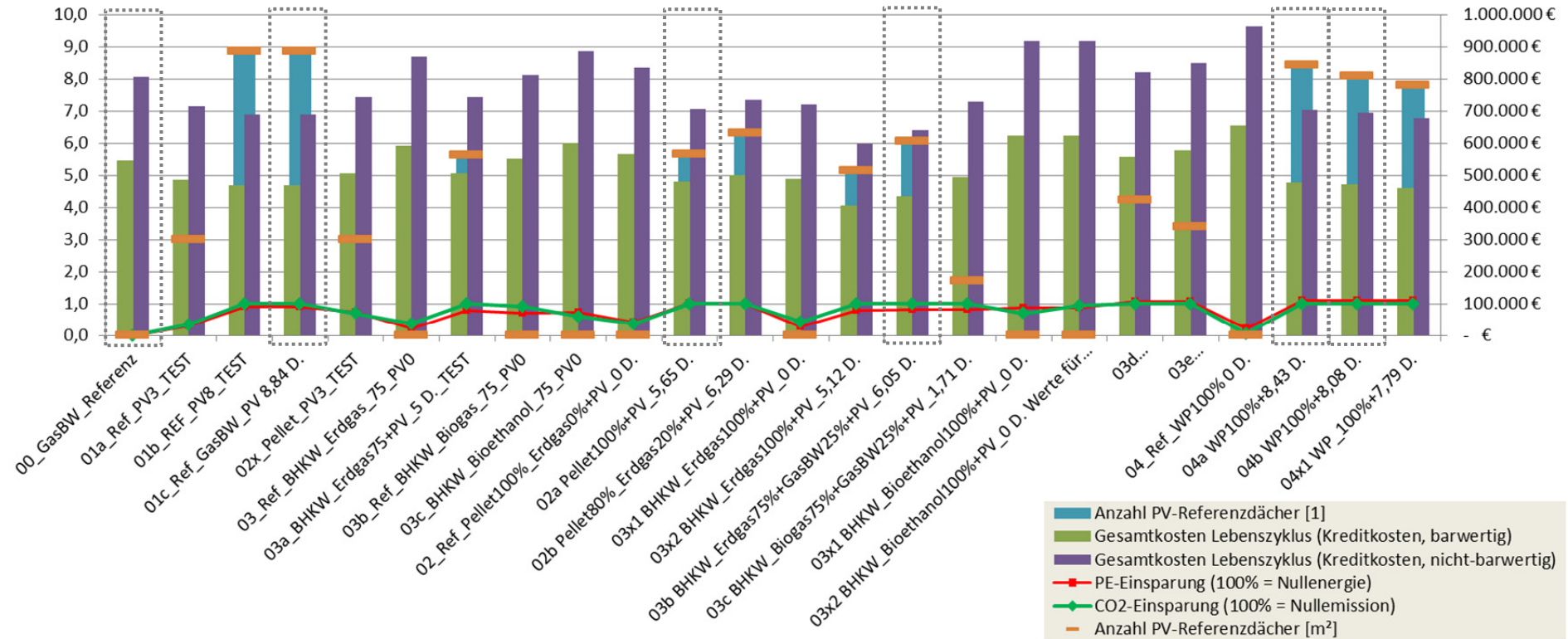


Abbildung 2 : Darstellung aller berechneten Varianten im Vergleich. Die wirtschaftlichsten und sinnvollsten Varianten sind markiert und wurden für einen näheren Vergleich ausgewählt. Einige der nicht ausgewählten Varianten können wirtschaftlicher sein, sind jedoch technisch nicht in der Form realisierbar. Kosten sind absolut aufgetragen. Die Gesamtkosten enthalten die Kreditkosten. CO₂- und Primärenergie (PE)-Einsparungen beziehen sich auf die Referenzvariante (Einsparung gegenüber Variante 00_GasBW_Referenz). Erläuterung s.o.

4.5 Details / Vergleiche

Die einzelnen Varianten werden in Abschnitt 7 näher beschrieben. An dieser Stelle erfolgt ein Vergleich zwischen Gruppen von Varianten und eine qualitative Diskussion der Ergebnisse.

4.5.1 Allgemeine Hinweise

- Bei allen Varianten ist als pauschale Maßnahme zur Erreichung der Nullemissionsbilanz eine PV-Anlage einbezogen. Für jede Variante ergibt sich eine spezifische Größe der PV-Anlage. Die Größe wird in Form der Anzahl an „PV-Referenzdächern“ (je ca. 104 m² PV-Modulfläche, Dachneigung 36°, Ausrichtung süd+14°, vgl. Abschnitt 5.5 *PV-Anlage*) angegeben. Neben dem rein rechnerischen Ergebnis ist zu beachten, dass nur 4 Dächer mit günstiger (recht geringer) Verschattung zur Verfügung stehen. Die weiteren 4 Dächer haben deutlichere Verschattung und müssten bei Verwendung von den verschattenden Baumkronen befreit werden. Weitere 8 Dächer mit Nordausrichtung können aus wirtschaftlichen Gründen nicht empfohlen werden. Folglich stehen maximal 8 PV-Dächer zur Verfügung, was einige der untersuchten Varianten (für dieses Objekt) unpraktikabel macht. Ohne Beschneidung der Bäume sind nur solche Varianten sinnvoll, die 5, maximal 6 Dächer mit PV belegen.
- Es wurden einige Optimierungsmaßnahmen (vgl. Abschnitt 6 *Einzelmaßnahmen*) ermittelt. Diese Maßnahmen senken Energieverbrauch und Emissionen durch Senkung der Anlagenverluste bzw. durch Erhöhung der Anlageneffizienz. Die Wirtschaftlichkeit wurde isoliert berechnet und wurde nachgewiesen. Diese Einzelmaßnahmen wurden jedoch nicht in die Varianten der Energiekonzepte einbezogen. Bei Realisierung der Einzelmaßnahmen werden für alle Varianten zusätzliche Einsparungen von je einigen Prozent erreicht (verbesserte Dämmung Verteilnetz), weitere Einsparung für Varianten mit Wärmepumpen.

4.5.2 Vergleich Pelletkessel <-> Gasbrennwert

Erwartungsgemäß profitieren die Varianten mit Pelletkessel von den günstigen Brennstoffwerten aufgrund des biogenen Ursprungs. Die 100% Pellet Variante benötigt ca. 5,5 PV-Referenzdächer (570 m²), dies ist im Gegensatz zum Gasbrennwertkonzept (mit ca. 8,8 PV-Dächern bzw. 915 m²) hier noch gut zu realisieren.

4.5.3 Vergleich Wärmepumpe <-> Gasbrennwert

Der Vorteil der Wärmepumpe gegenüber dem Gasbrennwertgerät erscheint relativ gering. Zur Erreichung der Nullemissionsgrenze sind bei der Wärmepumpe nur ca. 0,5 PV-Referenzdächer weniger nötig. Für die Wärmepumpe wurde eine Jahresarbeitszahl von 4,0 angenommen. Dadurch ist diese Variante primärenergetisch besser als das Gasbrennwertgerät.

Es sind jedoch ca. 8,4 PV-Referenzdächer (870 m²) zur Kompensation nötig. In diesem Objekt ist dies kaum zu realisieren. Nimmt man (als Potenzialabschätzung) eine Jahresarbeitszahl von 4,5 an, vergrößert sich der Vorteil gegenüber dem Gasbrennwertgerät entsprechend. Dann wären nur gut 8 PV-Referenzdächer benötigt, was knapp realisierbar wäre. Eine solch hohe Effizienz ist prinzipiell möglich, setzt aber eine qualitativ sehr hochwertige Anlage, eine vergrößerte Wärmequelle, vergrößerte Heizkörper (besser Fußbodenheizung) und ein Nachheizregister für die Lüftungsanlagen voraus.

Warmwasserbereitung bzw. eine Netztemperatur von 48°C sprechen gegen eine Jahresarbeitszahl von 4,5.

4.5.4 Vergleich Wärmepumpe <-> biogene Wärmeerzeuger

Die Wärmepumpe weist eine potenziell gute endenergetische Effizienz auf und passt vom Energiekonzept her gut zu PV-Anlagen (Eigenstromverbrauch). Sie kann allerdings bei moderater Effizienz (JAZ 4,0) nicht die Vorteile von sehr niedrigen Primärenergiefaktoren der biogenen Brennstoffe erreichen und ist daher insgesamt unterlegen, wenn eine neutrale CO₂-Bilanz das Hauptziel ist. Bei hoher Effizienz (JAZ = 4,5) ist dagegen die Wärmepumpe im Vorteil (s.o.).

4.5.5 Vergleich BHKW <-> reine Wärmeerzeuger

BHKW profitieren von der hohen Energieeffizienz durch gleichzeitige Wärme- und Stromproduktion. Dadurch ist bereits bei Erdgasbetrieb mit 6 PV-Dächern die Nullemissionsgrenze erreicht. Biogene Brennstoffe verbessern die Bilanz entsprechend proportional zu ihrem niedrigeren Primärenergiefaktor (Primärenergiebedarf halbiert sich z.B. ca. zwischen Erdgas- und Biogasbetrieb). Die übliche Grundlastauslegung des BHKW führt jedoch zwangsweise zu einem Deckungsgrad deutlich unter 100% und zu einer nötigen ergänzenden Wärmedeckung durch weitere Wärmeerzeuger (üblich: Gasbrennwertkessel) mit entsprechend schlechterer Effizienz. Wünschenswert ist für Nullemissionskonzepte daher, noch mehr als bei üblichen BHKW-Konzepten, eine hohe Stromkennzahl und eine hohe Modulierbarkeit, um einen höheren Deckungsgrad des BHKWs zu ermöglichen.

5 Erzeugungskonzepte für Wärme und Strom

5.1 Brennwertkessel Erdgas

Brennwertkessel sind heutzutage weit verbreitet, sind günstig in der Investition und in den Wartungskosten. Der endenergetische Wirkungsgrad ist bei sinnvoller Dimensionierung und Betriebsweise (Takten minimieren) relativ hoch. Es wird vorausgesetzt, dass der Brennwerteffekt im Betrieb auch weitestgehend genutzt wird. Dafür ist insbesondere ein hydraulischer Abgleich des Heizsystems wichtig.

Der Brennstoff Erdgas ist aufgrund des ausgedehnten Erdgasnetzes gut verfügbar. Er hat aufgrund seiner fossilen Natur einen schlechten Primärenergiefaktor. Die Brennstoffkosten sind vergleichsweise hoch.

5.2 BHKW

Das Blockheizkraftwerk (BHKW) ist generell geeignet, um überdurchschnittlich effizient Energie zu erzeugen. Die kombinierte Erzeugung von Strom und Wärme bewirkt eine höhere Ausnutzung des eingesetzten Brennstoffs als wenn dies getrennt (Verbrennungsmotor mit Generator, Kessel) erfolgen würde. Wenn es durch biogene Brennstoffe angetrieben wird, kann es zudem eine positive Primärenergiebilanz aufweisen. Die effiziente (ggf. mit biogenen Brennstoffen befeuerte) Stromerzeugung durch das BHKW verdrängt primärenergieintensiven Netzstrom, sowohl bei Eigenverbrauch als auch bei der Netzeinspeisung. Es ist somit als „aktiver Baustein“ für Nullenergiekonzepte geeignet.

Technische Eigenschaften

BHKW sind in der Anschaffung recht teuer. Sie können daher nur wirtschaftlich sein, wenn eine möglichst lange Laufzeit pro Jahr erreicht wird. Üblicherweise werden 4.000 bis 8.000 Jahresbetriebsstunden (Vollaststunden) als Anforderung genannt. Daher sollte die thermische Nennleistung die Grundlast des Verbrauchers nicht wesentlich überschreiten.

Betrieb und Dimensionierung sind in den untersuchten Varianten immer wärmegeführt. Die Dimensionierung kann aus wirtschaftlichen Gründen weder von der Leistung, noch der Gesamtwärmeenergie auf eine volle Deckung erfolgen. Daher muss die Spitzenlastdeckung durch einen weiteren Erzeuger erfolgen. Der energetische Deckungsbeitrag dieses Erzeugers ist bei üblichen Verbrauchsprofilen fast immer gering. Die wirtschaftlichen Forderungen für diesen Erzeuger lauten daher niedrige Investitionskosten und moderate spezifischen Betriebs bzw. Verbrauchskosten.

Bei einigen Modellen sind Gasthermen als Spitzenlasterzeuger integriert. Für alle Erzeugerkonzepte bzw. Varianten mit BHKW wurde durchgängig ein energetischer Deckungsgrad von 75% angenommen. Höhere Deckungsgrade sind denkbar, sind aber nur zu vertreten auf Basis einer detaillierten Berechnung und bei plausibler Sicherstellung der Vermeidung zu häufiger Taktung im dann entsprechend häufigeren Teillastfall. Die Deckung des Restbedarfs an Wärme wird von zusätzlichen Wärmeerzeugern (hier Erdgasbrennwertkesseln) erzeugt.

BHKW Erdgas

Erdgas ist für viele Gebäude verfügbar. Viele Hersteller bieten BHKW für Erdgasbetrieb an. Allerdings weist Erdgas als fossiler Energieträger einen schlechten Primärenergiefaktor und mäßige CO₂-Emissionen auf.

Als biogene Energieträger für BHKW sind Biogas, Bioethanol und Pflanzenöl denkbar. Aufgrund tatsächlich begrenzter oder nicht durch die EnEV anerkanntem ökologischem Nutzen oder schlechter Wirtschaftlichkeit wurden die dazu

gerechneten Varianten nicht in die Empfehlung übernommen. Gaserzeugung durch Power-to-Gas / Methanisierung von Windstrom etc. ist zukünftig denkbar, jedoch aktuell noch nicht marktfähig realisiert. Erläuterungen sind im Anhang aufgeführt.

5.3 Holzpelletkessel

Pellets als vollständig biogener Brennstoff weisen eine günstige Primärenergiebilanz und entsprechende CO₂-Emissionen auf. Eine Pelletanlage kann daher den primärenergetischen Verbrauch deutlich senken. Dieser Hauptvorteil wird mittlerweile häufig genutzt, zumal die EnEV den Fokus auf die Primärenergieeinsparung setzt. Allerdings kann die Nullenergiegrenze dadurch allein nicht erreicht oder überschritten werden. Die technische Brennstoffausnutzung (endenergetische Effizienz) ist allerdings etwas geringer als beim Gasbrennwertkessel.

Neben dem Kessel wird ein Pelletspeicher, Zuführung und auch eine Möglichkeit zur Befüllung/Anlieferung benötigt. Die Investitionen dafür sind recht hoch. Ebenso entstehen erhöhte Kosten durch Wartungskosten und üblicherweise häufigere Brennstoffanlieferung. Daher kommt aus wirtschaftlicher Sicht ausschließlich eine zentrale Versorgung in Frage.

Die Pelletanlage wird vorzugsweise als Wärmevollversorgung dimensioniert. Die relativ weite Modulierbarkeit und die Nutzung eines ausreichend großen Pufferspeichers erlaubt eine Dimensionierung auf die volle Heizlast ohne deutliche Nachteile bei Teillast. Dann ist kein zusätzlicher (Spitzenlast-) Wärmeerzeuger nötig.

Sollte eine volle Redundanz für Ausfälle oder Wartungsphasen gewünscht sein, wäre eine Gasbrennwerttherme zusätzlich zu installieren. Kosten für die Therme und ggf. einen Gasanschluss wären dann zu berücksichtigen.

Die spezifischen Brennstoffkosten sprechen aktuell für Holzpellets. Sie liegen und lagen in der Vergangenheit häufig ca. 30% niedriger als die von Erdgas und Erdöl, waren jedoch Schwankungen unterworfen.

Für den Betrieb einer Pelletanlage ist eine gewisse Menge an Elektroenergie nötig (Hilfsenergie: Zündung, Fördersystem, Gebläse; mehr als bei Gasbrennwertkesseln). Diese Energie ist schwer zu ermitteln, jedoch nicht signifikant. Sie wird daher in der Energiebilanz nicht berücksichtigt (zumal sie zu einem gewissen Teil auch der Heizwärme zu Gute kommt), jedoch als Betriebskosten mit 150 € pro Jahr und Anlage angesetzt.

5.4 Wärmepumpe

Wärmepumpen können sehr effizient arbeiten und z.B. die (Primär-) Energieausnutzung von Gasbrennwertkesseln deutlich überschreiten. Die Effizienz ist allerdings sehr stark abhängig von der Temperatur der Wärmequelle und der des Heizungssystems. Je größer der Temperaturunterschied zwischen diesen beiden, desto geringer die Effizienz.

Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien erhöht die (primärenergetische) Effizienz weiter. Gelegentlich wird der zukünftig steigende Anteil erneuerbarer Energien im allgemeinen Strommix zitiert, als Argument für die steigende Primärenergieeffizienz von Wärmepumpensystemen. Die vorliegende Untersuchung rechnet jedoch konsequent mit den aktuell gültigen Werten.

Eine häufige Wärmequelle für Wärmepumpensysteme sind Erdwärmesonden. Bei angemessener Dimensionierung liefern sie auch am Ende des Winters noch ausreichende Temperatur an die Wärmepumpe und ermöglichen so eine gute Effizienz. Für kleinere Systeme, zu denen das untersuchte Objekt gerade noch gehört, sind Planungsmethode und Kostenkalkulation gut bekannt.

Für diese Studie wurden nur Erdwärmesonden als Wärmequelle für die Wärmepumpe untersucht. Als Planungsgrundlage für relativ kleine Anlagen gelten die VDI 4640 „Thermische Nutzung des Untergrunds“ [3] und VDI 4650 „Berechnungen von Wärmepumpen“ [4]. Diese Studie führt keine detaillierte Berechnung dazu durch, sondern beschränkt sich auf die Ermittlung der wichtigsten Eckdaten: Spezifische Wärmeentzugsleistung, Erdwärmesondensamtlänge und Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe. Das Energiekonzept profitiert wirtschaftlich von dem durch die Wärmepumpe erhöhten PV-Eigenstromanteil. Erläuterungen dazu finden sich im Anhang.

Mögliche Optimierung:

Kaltes Nahwärmenetz, zyklischer Betrieb mehrere Wärmepumpen. Für größere Erdwärmesondennetze mit mehreren Wärmepumpen ist eine optimierte Betriebsweise möglich. Diese wird in Abschnitt 6.5 *Anpassung Wärmepumpenbetrieb beschrieben*.

5.5 PV-Anlage

Für die technische Realisierbarkeit und eine belastbare, vergleichbare Wirtschaftlichkeitsberechnung der PV-Anlagen wurde eine Vorplanung aufgestellt.

Energetische Aspekte

Es stehen nur vier unverschattete Dächer zur Verfügung. Weitere vier Dächer liefern aufgrund von Teilverschattung geringere Erträge. Norddächer werden ausgeschlossen. Die genutzten Dächer werden zu ca. 95% durch Modulfläche belegt, dies entspricht ca. 104 m² Modulfläche pro Dach. Die Dachneigung beträgt 36°, Ausrichtung ist Süd+14°.

Es wurde ein Indach-System mit Modulwirkungsgraden von 15,2 % kalkuliert. Zur Optimierung des resultierenden Eigenverbrauchsanteils (Gleichzeitigkeit statistisch verbessert) und der Zählerkosten wurden alle Anlagen und Verbraucher zusammengefasst. Dies setzt eine entsprechende Verkabelung voraus.

Wirtschaftliche Aspekte

Die Berechnung der Wirtschaftlichkeit ist hier wesentlich komplexer. Die Kostenstruktur ist stark abhängig vom Eigenverbrauchsanteil und dem Betreiberkonzept (Auswirkung auf EEG-Umlage).

Die Wirtschaftlichkeitsberechnung berücksichtigt dies dediziert für mehrere Konstellationen. Aus diesen Ergebnissen wird ein PV-Referenzdach als Rechen-einheit abgeleitet. Die spezifische Größe der für die in der Variante bilanziell benötigen PV-Anlage wird in PV-Referenzdächern gemessen (Extrapolation). Eine dedizierte Neuberechnung der Wirtschaftlichkeit oder der veränderten anteiligen Verschattung der PV-Anlagen innerhalb der Varianten erfolgt nicht.

Für die untersuchten Konstellation resultieren Renditen zwischen 0,7 und 1,6 % p.a.. Die Anlagen sind also prinzipiell wirtschaftlich, die Rendite liegt jedoch unterhalb den üblicherweise geforderten und erreichbaren Werten (z.B. 5% für ein Einfamilienhaus, unverschattet, relativ hoher Eigenverbrauchsanteil, geringe EEG-Umlage, jedoch aufgrund moderater Anlagengröße geringer Deckungsgrad und somit kein Nullenergiestandard).

Dies ist in durch den gegebenen begrenzten Eigenverbrauchsanteil und die geforderten Abgaben (EEG-Umlage) verursacht. Zugleich ist dies anlagentechnisch in Verbindung mit der Energiebilanz nicht zu vermeiden. Die Benachteiligungen der vorliegenden Konstellation müssten auf politischer Ebene gesenkt werden (EEG).

Berechnung und detailliertere Daten sind im Anhang aufgeführt.

5.6 Alternative Erzeuger

Eine Reihe von weiteren Erzeugern ist denkbar. Brennstoffzelle, Wärmepumpe (wärmeangetrieben, gasbefeuert), und Hackschnitzelkessel wurden untersucht, jedoch aufgrund begrenzter technischer Eignung oder ungünstiger Wirtschaftlichkeit nicht in die Varianten übernommen. Eine Erläuterung erfolgt im Anhang.

6 Einzelmaßnahmen

Folgende Einzelmaßnahmen wurden energetisch und wirtschaftlich (statisch) separat auf ihre Effizienz untersucht. Sie werden nicht explizit in die Varianten der Lebenszyklusanalyse einbezogen.

6.1 Verteilnetz Grundkonzept

Für alle Varianten wird als Basisbaustein ein zentrales Verteilnetz für Wärme vorgeschlagen.

Hier als Version für die Haus-zentrale Erzeugung beschrieben:

Es gibt nur ein zentrales Wärmemetz, gemeinsam für Heizwärme und Trinkwarmwasser. Die Temperatur, mit der das Netz betrieben wird, ist relevant für das Ausmaß der Wärmeverluste und wird daher auch im Rahmen einer Optimierungsmaßnahme betrachtet.

Bisher werden Verteilnetze häufig anders ausgeführt: Getrennte Netze für Heizwärme und für Trinkwarmwasser. Das Trinkwarmwasser wird direkt transportiert, bei einer Temperatur von 60°C, um Legionellenwachstum zu verhindern. Dafür ist eine Zirkulationsleitung vorgesehen. Das bedeutet deutlich höhere Wärmeverluste und eine problematische Hygienesituation.

In dem vorgeschlagenen Konzept wird Wärme aus dem Technikraum im Keller über eine gemeinsame Steigleitung zu allen Wohnungen geleitet. Jede Wohnung hat eine Wärmeübergabestation. Die Übergabe erfolgt über zwei getrennte Wärmeübertrager, für den Wohnungs-Heizkreis und die Warmwassererzeugung im Durchlaufprinzip. Die Primärseite des Übertragers wird mit einem geeichten Wärmemengenzähler versehen, darüber läuft die wohnungsweise Verbrauchsabrechnung. Das Warmwassernetz pro Wohnung soll möglichst klein sein (Netzvolumen, potenziell stehendes Trinkwasservolumen).

Dieses Konzept wird folgendermaßen begründet:

- Kein zweites Wärmenetz bzw. TWW-Netz nötig (Verdopplung der Verluste und Investitionskosten.)
- Kein Zirkulationsnetz für Warmwasser nötig (Pumpenenergie und Verteilverluste für hoch temperierte Rücklaufleitung)
- Der enthaltene WMZ pro Wohneinheit misst präzise die verbrauchte Nutzenergie und liefert belastbare Daten für die Verbrauchskostenabrechnung. Es ist kein separater Warmwasserzähler nötig. Pauschale Umlage auf alle Mieter ist nur noch für die Verteilverluste (Keller und Steigleitung) nötig.

Anforderung an die Detailplanung:

- Wärmeübergabestationen müssen ausreichend groß dimensioniert werden, um bei dem geplanten Temperaturniveau des Netzes zu arbeiten.
- Das Trinkwarmwassernetz innerhalb der Wohnung muss möglichst klein ausgeführt werden (minimales Totraumvolumen, Hygieneanforderung, Legionellenwachstum)

6.2 Verteilnetz optimieren

6.2.1 Dämmung

Die EnEV gibt eine Minimalgrenze für die Dämmung von Leitungen in Wärmeverteilnetze vor. Eine stärkere Dämmung ist jedoch oft energetisch sinnvoll. Es sind Bauteile für verschiedene verbesserte Dämmstandards am Markt verfügbar.

6.2.2 Niedrige Temperatur

Niedrige Betriebstemperatur des Netzes ist günstig für die Wärmeverluste (vgl. Dämmung) und insbesondere für die Effizienz von Wärmepumpen.

Geringe Leitungsverluste erlauben es zudem, den Volumenstrom im Bereitschaftszustand gering zu halten. Das spart zusätzlich Pumpenergie ein. Dieser Effekt bleibt hier aber unberücksichtigt.

Die niedrige Temperatur setzt voraus, dass die Heizkörper entsprechend ausgelegt sind. Dies ist beim gegebenen Dämmstandard des Gebäudes unproblematisch. Die Wärmeübergabestationen müssen sowohl bzgl. Heizwärme als auch Trinkwarmwasser passend ausgelegt sein. So sollte bei Nennzapfleistung Trinkwasser mit mindestens 42°C verfügbar sein, wenn die Netztemperatur bei 48 oder 50°C liegt.

Beide Maßnahmen (erhöhte Dämmung und niedrigere Temperatur) sind nicht nur energetisch für das Nullbilanzziel besonders relevant, sondern zudem wirtschaftlich und werden daher (zumindest für Grundsanierungen) empfohlen.

6.2.3 Berechnung von Wärmeverlusten und Wirtschaftlichkeit

Für die beschriebenen Maßnahmen wurden eine Berechnung der planerischen Wärmeverluste und eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung aufgestellt. Der thermische Aufbau aus Rohr und der Dämmschicht wurde zweidimensional berechnet. Eine Vergrößerung der Oberfläche der äußeren Dämmschicht wurde also berücksichtigt.

Für die Leitungslänge wurde für die Anordnung „Zeilen-zentrale Versorgung“ gewählt (vgl. Abschnitt 6.3 *Verteilnetz – Versorgungskonzepte bzgl. Zentralität*). Enthalten sind die Leitungsbereiche im Keller und die Steigleitung. Nicht einbezogen wurden dabei eine mögliche Nahwärmeleitung zwischen den Häuserzeilen und die kurzen Leitungsabschnitte zwischen Steigleitung und Wohnung.

Ergebnis ist eine Einsparung an Wärmekosten jeweils von

ca. 134 €	pro 20 Jahre und Meter Systemlänge des Netzes, bzw.
3.074 €	pro 20 Jahre und Haus, bzw.
153,7 €	pro Jahr und Haus

Der erste Wert gibt die spezifischen investiven Kosten, die verbesserte Dämmung und niedrigere Netztemperatur erreichen dürfen, damit noch eine statische Amortisation in 20a erreicht wird (Grenzkosten).

Dies ist problemlos zu erreichen, denn die Kosten für die Basisdämmung „EnEV 100%“ sind darin ja nicht enthalten. Man kann daher Amortisationszeiten von 5 bis 10 Jahren abschätzen. Ein zusätzlicher positiver Effekt ist eine geringere Neigung zu Überhitzung des Gebäudes während des Sommers.

Verluste Wärmeverteilnetz		
Nenndurchmesser Rohrleitung	DN30	
Leitungslänge (System) ⁽¹⁾	23 m	
Daten zu den Dämmstandards		
Dämmstandard	EnEV 100%	EnEV 200%
Dämmstärke	30 mm	60 mm
Längenbezogener Wärmeverlustkoeffizient [W/m*K]	0,195	0,139
Berechnungsergebnisse		
Kombination, Verluste ⁽²⁾	Medientemperatur	Dämmstandard
1) 18,8 %	60°C	EnEV 100%
2) 14,7 %	50°C	EnEV 100%
3) 13,9 %	48°C	EnEV 100%
4) 9,9 %	48°C	EnEV 200%
Einsparungen		
Wärmepreis, kalkulatorisch angesetzt:		9 ct/kW
Einsparung ⁽³⁾ zwischen Kombination 1) und 4), als Anteil an der gesamten Nutzwärme		8,9%
Kosteneinsparung ⁽⁴⁾ für Wärmeerzeugung zwischen 1) und 4) (pro 20 Jahre pro m Systemlänge)		3.074 €/20a 153,7 €/a (133,7 €/(20a*m))

Leitungslänge (System) ⁽¹⁾: Gemeint ist die Länge des Systems aus Vor- und Rücklaufleitung, bezogen auf ein Haus. Also nicht Länge Vorlaufleitung plus Länge Rücklaufleitung. Es wird davon ausgegangen, dass eine Steigleitung pro Haus ausreicht. Dies ist in der Detailplanung zu prüfen.

Verluste ⁽²⁾: Hier werden die Verluste des Wärmeverteilnetzes bewertet für die Steigleitungen und die Verteilung innerhalb des Kellers innerhalb der Zeile. Angegeben ist der Anteil an der gesamten Nutzwärme.

Einsparung durch verringerte Verluste ⁽³⁾:
Die Verteilverluste von Kombination 4) 48°C & EnEV 200% halbieren sich ca. gegenüber der Kombination 1) 60°C & EnEV100%. Dies entspricht einer Reduzierung der Wärmeverluste um 8,9% in Bezug auf die gesamte Nutzwärme.

Erzielte Kosteneinsparung ⁽⁴⁾ für Wärmeerzeuger pro Haus bzw. pro Meter Systemlänge.

Verluste im Verteilnetz (bezogen auf Nutzwärmebedarf)

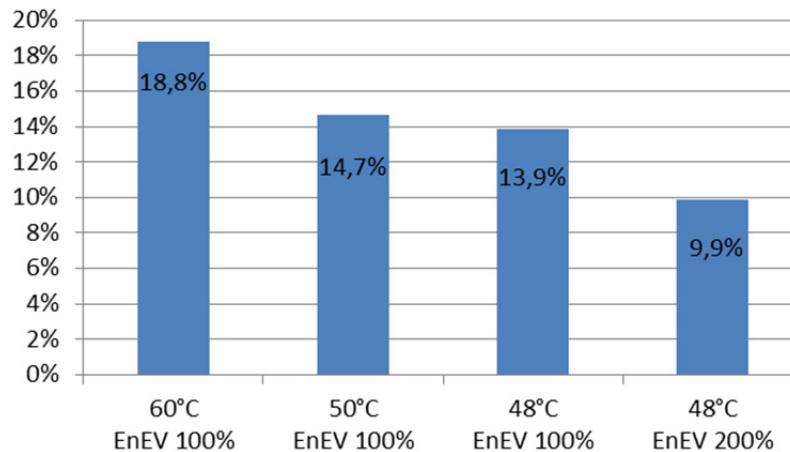


Abbildung 3: Verluste des gesamten zentralen Verteilnetzes für Heizwärme und Warmwasser als Anteil des Nutzwärmebedarfs. Titel der Kombination aus Vorlauftemperatur und Dämmstärke gemäß EnEV (200% = doppelte Dämmstärke). Verluste der wohnungsweisen Wärmeübergabestationen und der Leitungsbereiche innerhalb der Wohnungen sind nicht enthalten.

6.3 Verteilnetz – Versorgungskonzepte bzgl. Zentralität

Die Deckung des gegebenen Wärmebedarfs für das gesamte Quartier an Leistung und Energie kann prinzipiell durch viele einzelne Wärmeerzeuger erreicht werden oder durch einen einzigen Erzeuger mit entsprechend großem Wärmeverteilstütz. Verschiedene Abstufungen eines zentralen Versorgungskonzeptes sind möglich:

- Wohnungszentrale Erzeugung (z.B. eine Gastherme pro Wohnung). Dies wurde ausgeschlossen, da viele interessante Optionen aus Gründen der Praktikabilität bzw. Wirtschaftlichkeit entfallen würden (z.B. Wärmepumpe mit Erdwärmesonden, Pelletkessel, BHKW).
- Haus-weise zentrale Erzeugung. Jedes Haus hat einen eigenen Erzeuger. Das Verteilnetz verbindet den Technikraum im Keller mit allen Wohnungen.
- Zeilen-zentrale Erzeugung. Eines der vier Häuser der Zeile erhält einen Technikraum. Verteilung erfolgt über ein Netz, das zunächst die Häuser in der Kellerebene verbindet. Die hausweise Verteilung schließt sich daran an und ist identisch zu dem der Haus-weise zentralen Erzeugung.
- Quartier-zentrale Erzeugung. Hier haben beide Zeilen, als alle acht Häuser einen gemeinsamen Technikraum mit einem Erzeuger. Benötigt wird zusätzlich eine Nahwärmeleitung zwischen den Häusern. Ggf. ist die Technikzentrale aufgrund der Anlagengröße extern zu platzieren, z.B. in einer Garage.

Große Erzeuger sind bezüglich Investitionskosten für sich genommen gegenüber mehreren kleinen im Vorteil. Wartungskosten sprechen für wenige, also große Erzeuger. Oft ist der Wirkungsgrad der großen Erzeuger bei ansonsten gleicher Bauart etwas besser.

Bei größeren Verteilnetzen werden naturgemäß die Wärmeverluste größer, so dass energetisch sowie bzgl. der Verbrauchskosten ein höherer Aufwand entsteht.

Für die Varianten „Haus-zentral“, „Zeilen-zentral“ und „Quartier-zentral“ wurden die Kosten für Leitungen und die entstehenden Wärmeverluste untersucht. Als Kostenpauschale für die Wärmeverluste wurden zur Vereinfachung 0,09 €/kWh angesetzt. Eine (geringe) Auswirkung auf möglichen Eigenstromverbrauch wurde nicht berücksichtigt.

Für die Steigleitungen und Verteilungen im Keller wurde der Dämmstandard „EnEV 200%“ angenommen. Dessen Wirtschaftlichkeit wurde bereits im Abschnitt 6.2 *Verteilnetz optimieren* rechnerisch nachgewiesen. Für die Nahwärmeleitung wurden nur die längenspezifischen Wärmeverluste betrachtet. Zusätzlich entsteht eine Wärmebrücke bei der Wanddurchführung.

Wärmeverluste in Verteilungen können - sofern sie innerhalb der thermischen Hülle stattfinden - je nach Bilanzierungsverfahren anteilig der Wärmedeckung für Heizwärme als „innere Gewinne“ gutgeschrieben werden. Gutschrift bedeutet: Die Verluste der Verteilungen kommen anteilig (Nutzbarkeit) dem Heizwärmebedarf zugute, der rechnerische den Heizwärmebedarf verringert sich. (Der Energieaufwand für diese Energiemenge wird in jedem der möglichen Bilanzierungsverfahren bilanziert.)

Im Rahmen dieser Studie wird die Nutzbarkeit der Verteilverluste als null angenommen. Sie wirken sich somit nicht senkend auf den Heizwärmebedarf aus. Dies deckt sich mit der nach PHPP üblichen Bilanzierungsmethode, steht jedoch im Widerspruch zur moderneren und genaueren Bilanzierung gemäß DIN V 18599.

Eine Ausnahme ist der Vorschlag Bewertung der Verteilungen im Kellerbereich. Hier wird angenommen, dass durch Überdämmung der zugänglichen Leitungsbereiche unter der Kellerdecke die bestehenden Wärmeverluste anteilig dem Erdgeschoss zu Gute kommen (was ja auch realistisch ist). Die erreichbaren energetischen und monetären Gewinne werden ausgewiesen, jedoch nicht in weiteren Berechnungen verwendet (Die Bilanzmenge zur Berechnung der Nullbilanzziele bleibt vereinfachend unverändert).

Die unterschiedlichen Wärmeverluste werden nicht in den Berechnungen der Gesamtvarianten berücksichtigt. Die Auswirkungen in der dortigen Energiebilanz und auch im Eigenverbrauch sind somit null. Stattdessen werden die Gesamtvarianten nur für das Versorgungskonzept Zeilen-zentral gerechnet. Ein Vergleich zwischen den unterschiedlichen Wärmenetzen erfolgt lediglich beispielhaft und nur in diesem Abschnitt.

Bei den meisten Varianten ist prinzipiell jede der drei genannten zentralen Abstufungen möglich. Die Zeilen-zentrale Versorgung weist die beste Wirtschaftlichkeit auf. Dies ist auf den recht hohen Wärmeverlust und die Investitionskosten der Nahwärmeleitung zurückzuführen. Der Vorteil der großen zentralen Wärmeerzeuger ist jenseits einer Zeile (hier vier Häuser) gering.

Ergebnisse:

Die Steigleitung zeigt nur geringe Wärmeverluste. Sollte jedoch im Verlauf der Detailplanung eine zweite Steigleitung nötig werden ist der doppelte Verlust anzusetzen.

Die Verteilungen im Keller, zwischen den Häusern einer Zeile zeigen deutlichen Wärmeverlust. Davon wäre jedoch ca. ein Drittel auch vorhanden, wenn es keine Verbindung zwischen den Häusern gäbe.

Die Nahwärmeleitung zeigt relativ geringe Verluste. Dennoch ist die Wirtschaftlichkeit nicht gut, aufgrund hoher Investitionskosten (hier nicht gezeigt).

Die Wärmekosten pro Haus für die Verteilungen im Keller sind mit ca. 2.250 €/20a (112,5€/a, entspricht 6,5 % der Nutzwärme einer Häuserzeile) erheblich. Dies spricht dafür, dass diese Leitung soweit möglich, in die thermische Gebäudehülle geführt wird (hier: zwischen Kellerdecke und unterseitige Dämmung). Die Nutzbarkeit der Verluste wird beispielhaft mit 50% angenommen (Ausnahme zur oben definierten Annahmen, dass Verluste zu 0% nutzbar sein sollen). Die geeignete Leitungslänge mit 75%. Das ergibt einen finanziellen Nutzen durch die zusätzlich genutzte Wärme von 20,8 € pro Meter Leitungslänge in 20 Jahren. Diese spezifischen Kosten können investiert werden für eine energetisch günstigere Leitungsverlegung (Überdämmung), dann ist Wirtschaftlichkeit nach statischer Berechnung noch gegeben.

Vorschlag für die technische Ausführung:

Dämmung der Leitungen selbst im Standard EnEV 100% (für moderate Aufbauhöhe), Überdämmung des Leitungsstrangs mit dem sonstigen Dämmstandard für die Kellerdecke. Dadurch kommt ein großer Teil der Leitungsverluste der Zone innerhalb der thermischen Hülle zugute.

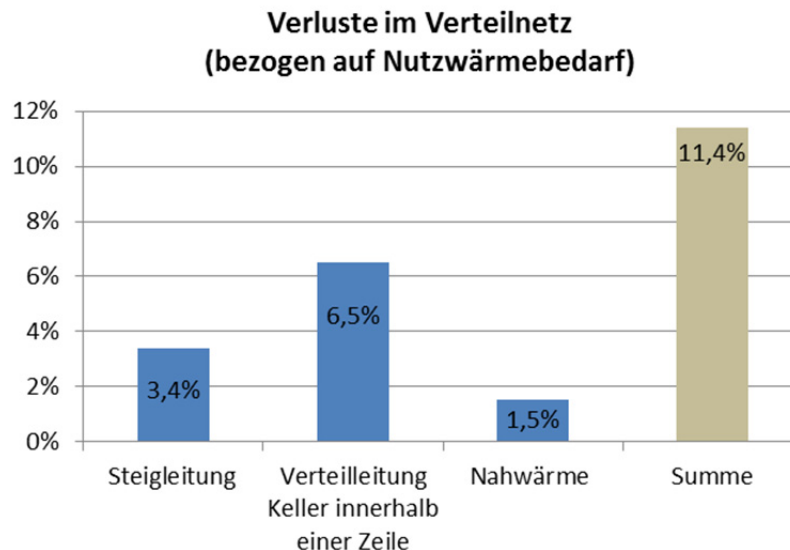


Abbildung 4: Verluste verschiedener Leitungsabschnitte des Verteilnetzes. Angegeben als Anteil an der Nutzwärme für Heizwärme und Warmwasser.

Daten zu den Verteilverlusten	
Anzahl Steigleitungen pro Haus:	1
Länge pro Steigleitung	9,5 m
Länge Verteilleitung Keller innerhalb Zeile:	54 m
Länge Nahwärmeleitung	
erdverlegt	24 m
Verbindung innerhalb Keller	2*4 m
Längenbezogene Wärmeverlustkoeffizienten	
Steigleitung	0,139 W/(m*K)
Kellerverteilung in Zeile	0,139 W/(m*K)
Nahwärmeleitung	0,2 W/(m*K)
Wärmekosten pro Systemmeter und 20 Jahre	
Wärmepreis, kalkulatorisch angesetzt:	9 ct/kWh
Verteilleitung Keller innerhalb einer Zeile (pro Meter)	167 €/m*20a)
Verteilleitung Keller innerhalb einer Zeile (Haus)	2.250 €/Haus * 20a)
Wärmeerträge monetär, durch anteilige Nutzung der Verluste für Zone innerhalb der thermischen Gebäudehülle (pro Systemmeter der Verteilleitung im Keller)	20,8 €/m *20a)

Hinweise für genauere Planung

Für diese Betrachtung wurden aktuelle Geräte und Bauelemente mit Preisinformationen recherchiert. Auf dieser Basis einer „Vorplanung“ konnten keine günstigeren Konstellationen ermittelt werden.

Eine genaue Planung des Quartiers sollte dennoch alle zentralen Anordnungen in Betracht ziehen. Die dann vorliegende Detailinformation und aktualisierte Kosten könnten angesichts der relativ geringen Unterschiede auch eine Quartier-zentrale Lösung wirtschaftlich werden lassen.

Für eine Haus-zentrale Anordnung kann die Erhaltung der Unabhängigkeit der einzelnen Häuser sprechen (getrennter Verkauf, Renovierung etc.).

6.4 Anpassung Wärmepumpenbetrieb (kaltes Nahwärmenetz)

Hier soll eine Optimierungsmethode für Wärmepumpen mit größeren Erdwärmesondenanlagen vorgestellt werden, die zu einer Energieeinsparung von ca. 6% bei einer statischen Amortisationszeit der Mehrinvestitionen von ca. 3 Jahren führt. Diese verbesserte Energieeffizienz wird in der Gesamtwirtschaftlichkeit jedoch nicht explizit berücksichtigt, da die Machbarkeit nicht ohne weiteres übertragbar ist.

Für kleinere Erdwärmesondenanlage (z.B. Mehrfamilienhaus) werden meist ein bis fünf Sonden an eine Wärmepumpe angeschlossen. Bei größeren (zentralen) Erdwärmesondenanlagen werden die Anzahl der Sonden und die Nennleistung der einzigen Wärmepumpe erhöht. Werden ohnehin mehrere Gebäude versorgt (wie hier acht Häuser oder zwei Häuserzeilen), bietet es sich allerdings an, pro Gebäude eine Wärmepumpe zu installieren. Hier kann das Konzept „Kaltes Nahwärmenetz“ genutzt werden: Mehrere Wärmepumpen nutzen das gemeinsame Erdwärmesondenfeld. Die Optimierung besteht darin, dass unter Teillast oft nur eine Wärmepumpe aktiv ist (Teilbetrieb). Diese belastet das Sondenfeld demnach nur mit Teillast und nicht mit Volllast. Eine zentrale Regelung der Wärmepumpen soll bewirken, dass diese wann immer möglich, nur einzeln und abwechselnd aktiv sind. Wenn alle Wärmepumpen zugleich aktiv (Vollbetrieb, bei vollem Wärmebedarf der Gesamtanlage) sind, entsteht allerdings die volle Belastung und die Anlage verhält sich wie eine einzige große, zentrale Wärmepumpe.

Über das Jahr ist der Teilbetrieb deutlich häufiger als der Vollbetrieb. Durch die überwiegend geringere Belastung der Sonden durch nur eine der Wärmepumpen entsteht eine geringere Temperaturspreizung zwischen Erdreich und Sondenfluid (Bohrlochwiderstand). Die Wärmepumpen erhalten ein günstigeres Temperaturniveau, ihr Wirkungsgrad steigt, Antriebsenergie wird eingespart.

Investiver Zusatzaufwand entsteht durch die angesprochene zentrale Regelung, zusätzliche Sondenleitungen zur Verbindung zu einem Gesamtnetz und Rückschlagventile für jede Wärmepumpe zur Vermeidung von hydraulischen Kurzschlüssen im Teilbetrieb. Eine thermische Isolation des Kalten Nahwärmenetzes ist nicht nötig. Die Netztemperatur liegt üblicherweise unterhalb der des ungestörten Erdreichs.

Zur Berechnung dieser Einsparung wurden Erdwärmesonden, wie im Abschnitt 5.4 *Wärmepumpe* angeführt, auf Basis der Entzugsleistung und der Entzugsenergie berechnet. Mit der genannten Dimensionierung kann eine Arbeitszahl von 4,0 erreicht werden. Von diesen Basiswerten ausgehend, wird nun detaillierter der Effekt des Bohrlochwiderstands in Verbindung mit optimierter Betriebsweise untersucht.

Für den Einspareffekt und den Mehraufwand wurde folgende Abschätzung durchgeführt. Beispielhaft für die Konstellation Zeilen-zentrale Versorgung, also einer Wärmepumpe pro Zeile, also insgesamt zwei beteiligten Wärmepumpen.

Zusätzlich getroffene Annahmen:

- Bohrlochwiderstand: Er wird mit $0,1 \text{ K} \cdot \text{m}/\text{W}$ angenommen. Dies entspricht einem mäßig guten Wert, der bei sorgfältiger Planung und Ausführung sicher erreicht werden kann.

Auswirkung der Quelltemperatur auf den Wirkungsgrad der Wärmepumpe: 3% weniger Energieaufwand (Strom) pro K Temperaturerhöhung (effektiv) der Quelle. Der geringere Volumenstrom verringert den Energieaufwand der Förderpumpe. Durch die geringere Strömungsgeschwindigkeit steigt der Wärmeübergangswiderstand zwischen Rohrwand und Fluid etwas. Beide Auswirkungen sind relativ gering, gegenläufig, und werden daher hier nicht berücksichtigt.

- Mehrkosten entstehen durch zusätzliche Verbindungen zwischen den Erdwärmesonden Teilfeldern, Rückschlagventilen, Signalkabel (potenzialfreier Kontakt), Steuerung (Hardware und Parametrierung). Dafür wurden Kosten von ca. 2.000 € für die Gesamtanlage abgeschätzt.

Rechenschritte	
Spezifische Sondenentzugsleistung	40 W/m bzw. 20 W/m
Bohrlochwiderstand	0,1 K*m/W
Temperaturdifferenz zwischen Fluid zu Erdreich	4 K bzw. 2 K
Verbesserung des Temperaturdifferenz durch Reduzierung der Entzugsleistung	2 K
Verbesserung der Leistungszahl der Wärmepumpen (6%)	von 4,0 auf 4,24
Ergebnisse	
Einsparung Antriebsenergie	6 %
Einsparung Antriebsenergie 1 Haus	287,8 kWh/a
Einsparung Stromkosten 1 Haus	83,5 €/a
Einsparung Stromkosten 8 Häuser	668 €/a
Einsparung Stromkosten 8 Häuser in 20 Jahren	13.350 €/a
Mehrkosten Investition	2.060 €
Amortisationszeit (statisch)	3,1 a

Der geringe investive Aufwand führt zu einer deutlichen Effizienzverbesserung und kann daher für die gegebenen Verhältnisse empfohlen werden. Der Effekt für die Einsparung an Antriebsenergie erhöht sich, wenn mehr einzelne Wärmepumpen eingesetzt werden. Allerdings steigen die Investitionskosten durch weitere Leitungsanschlüsse und die ungünstigeren leistungsspezifischen Kosten der kleineren Wärmepumpen.

6.5 Anpassung Wärmepumpenbetrieb

In den Varianten mit Wärmepumpe stellt diese einen deutlichen Verbrauchsanteil am Strom und insbesondere am Eigenstromverbrauch der PV-Anlagen.

Um diesen Effekt zu erhöhen sollte die Wärmepumpe vorzugsweise dann in Betrieb sein, wenn zugleich PV-Strom erzeugt wird. Dazu muss sie als schaltbarer Elektroverbraucher für ein Lastmanagement (Demand-Side-Management) eingeplant werden.

Die Wirkung dieser Maßnahme ist naturgemäß begrenzt durch den Umstand, dass im Winter ein hoher Bedarf an Wärme (Strom) vorliegt, jedoch nur eine geringer Ertrag durch die Photovoltaik möglich ist. Im Sommer ist es umgekehrt.

Damit dieser Effekt nicht zu stark wird, ist es wichtig, dass die Wärmepumpe auch Warmwasser erzeugt und somit auch im Sommer Strombedarf hat. Dabei wäre der gleichzeitige Einsatz einer Solarthermieanlage diesbezüglich

kontraproduktiv, da diese den sommerlichen Strombedarf für Warmwasser schmälern würde.

Im Rahmen der Studie wurde der Effekt der beschriebenen Regelung modelliert, indem der Elektrolastgang der Wärmepumpe als Stufenfunktion auf die (statistischen) Zeiten mit hohem PV-Ertrag festgelegt wurde (Für 6-18h Leistung >0 , ansonsten 0). Die Höhe der Stufe bleibt monatsweise konstant und ergibt sich energetisch aus dem monatlichen Wärmebedarf.

Es wurden keine Vergleiche zu anderen Betriebsweisen durchgeführt. Eventuelle Mehrkosten für die angesprochene Regelung wurden nicht angesetzt.

6.6 Anpassung BHKW-Betrieb

BHKW werden im Wohnungsbaubereich meist wärmegeführt betrieben. Aufgrund des angeschlossenen Wärmespeichers können sie in gewissem Umfang stromgeführt gefahren werden. Das kann z.B. durch bevorzugte Freigabe zu Stromspitzenlastzeiten erreicht werden (über Änderung der Solltemperatur des Pufferspeichers nach Schaltuhr oder aktueller Elektroleistung gemäß Stromverbrauchszähler). Dadurch erhöht sich der Eigenstromanteil und somit die Wirtschaftlichkeit.

Im Rahmen der Studie wurde der Effekt der beschriebenen Regelung modelliert, indem das BHKW nur von 6h bis 24h in Betrieb ist, Zeiten mit üblicherweise geringem Stromverbrauch also ausgeschlossen werden.

Es wurden keine Vergleiche zu anderen Betriebsweisen durchgeführt. Eventuelle Mehrkosten für die angesprochene Regelung wurden nicht angesetzt.

7 Varianten

Die vorgestellten Varianten sind eine Kombination aus einer oder mehreren der genannten Erzeugungskonzepte. Variiert wird die Auswahl aus den Erzeugern, ggf. auch der Energieträger für einen Erzeuger. Jede Variante erhält eine PV-Anlage in spezifischer Größe, um das Nullemissionsniveau zu erreichen.

Um die Auswahl an Varianten zu begrenzen, werden Varianten explizit und vollständig nur für Anordnung „Zeilen-zentral“ gerechnet. Die „Zeilen-zentrale“ Anordnung wurde für alle Erzeugungsvarianten als wirtschaftlich eingestuft (separate Berechnung, nicht gezeigt). Eine zusätzliche Rechnung von Untervarianten mit allen Zentralitäten in voller Lebenszyklusanalyse würde keine wesentlichen zusätzlichen Erkenntnisse liefern. Die Zentralität der gezeigten Varianten ist also gleich, die Erzeugung (und ggf. Regelung) dagegen unterschiedlich.

Als Zusatzinformation außerhalb der Bewertung der Variante werden alternative bzw. zusätzliche Maßnahmen empfohlen, welche die Bilanz oder die Wirtschaftlichkeit der Variante verbessern. Diese Maßnahmen wurden nicht näher berechnet und sind durch die Prämissen der Studie nicht vorgesehen.

Die Indizierung entspricht dem Schema der intern erstellten Testvarianten und hat keine weitere Relevanz.

7.1 00 Referenz Gasbrennwertkessel ohne PV

Als Referenzvariante wird eine möglichst einfache und verbreitete Kombination gewählt. Sie erfüllt in Verbindung mit der gegebenen Gebäudehülle die EnEV bzgl. der Primärenergieanforderung und das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz. Als Referenz-Wärmeerzeuger wird ein Erdgas betriebener Brennwertkessel angenommen. Entgegen der heute häufig eingesetzten Kombination Gasbrennwertkessel mit solarthermischer Unterstützung soll hier ganz auf Solarthermie verzichtet werden. Dadurch können System und dessen Berechnung einfach gehalten werden.

Für ein Standard-EnEV-Gebäude wäre gemäß EEWärmeG gefordert, dass ein bestimmter Anteil des Energiebedarfs regenerativ gedeckt wird. Das hier untersuchte Gebäude unterschreitet jedoch den EnEV-Grenzwert bzgl. des Gesamtprimärenergiebedarfs. Dies gilt bereits als Ersatzmaßnahme („Wärmedämmung“) im Sinn des EEWärmeG. Eine Nutzung von z.B. Solarthermie oder auch PV-Anlagen ist insofern nicht gefordert.

Ergebnis:

Diese Variante kann mangels eigener Energieerzeugung nicht das Nullemissionsniveau erreichen. Sie stellt aber einen leicht erzielbaren Energiestandard für grundsanierte Bestandsgebäude dar. Insofern hat diese Variante eine gute Vergleichbarkeit zu den meisten konservativen Anlagenkonzepten.

Alternative bzw. ergänzende Maßnahmen:

Bilanzieller Einkauf von Biogas, „Windgas“ (zukünftig) oder Ökostrom mit niedrigem Primärenergiefaktor

7.2 01_Gasbrennwertkessel mit PV (8,8 Referenzdächer)

Diese Variante ist in der Wärmeerzeugung identisch mit der Variante *00 Referenz Gasbrennwertkessel*. Um den bestehenden Gesamtenergiebedarf zu kompensieren, wird eine relativ große PV-Anlage ergänzt. Dies ist technisch unkompliziert und in Nullenergiekonzepten verbreitet. Es kann als Beispiel dafür gelten, wie ein Gebäude mit moderatem Wärmebedarf unter Beibehaltung des

bestehenden Wärmeerzeugers zu einem Nullemissionsgebäude aufgerüstet werden kann, sofern die Dächer für PV in ausreichender Größe geeignet sind. Durch die Größe der PV-Anlage und dem Fehlen großer oder gar steuerbarer Stromverbraucher wird ein sehr geringer Eigenstromanteil bewirkt.

Ergebnis:

Diese Variante erreicht theoretisch das Nullemissionsniveau, kann aufgrund der zu großen benötigten PV-Fläche hier nicht realisiert werden. Die Wirtschaftlichkeit ist vergleichsweise schlecht. Dies ergibt sich aus der Wirkungskette:

Für die Energie- bzw. CO₂-Kompensation ist eine sehr große PV-Anlage nötig. Die große Überproduktion (an Strom) führt zu einem geringen Eigenstromanteil. Netzeinspeisung ist bei der heutigen Kostensituation deutlich weniger wirtschaftlich.

Alternative bzw. ergänzende Maßnahmen:

Bilanzieller Einkauf von Biogas, „Windgas“ (zukünftig) oder Ökostrom mit niedrigem Primärenergiefaktor

7.3 02a_Pelletkessel+PV (5,7 Referenzdächer)

Die Pelletkessel werden auf volle Deckung des Wärmebedarfs dimensioniert. Ein weiterer Wärmeerzeuger (für Redundanz oder Spitzenlastabdeckung) ist nicht vorgesehen. Dies spart Investitionskosten und Primärenergieaufwand für z.B. einen Erdgas betriebenen Gasbrennwertkessel ein.

Ergebnis:

Diese Variante profitiert von dem sehr niedrigen Primärenergiefaktor von Holzpellets. Die Mehrkosten der Pelletanlage werden durch die niedrigen Brennstoffkosten kompensiert. Die PV-Anlage kann entsprechend klein ausfallen. Die Wirtschaftlichkeit liegt allerdings im unteren Bereich der dargestellten Varianten.

Alternative bzw. ergänzende Maßnahmen:

Die PV-Anlagengröße könnte aufgrund der verfügbaren Dachfläche noch erhöht werden. Das kann die Wirtschaftlichkeit (in Abhängigkeit von dem veränderten Eigenstromanteil) ggf. noch verbessern.

Einschränkungen:

Der Platzbedarf für das Pelletlager ist nicht immer gut zu decken. Dies muss objektspezifisch bewertet werden.

Die nachhaltigen Quellen für Pellets in Mitteleuropa sind weitgehend ausgelastet. Bei steigendem Konsum sind Preissteigerungen und schlechtere Nachhaltigkeit zu befürchten.

7.4 03b_BHKW Erdas+PV (6,1 Referenzdächer)

Ein Erdgas betriebenes BHKW leistet 75% Deckungsgrad für die Wärme. Die Restwärme wird durch einen Gasbrennwertkessel gedeckt. Die Stromproduktion wird anteilig im Gebäude verbraucht, anteilig ins Netz eingespeist. Das BHKW läuft prinzipiell wärmegeführt, zur Erhöhung des Eigenstromverbrauchs wurde für das BHKW eine Vorzugsbetriebszeit für die Stromverbrauchsspitzen angenommen.

Ergebnis:

Diese Variante schneidet aus wirtschaftlicher Sicht am besten ab. Durch die relativ kleine PV-Anlage ist die Realisierbarkeit häufig gegeben. Primärenergetisch ist diese Variante jedoch die schlechteste.

Die Kombination aus BHKW und PV ist bezüglich des Eigenstromverbrauchs nicht optimal, da hier Überlagerungen auftreten. Der Eigenstromanteil sinkt, die Wirtschaftlichkeit somit ebenfalls.

Alternative bzw. ergänzende Maßnahmen:

Durch eine Anlagenregelung, die das BHKW tendenziell zurückfährt, wenn PV-Leistung anliegt, könnte der Eigenverbrauchsanteil und die Wirtschaftlichkeit verbessert werden. Das Potenzial dieses Effekts müsste durch eine Anlagensimulation ermittelt werden.

In Zukunft kann das BHKW vielleicht verstärkt als schaltbarer Verbraucher in das Netz eingebunden werden. Bei Neustrukturierung der Stromnetze im Rahmen der Energiewende wird der Beitrag solcher Anlagen vermutlich höher als bisher vergütet werden, was die Wirtschaftlichkeit verbessert.

Bereits heute werden solche Lösungen von Stromanbietern angeboten (z.B. Fa. Lichtblick: Schwarmstrom, Zuhausekraftwerk). Dies kann die Gesamtkosten gegenüber einer separat geplanten Anlage senken.

7.5 04a_Wärmepumpe (JAZ = 4,0) +PV (8,4 Referenzdächer)

Die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpenanlage wird mit 4,0 angenommen, einem guten aber realistischen Wert. Die Wärmepumpe verbraucht anteilig selbst erzeugten PV-Strom, der Rest wird aus dem Netz bezogen (unter Annahme des regulären Allgemeinstrompreises). Um den Anteil an PV-Strom zu maximieren wird die Wärmepumpe vorzugsweise als schaltbarer Verbraucher geregelt.

Ergebnis:

Diese Variante kann hier aufgrund der großen benötigten PV-Fläche nicht realisiert werden. Strom ist hier der einzige Energieträger. Daher sind hier mehr PV-Dächer nötig als bei allen Varianten. Die Wirtschaftlichkeit ist die schlechteste unter den vorgestellten Varianten. Die Primärenergieeffizienz ist dagegen die beste.

Alternative bzw. ergänzende Maßnahmen:

Wenn ein günstigerer Stromtarif für "Wärmepumpenstrom" beim Versorger bezogen werden kann, verbessert sich die Wirtschaftlichkeit deutlich. Dies ist jedoch planerisch und regelungstechnisch mit der Eigenschaft als schaltbarer Verbraucher (zugunsten PV-Eigenverbrauch) abzuklären.

Folgende Vorteile liegen abseits des rein energiebilanziellen Kontexts:

- Die Wärmepumpe könnte auch netzfreundlich gesteuert werden. Diese Eigenschaft wird mit Fortschreiten der Energiewende immer wichtiger und wird mittelfristig auch ein geldwerter Vorteil sein.
- Es werden keine lokalen Emissionen erzeugt. Relevant in Ballungsräumen, wo eine durchgängige Versorgung durch Feststoffverbrennung und einhergehende Staubemissionen kaum machbar erscheint.

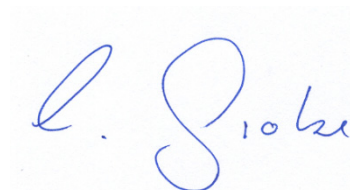
7.6 04b_Wärmepumpe (JAZ = 4,5)+PV (8,1 Referenzdächer)

Identisch zu 04a_Wärmepumpe+PV, jedoch mit verbesserter Jahresarbeitszahl der Wärmepumpenanlage (4,5). Dadurch sinkt die benötigte PV-Fläche, die Anlage wird dadurch ggf. gerade realisierbar. Die Wirtschaftlichkeit verbessert sich dadurch. Die Verbesserung im Wirkungsgrad ist ehrgeizig, erscheint aber machbar bei guter geologischer Eignung des Standorts, genauer Planung und Qualitätssicherung.

8 Quellen

- [1] Spezifische CO₂ Emissionen, Stand 30.10.2008
Klima-Allianz Hannover 2020, Klimaschutzaktionsprogramm 2008 bis 2020 für die Landeshauptstadt Hannover, Materialien
<http://www.hannover.de/content/download/39382/1279392/version/2/file/Klima-Allianz-Hannover-2020.pdf>
- [2] Primärenergiefaktoren
Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS)
BMVBS-Online-Publikation Nr. 12/2012; Primärenergiefaktoren, nicht erneuerbarer Anteil
<http://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Veroeffentlichungen/BMVBS/Online/2012/ON122012.html?nn=423048>
- [3] VDI 4640 "Thermische Nutzung des Untergrunds"
Richtlinienreihe VDI 4640 „Thermische Nutzung des Untergrunds“, Blätter 1-4; Beuth Verlag GmbH (Hrsg.)
<http://www.vdi.de/technik/fachthemen/energie-und-umwelt/fachbereiche/energiewandlung-und-anwendung/richtlinien/vdi-4640/richtlinienreihe-vdi-4640-thermische-nutzung-des-untergrunds/>
- [4] VDI 4650 "Berechnungen von Wärmepumpen"
Richtlinienreihe VDI 4650 "Berechnung von Wärmepumpen“, Blätter 1-2; Beuth Verlag GmbH (Hrsg.)
<http://www.vdi.de/technik/fachthemen/energie-und-umwelt/fachbereiche/energiewandlung-und-anwendung/richtlinien/vdi-4650/>

Hannover, 24.11.2014



Dipl.-Ing. Architekt Carsten Grobe

9 Anhang 1

Detailliertere Ergebnisse werden in einem separaten Anhang 2 dargestellt.

9.1 Diagramm (ausgewählte Varianten)

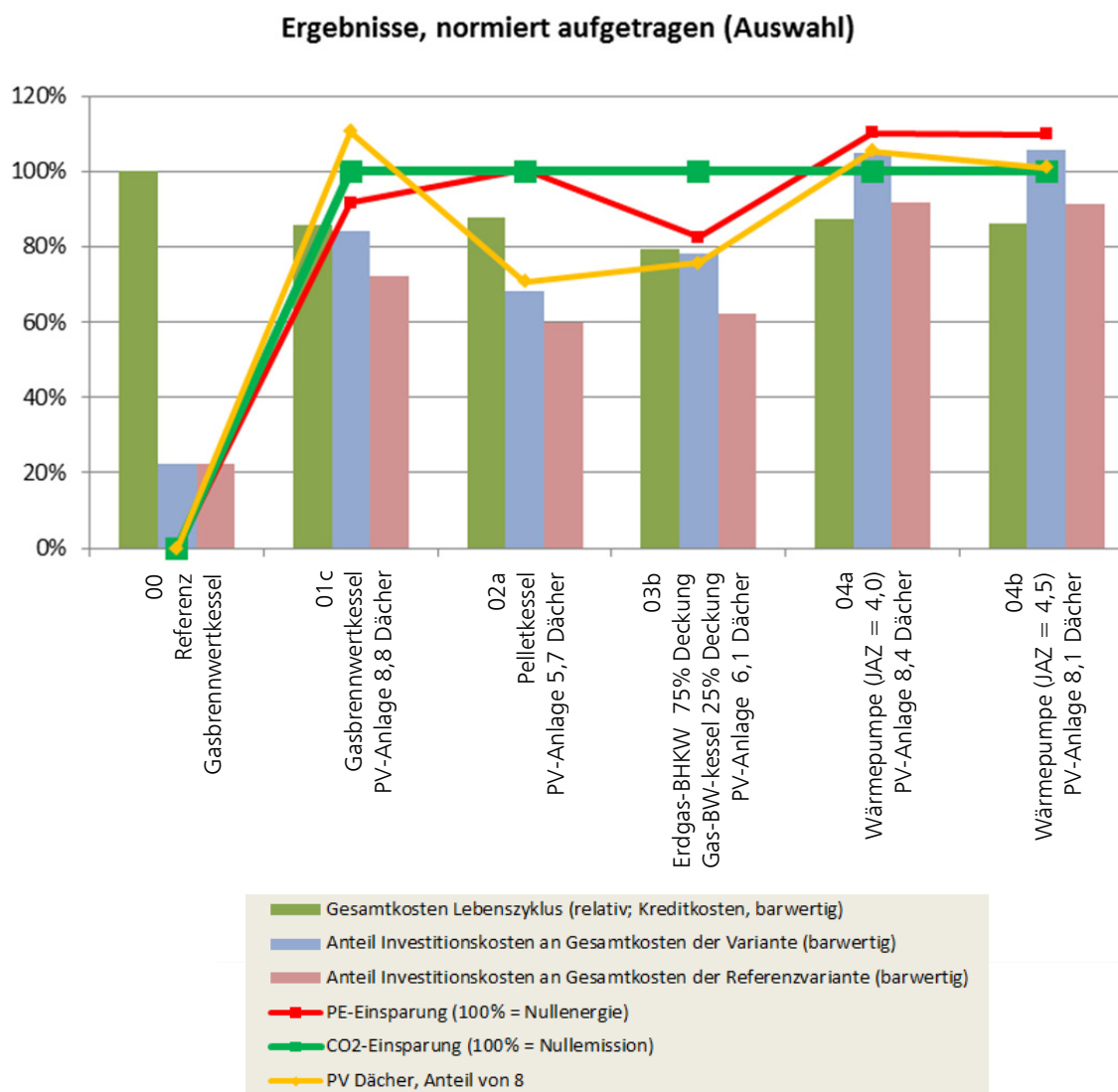


Abbildung 1 : Darstellung der ausgewählten Varianten im Vergleich. Normierte Auftragung (Erläuterung s.o.). Diese Auswahl entspricht den wirtschaftlichsten der technisch realisierbaren Varianten.

9.2 Diagramm (alle Varianten)

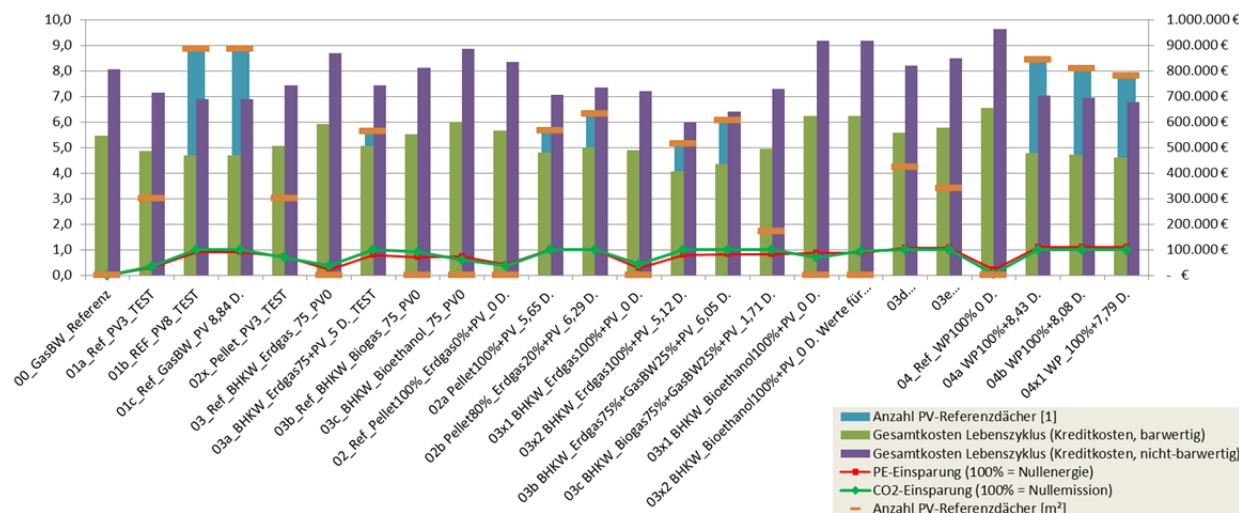


Abbildung 2 : Darstellung aller berechneten Varianten im Vergleich. Die wirtschaftlichsten und sinnvollsten Varianten sind markiert und wurden für einen näheren Vergleich ausgewählt. Einige der nicht ausgewählten Varianten können wirtschaftlicher sein, sind jedoch technisch nicht in der Form realisierbar. Kosten sind absolut aufgetragen. Die Gesamtkosten enthalten die Kreditkosten. CO₂- und Primärenergie (PE)-Einsparungen beziehen sich auf die Referenzvariante (Einsparung gegenüber Variante 00_GasBW_Referenz). Erläuterung s.o.

9.3 Ergebnisse, ergänzende Erläuterungen

9.3.1 Wirtschaftlichkeit

Der vorgegebene Rechenweg bewirkt, dass die PV-Anlagen (in sich wirtschaftlich) ein wenig wirtschaftliches Wärme/Stromerzeugerkonzept co-finanziert. Im Rahmen der Variantenberechnung wird immer die Kombination aus Wärmeerzeuger/Stromerzeuger und PV-Anlage bewertet. Große PV-Anlage erhöhen tendenziell die Wirtschaftlichkeit der Variante. Die Wirtschaftlichkeit des Wärme/Stromerzeugerkonzepts allein kann so nicht ermittelt werden.

Für die Wirtschaftlichkeit ist die Behandlung von Umsatz- bzw. Mehrwertsteuer in Bezug auf Einspeisung und Eigenverbrauch relevant. Eine genaue Bewertung würde eine Gewinn- und Verlustrechnung für den Anlagenbetreiber voraussetzen, was diese Studie nicht leistet. Stattdessen wird angenommen, dass der Anlagenbetreiber keinen Gewinn macht und sich in der Gesamtbilanz Umsatz- und Mehrwertsteuer ausgleichen (somit irrelevant werden).

9.3.2 Zähler- und Abrechnungsstruktur für Eigenverbrauch

Stromerzeugung im Quartier ist bei allen Varianten beteiligt. Photovoltaik bei allen Varianten in unterschiedlichem Umfang, BHKW bei einzelnen Varianten. Für diese Stromerzeugung ist eine Erfassung durch Zähler nötig. Energetisch und für die CO₂-Bilanz ist im Rahmen der Studie nicht relevant, ob der diesen Strom selbst verbraucht oder ins Netz eingespeist wird. Wirtschaftlich ist dies jedoch relevant, aufgrund unterschiedlicher Vergütungen bzw. Steuern/Abgaben.

Eigenstromnutzung ist bei dem vorliegenden Quartierskonzept nur in engen Grenzen mit vertretbarem Aufwand (Erfassung durch zusätzliche Zähler, Abrechnungsaufwand) möglich. Der Betreiber der Anlagen ist bei der vorgeschlagenen Lösung der Gebäudeeigentümer. Er verkauft den Mietern anteilig den erzeugten Strom und erhält Einspeisevergütung für eingespeisten Strom. Er tritt zugleich als Stromhändler gegenüber dem Mieter auf, indem er ihm auch Netzstrom (weiter-) verkauft. Dieses Konzept bedeutet planerischen und investiven Mehraufwand und kann daher nicht beliebig auf ähnliche Quartiere übertragen werden. Die geschätzten Kosten dafür wurden berücksichtigt.

9.3.3 EEG Novelle 2014

Aufgrund der erwarteten EEG-Novelle (z.B. EEG-Umlage für Eigenstromnutzung, für Anlagen > 10 kW_{peak}) ist die Installation von großen PV-Anlagen als Kernmaßnahme in wirtschaftlicher Hinsicht kritisch zu sehen. Je kleiner die benötigte PV-Anlage ist, desto vorteilhafter für das Gesamtkonzept, insbesondere wegen des höheren Eigenstromanteils.

9.3.4 Alternative Strategien

- Eine wünschenswerte, zukünftig möglicherweise wirtschaftlich realisierbare Variante, ist die Energieerzeugung durch Bioethanol betriebene BHKW. Hier kann mit nur einer Maßnahme fast 100% an Primärenergie und CO₂-Emission eingespart werden. PV-Anlagen zur Kompensation sind dann (fast) nicht nötig- und sind ohnehin nicht überall realisierbar.

Aktuell sprechen jedoch die hohen Kosten gegen diese Variante. Zudem sind die getroffenen Annahmen für niedrige Werte für Primärenergiefaktor und CO₂ Emission noch strittig. Diese Werte können aber erreicht werden, sofern Bioabfälle verwertet werden. Eine Anerkennung durch die EnEV steht noch aus. Explosionsgeschützter Tank und die notwendige Betankung treiben Preis und Logistikaufwand in die Höhe.

- Angesichts der mäßigen Wirtschaftlichkeit der meisten Varianten kann als alternative Strategie empfohlen werden, den Bilanzraum gegenüber den Prämissen der Studie auszudehnen und einen bilanziellen Einkauf von Biogas aus dem öffentlichen Netz als Maßnahme zuzulassen.

Allerdings bewertet ebenfalls die aktuelle EnEV netzbezogenes Biogas „schlecht“, mit dem Primärenergiefaktor von Erdgas bewertet. Hier ist auf ein Einlenken der Politik, zumindest im Kontext von Nullemissionskonzepten zu hoffen.

- Elektrospeicher für den im Quartier erzeugten Strom

Der Einsatz von Elektrospeichern wurde im Rahmen einer Voruntersuchung bewertet. Ein Einsatz wird nicht vorgeschlagen und in den Varianten auch nicht im Einzelnen untersucht.

Die Wirtschaftlichkeit ist aufgrund der hohen Kosten nicht gegeben. Insbesondere durch die großen PV-Erzeugungsmengen, die für das Erreichen der Nullbilanz nötig sind, kann ein wirklich hoher Eigenstromanteil auch durch große Speicher nicht erreicht werden. Positive Eigenschaften wie Netzunterstützung (Netzfremdlichkeit), Notstromfähigkeit oder Netzautarkie sind nicht gefordert, werden vom Netzbetreiber zurzeit nicht vergütet und können daher hier nicht punkten. Dennoch seien die Eigenschaften und der Elektrospeicher hier erwähnt:

Es ist wirtschaftlicher, den erzeugten Strom selbst zu verbrauchen, als ihn ins Netz einzuspeisen. Der erzeugte Strom muss allerdings zum Zeitpunkt der Erzeugung verbraucht werden. Aufgrund der bestehenden Lastgänge ist dies aber nur in begrenztem Umfang möglich. Ein Elektrospeicher kann im Rahmen seiner Speicherkapazität und Lade/Entladeleistung erzeugten Strom zwischenspeichern und zeitversetzt an die Verbraucher abgeben, wenn Bedarf besteht. Der Eigenstromanteil kann so um mehrere 10% erhöht werden.

Um diesen Effekt zu quantifizieren, wurde die beschriebene Methode (Abschnitt: 9.4 *Bestimmung von Eigenstromverbrauch*) zur Bestimmung des Eigenstromanteils modifiziert. Das verwendete Rechenmodell berücksichtigt einen Speicher in Form von nutzbarer Kapazität und Speicherverlusten. Begrenzte Lade/Entladeleistung wird allerdings nicht berücksichtigt. Steuerung (z.B. für Netzfrendlichkeit) erfolgt nicht.

Die durchgeführten Berechnungen haben ergeben, dass zwar eine deutliche Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils bewirkt wird. Die Kosten für die Anlage sind jedoch so hoch, dass eine Wirtschaftlichkeit nicht erreicht werden kann. Eine Wirtschaftlichkeit bei gegebenen Anlagenkosten kann erst bei einem Verbraucherstrompreis von ca. 50 ct/kWh erreicht werden.

Positiver Effekt eines (entsprechend geregelten) Speichers ist die anteilige Umgehung einer möglichen Begrenzung der PV-Erzeugungsleistung auf 70% der Nennleistung aufgrund der Vorgabe des Netzbetreibers für die Einspeiseleistung. Bei der hier vorliegenden hohen PV-Leistung (Überproduktion) wären große Speicher nötig. Daher wird dieser theoretische Vorteil in für die Wirtschaftlichkeit hier nicht berücksichtigt. Diese „70% Einspeisevariante“ bietet sich bei Ost/West-ausgerichteten Dächern an und wird hier nicht empfohlen.

Gegen einen Speicher spricht außerdem: Er kann zwar (prinzipiell, je nach Kostenverhältnis) die Kosteneffizienz positiv beeinflussen. Dies gilt jedoch nicht für die Energieeffizienz. Im Gegenteil- aufgrund der Speicherverluste sinkt der insgesamt nutzbare Stromertrag etwas. Für das Ziel Nullemissionsbilanz ist der Speicher also kontraproduktiv.

Hinweise für genauere Planung:

Aus genannten Gründen werden Elektrospeicher im Rahmen der Studie nicht näher untersucht und in keiner der Varianten eingesetzt. In den kommenden Jahren könnten sich jedoch die Kosten für solche Anlagen verringern, dann sollte ein Einsatz erneut geprüft werden. Auch ist die spätere Nachrüstung eines Speichers durchaus denkbar und sollte bei der Elektroplanung ermöglicht werden.

9.3.5 BHKW

Für BHKW im Kontext von Nullemissionskonzepten soll Folgendes Erwähnung finden:

- Wenn BHKW als Kernmaßnahme zum Erreichen des Nullemissionsniveaus eingesetzt werden sollen, ist eine hohe Stromkennzahl gefragt.
- Vorteile für den Betreiber und für das öffentliche Energienetz entstehen, wenn das BHKW anteilig durch den Netzbetreiber stromgeführt gefahren werden kann.

- Fossil betriebene BHKW können als alleinige Maßnahme das Nullemissionsniveau nicht erreichen.
- BHKW, die mit Biomasse befeuert werden, können theoretisch das Nullemissionsniveau ohne weitere Maßnahmen (z.B. PV-Einspeisung) erreichen. Dies ist allerdings im Detail mit technischen Problemen verbunden und wird als alleinige Strategie hier nicht empfohlen.

Neben Erdgas (vorgestellte Variante) sind auch biogene Brennstoffe für BHKW möglich. Sie können jedoch im Rahmen der gegebenen Aufgabenstellung nicht oder nur begrenzt empfohlen werden.

BHKW Biogas

Biogas bietet eine primärenergetisch relativ günstige Energieversorgung. Biogas kann dem BHKW entweder aus einem echten Biogasnetz zugeführt werden (separate Biogasnetze sind selten und örtlich beschränkt). Dann muss das BHKW für die spezielle Gaszusammensetzung geeignet sein und ist etwas teurer gegenüber einem nur mit Erdgas zu betreibenden BHKW.

Alternativ könnte ohne diesen technischen Aufwand reguläres Gas aus dem allgemeinen Gasnetz bezogen werden. Dem Gasnetz wird durch eine wachsende Anzahl an Biogasanlagen in tolerabler Konzentration Biogas eingeleitet. Die Konzentration ist dabei so gering, oder das Biogas ist entsprechend gereinigt, dass alle Erdgas verbrauchenden Geräte davon unbeeinflusst bleiben.

Der Verbraucher kann bei Gasversorgern Biogas einkaufen. Biogasverbrauch (laut Gaszähler beim Verbraucher) und -Erzeugung sind langfristig bilanziell ausgeglichen. Als primärenergetischer Verbrauch wird ihm dieses Biogas angerechnet. Die Brennstoffkosten sind geringfügig höher als für Erdgas.

Die bilanzielle Deckung durch Biogas, was andernorts erzeugt wurde, wird als tragfähiges Konzept teilweise angezweifelt. Die EnEV lässt eine Nutzung von Biogas, außer bei direkter räumlicher Nachbarschaft von Erzeugung und Verbrauch, nicht gelten. Es müsste der Primärenergiefaktor für Erdgas angesetzt werden.

Daher soll die Nutzung hier nicht als Variante dargestellt werden.

BHKW Bioethanol

Einige wenige Hersteller bieten BHKW an, die mit Bioethanol betrieben werden. Dadurch werden zwei Vorteile gebündelt. Die energieeffiziente Energiewandlung durch Kraft-Wärme-Kopplung und die Versorgung durch einen primärenergetisch günstigen, Biomasse basierten, Brennstoff.

Die Mehrkosten für das BHKW selbst sind gering. Allerdings fallen größere Mehrkosten an für die Brennstofflagerung. Es werden explosionsgeschützte Tanks benötigt. Der Energiegehalt ist verglichen mit Heizöl deutlich geringer, so dass entsprechend größeres Tankvolumen benötigt wird. Die Versorgung erfolgt wie bei Heizöl per Tanklaster.

Die Auswahl an Bioethanol Produzenten bisher sehr gering. Unter den aktuellen Bedingungen, speziell den Marktpreisen von Bioethanol, ist der Betrieb von Bioethanol in BHKW in Deutschland noch nicht wirtschaftlich.

Alternativ könnte mit dem verbreiteteren Brennstoff E85 befeuert werden, das wäre auch ohne grundlegende Umrüstung der Anlage möglich. Die Brennstoffkosten und Tankproblematik sind ähnlich.

Brennstoff, Bilanzierung

Bioethanol kann auch aus Bioabfall hergestellt werden. Der energetische Aufwand für den Anbau der Biomasse entfällt dann. Die Raffinierung ist nicht besonders energieaufwendig. Mangels greifbarer Herstellerdaten wird hierfür als Schätzung ein Primärenergiefaktor von 0,2 angesetzt (wie für Holzpellets). Die spezifischen CO₂-Emissionswerte werden ebenfalls auf den Wert für Holzpellets gesetzt.

Der aktuelle Stand der EnEV und auch die Novelle 2014 erkennt flüssige Biomasse nicht als primärenergetisch effizienten Energieträger an. Stattdessen muss gemäß EnEV ein hoher Primärenergiefaktor von 1,1 (Erdgas) verwendet werden. Dies ist wohl aus der Historie begründet, da flüssige Biomasse bisher vor allem Palmöl war, das in der realen Produktionskette viele negative Effekte bewirkte (Abholzung, Monokultur). Flüssige Biomasse wurde daher angesichts dieser Praxiserfahrung pauschal „abgewertet“.

Mittelfristig sollte sich das vorgeschlagene Bioethanol jedoch als primärenergetisch effizienter Energieträger zertifizieren lassen, so dass dies auch in der EnEV entsprechend bewertet wird. Die Nutzung in geeigneten BHKW ermöglicht de facto eine hervorragende Energiebilanz.

Da die Verwendung in Brennern/Kesseln aufgrund der Brennstoffeigenschaften (Siedepunkt, Explosionsfähigkeit) problematisch und daher technisch nur aufwendig zu lösen ist, gibt es kaum erhältliche Geräte auf dem Markt. Folglich muss bisher als Spitzenlastdeckung ein üblicherweise mit Erdgas betriebener Brenner ergänzt werden.

Der angenommene Primärenergiefaktor ergibt eine sehr gute Primärenergiebilanz.

9.3.6 Wärmepumpe

Bewertung

Das Konzept Wärmepumpe kann aus Sicht der besten erreichten Primärenergieeinsparung und mit Blick auf die globale Energieversorgung empfohlen werden. Der Energiebedarf wird zu einem erheblichen Teil durch die PV-Anlage gedeckt. Die Konkurrenzvarianten mit Nutzung von Pellets oder Erdgas werden dagegen mit steigendem weltweitem Energiebedarf zunehmend problematischer, sowohl kostentechnisch als auch ökologisch.

Ein sehr guter endenergetischer Wirkungsgrad der Kombination Wärmepumpe und Heizverteilsystem ist dabei Voraussetzung. Dies kann nur erreicht werden, wenn die gegebene Temperatursensibilität der Anlage ausreichend berücksichtigt wird und die vorgestellten Optimierungsmaßnahmen realisiert werden. Das erfordert genaue Planung, intelligente Regelung und Qualitätssicherung.

Die Übertragbarkeit ist abhängig von der thermischen Eignung des Erdreichs als kostengünstige Wärmequelle (Geologie des Standorts). Zudem muss die Wärmeverbrauchsseite eine niedrige Heizkreistemperatur ermöglichen (z.B. Flächenheizsysteme, Verzicht auf Warmwassernetztemperatur von 60°C).

Planungsgrundlage für Wärmepumpen mit Erdwärmesonden

Als Planungsgrundlage für relativ kleine Anlagen gelten die VDI 4640 „Thermische Nutzung des Untergrunds“ [3] und VDI 4650 „Berechnungen von Wärmepumpen“ [4]. Diese Studie führt keine detaillierte Berechnung dazu durch, sondern beschränkt sich auf die Ermittlung der wichtigsten Eckdaten.

Spezifische Wärmeentzugsleistung des Untergrund 40 W/m bei 1800 Vollaststunden pro Jahr (Angabe für diesen Standort durch das Landesamt für Geothermie Niedersachsen)

Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe, inklusive Verbrauch der Sole- bzw. Primärpumpe = 4,0. Diese Effizienz ist erreichbar durch hohe Qualität in Planung, Regelung und Ausführung. Dafür ist eine ausreichend große Wärmequelle vorzusehen, ggf. thermisch verbesserte Verfüllungsmaterialien für die Erdwärmesonden zu verwenden.

Anhand des Wärmebedarfs, der Wärmeentzugsleistung der Erdwärmesonden und der angenommenen Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe wird die benötigte Sondengesamtlänge bzw. die Anzahl der Sonden für das gesamte Quartier bestimmt: 14 Sonden x 100 m/Sonde = 1400 m (entspricht 1,75 Sonden á 100m pro Haus). Die Wärmequelle wurde bewusst etwas überdimensioniert, um eine gute Jahresarbeitszahl zu begünstigen.

Die Wärmepumpe erzeugt Wärme für Heizung und Trinkwarmwasser. Für beides sind relativ niedrige Netz- und Speichertemperaturen von 50°C vorgesehen (vgl. Abschnitt 6.1 *Verteilnetz Grundkonzept*). Diese Temperaturen kann die Wärmepumpe noch mit guter Effizienz erzeugen.

Kälteerzeugung, passiv oder aktiv, könnte die Jahresarbeitszahl und Auslastung der Wärmepumpenanlage erhöhen. Da bisher Kühlung in vergleichbaren Wohnobjekten eine Ausnahme darstellt, wurde diese Option nicht berücksichtigt.

Wärmepumpen eignen sich als elektrische Verbraucher gut in Kombination mit einer PV-Anlage. Sie erhöhen den Eigenverbrauchsanteil und somit bei dem gegebenen Preisverhältnissen die Wirtschaftlichkeit. Der Strombezugspreis ist fast immer höher als die Einspeisevergütung. Näheres im Abschnitt 3.6 *Bestimmung von Eigenstromverbrauch*.

Mögliche Optimierung:

Kaltes Nahwärmenetz, zyklischer Betrieb mehrere Wärmepumpen. Für größere Erdwärmesondennetze mit mehreren Wärmepumpen ist eine optimierte Betriebsweise möglich. Diese wird in Abschnitt 6.4 *Anpassung Wärmepumpenbetrieb (kaltes Nahwärmenetz)* beschrieben.

Alternative Wärmequellen für die Wärmepumpe

Neben Erdwärmesonden gibt es weitere mögliche Wärmequellen, die hier jedoch verworfen wurden.

■ Außenluft

Außenluft bietet im Winter bei höchstem Heizbedarf die geringsten Quelltemperaturen und somit schlechteste Effizienz. Zudem sind Lärmbelästigungen durch die Ventilatoren der Außeneinheit zu befürchten.

■ Grundwasserbrunnen

bieten potenziell gute Energieeffizienz. Die Nutzung über den kostenintensiven Bau von Förder- und Schluckbrunnen erfordert allerdings genauere Planung, Eignung des Untergrunds, behördliche Genehmigung und entsprechende Kostenkalkulation. Daher können Brunnen nicht an allen Standorten eingesetzt werden und sind insofern als Variante schlecht übertragbar.

■ Solarthermiekollektoren gekoppelt mit Eisspeicher oder Erdwärmesonden.

Dazu wurden bereits Untersuchungen angestellt und Pilotanlagen in Betrieb genommen. Die Einbindung von Solarthermie soll das Temperaturniveau der Wärmequelle anheben und dadurch die Effizienz der Wärmepumpe verbessern. Der Effizienzgewinn, verglichen mit dem Mehraufwand an Planung und Hardware ist bisher noch nicht überzeugend, für die Planung liegen noch keine belastbaren Grundlagen vor. Eine Anlagenüberwachung durchgängige erscheint notwendig. Insgesamt erscheint das Konzept für kleinere Objekte aufgrund des Zusatzaufwands in Planung und Betrieb bisher nicht empfehlenswert.

9.3.7 Ausblick

- Die hier vorgestellten PV-Anlagen sind für sich gesehen kaum wirtschaftlich, die finanzielle Rendite liegt zwischen 0,7 und 1,6% p.a. (eigenfinanziert). Dies liegt daran, dass aus Bilanzgründen eine große PV-Energiemenge nötig ist, der Eigenstromverbrauch (auch mit den vorgestellten Eigenstromverbrauchsoptimierungen) jedoch dann vergleichsweise gering bleibt.
- Im Einfamilienhaus ohne Nullenergie-Anspruch herrschen üblicherweise andere PV-Anlagengrößen- und Verhältnisse vor. Die bilanzielle Deckung reicht dort in etwa für den Gesamtstromverbrauch, aber nicht zusätzlich für die Wärme. Entsprechend höher sind der Eigenstromanteil und die Wirtschaftlichkeit (aktuell sind Renditen zwischen 3 und 5 % erreichbar).
- Strom als Energieträger ist ein entscheidender Kernaspekt der meisten Strategien zu Minimierung des bilanziellen Primärenergieeinsatzes, so auch in den hier vorgestellten Varianten. Die netzseitige Erzeugung auf deutscher und europäischer Ebene wird sich in den kommenden Jahren und Jahrzehnten ändern. Der Primärenergiefaktor für Strom wird zukünftig niedriger. Dies senkt den Primärenergieverbrauch für alle Stromverbraucher. Es werden daher alle vorgestellten Ergebnisse der Studie verschoben. Primärenergetisch gesehen wird der Einsatz von Wärmepumpen begünstigt, der Einsatz von PV-Anlagen dagegen weniger wirksam.
- In Zukunft wird das Stromnetz zunehmend „smarter“ werden. Erzeuger und Verbraucher werden kostenmäßig bevorteilt, wenn sie vom Netz aus steuerbar werden (Anreizbildung). Sobald derlei Entwicklungen im Versorgungsgebiet Realität werden, müssen die vorgestellten Versorgungskonzepte ggf. neu bewertet werden. Wärmepumpe und BHKW werden dadurch vermutlich besser gestellt.
- Biogene Brennstoffe werden im Zuge der Energiewende verstärkt zum Einsatz kommen. Die erhöhten Mengen führen zu veränderten Produktionswegen. Die aktuellen Parameter (Primärenergiefaktoren, spezifische CO₂-Emissionen, Kosten) werden angepasst werden müssen, wobei auch Erhöhungen denkbar sind. Feinstaubemissionen in Ballungsräumen müssen ebenfalls bedacht werden.
- Die aktuell schlechte Bewertung von flüssigen und gasförmigen biogenen Energieträgern (ohne direkten räumlichen Zusammenhang zwischen Produktion und Verbrauch) sollte generell neu gestaltet werden. Der Einsatz von Bioethanol und Biogas (Einleitung von aufgereinigtem Biogas in das öffentliche Gasnetz) ist heute in vielen Fällen primärenergetisch de facto sinnvoll. Dies sollte auch durch die ordnungspolitisch festgelegten Rechenwerte berücksichtigt werden. Damit sich die energetisch und wirtschaftlich bereits sinnvollen Konzepte auch durchsetzen können, sollten baldmöglichst die aktuellen politischen Rahmenbedingungen angepasst werden.

9.4 Bestimmung von Eigenstromverbrauch

Der Eigenstromverbrauch bei stromerzeugenden Anlagenkonzepten ist energetisch nicht relevant, bzgl. der Emissionen geringfügig relevant, wirtschaftlich jedoch entscheidend. Die Bestimmung des Eigenstromanteils wurde daher für die relevanten Anlagenkombinationen rechnerisch bestimmt. Dazu werden die beiden Lastgänge (PV-Erzeugung und Stromverbrauch im Objekt) überlagert und die Schnittmengen als Bilanz gebildet. Diese Schnittmenge ist der Eigenverbrauch.

Optional wird ein Elektrospeicher simuliert, der im Rahmen seiner Kapazität erzeugte Energie zwischenspeichern kann und wieder abgibt, sobald der aktuelle Verbrauch die Erzeugung überwiegt. Es ergibt sich somit eine zusätzliche Schnittmenge aus gespeicherter Energie und Verbrauch und der Eigenverbrauch wird erhöht.

Diese Rechnung wird in einer Tabellenkalkulation (Excel) durchgeführt, die Rechenschritte sind 15 Minuten Intervalle, Berechnungszeitraum ist ein Jahr.

Für das Ergebnis ist entscheidend, dass für die Rechnung realitätsgetreue Lastgänge in die Rechnung eingegeben werden. Dafür werden verschiedene Quellen bzw. Modellierungen verwendet. Der Lastgang wird rechnerisch als Datenverlauf proportional so skaliert, dass die Energiemenge der zu bewertenden Verbrauchs/Erzeugungssituation resultiert (z.B. der Jahresenergie an produziertem PV-Strom, Annahme für Jahresverbrauch Haushaltsstrom). Im Falle von wärmegekoppelten Energiemengen (Wärmepumpe, BHKW) wird der Modelllastgang monatsweise unterschiedlich skaliert, um die monatlichen Wärmemengen zu berücksichtigen. Dadurch wird die saisonale Abhängigkeit der Verläufe in guter Näherung berücksichtigt. Stufenförmige Lastgänge sind insofern realistisch, da jeder der Wärmeerzeuger im Wesentlichen in An/Aus-Betrieb und auf einen Speicher arbeitet. Folgende Lastgänge wurden verwendet:

- PV (Stromerzeugung): Messdaten einer tatsächlichen, vergleichbaren PV-Anlage
- Haushaltsstrom (Stromverbrauch): Modelllastprofil Klasse Wohngebäude, vom Versorger enercity
- Lüftungsanlage (Stromverbrauch): Dauerbetrieb auf Nennleistung. Lüftung (mit Wärmerückgewinnung) ist in der Wärmebedarfsrechnung vorausgesetzt und muss somit auch im Strombedarf berücksichtigt werden.
- Wärmepumpe (Stromverbrauch): Betrieb zwischen 6.00 und 18.00h mit einer Leistung, die sich aus dem monatlichen Wärmeverbrauch und einer angenommenen (konstanten) Effizienz der Wärmepumpe ergibt. Es wird angenommen, dass eine entsprechende Anlagenregelung auf anliegende PV-Erzeugungsleistung (die statistische Ertragsspitze liegt mittags) reagiert und die Wärmepumpe aktiviert. Da keine zeitaufgelöste Anlagensimulation durchgeführt wurde, wird dieser Effekt mit der genannten, für Eigenverbrauch günstigen, Modellierung der Betriebszeit angenähert. Möglicher Dauerbetrieb im Heizlastfall (selten) wird hier ignoriert.
- BHKW (Stromerzeugung): Wärmegeführt. Betrieb zwischen 6.00 und 24.00h (Wärmeerzeugung und –Speicherung vorzugsweise zu Zeiten hohen Stromverbrauchs). Die Leistung ergibt sich aus den monatsweise bestimmten Wärmeverbräuchen in Verbindung mit dem Deckungsgrad, Stromwirkungsgrad und Wärmewirkungsgrad des BHKW.

- Die Wärme- und Stromverbrauchswerte entsprechen den Werten gemäß Abschnitt 4.2 *Tabelle Ergebnisübersicht*. Die Deckungsgrade der BHKW beeinflussen die erzeugte Strommenge und somit den Eigenverbrauch. Sie werden in den Variantenbeschreibungen aufgeführt. Wärmepumpen werden mit 100% Deckungsgrad für die Wärmeerzeugung angenommen.

9.5 Wirtschaftlichkeitsberechnung Photovoltaik

Für die technische Realisierbarkeit und eine belastbare, vergleichbare Berechnung der PV-Anlagen wurde eine Vorplanung aufgestellt. Hierfür wurden alle Kosten netto angegeben. Angaben zur Rendite sind unabhängig von der Darstellungsform in Betrachtung brutto oder netto.

Folgende Annahmen gelten für die hier durchgeführte Berechnung:

- Die ausgewählten Dachflächen werden jeweils fast maximal ausgenutzt, es gibt keine störenden Einbauten. Die spätere Kalkulation erfolgt rechnerisch dagegen mit beliebig geteilten Dächern (anteiligen „PV-Basisdächern“)
- „Degradation“. Jährliche Leistungsreduzierung durch Alterung der Module und somit Ertragseinbuße von 0,5% pro Jahr. Für die Kalkulation wurde vereinfachend der Jahresdurchschnitt an Ertrag über die Betrachtungszeitraum verwendet.
- Installationszeitpunkt Juli 2014 (vor Wirksamwerden einiger Aspekte der EEG Novelle)
- Reguläre EEG-Umlage 6,24 ct/kWh, reduzierte EEG Umlage 4,24 ct/kWh
- Es wurden polykristalline Module, mit überdurchschnittlich hoher Effizienz (15,2%) ausgewählt. Ziel ist den für die Nullenergiebilanz benötigten hohen Beitrag auf begrenzter Dachfläche zu ermöglichen.
- Die PV-Anlagen wurden als Indachanlagen konzipiert. Dies ermöglicht eine optimal homogene, unauffällige Ansicht. Ein Indachsystem ist zwar prinzipiell teurer als Aufdachsysteme, es kann allerdings eine Dacheindeckung durch Ziegel voll ersetzen. Dies ist im Falle eines Neubaus oder, wie hier, der kompletten Dachsanierung optimal ausnutzbar. Die tatsächlichen Kosten wurden kalkulatorisch um die eingesparten Dachziegel reduziert. Damit wird die Indachanlage günstiger als eine vergleichbare Aufdachanlage. Es gibt Indachsysteme, die eine ausreichende Hinterlüftung ermöglichen, so dass keine Erwärmung gegenüber Aufdachsystemen, mit entsprechenden Ertragseinbußen, auftritt. Daher wurde der Ertrag hier ohne eine erhöhte Temperatur gerechnet.
- Die PV-Anlagen wurden sowohl bilanziell, als auch im Lastgang zusammengefasst, gleiches gilt für die angesetzten Eigenstromverbraucher (vgl. Abschnitt 3.6 *Bestimmung von Eigenstromverbrauch*). Wenn kleinere Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten gebildet werden (z.B. 1 Haus) wird der verbrauchsseitige Lastgang statistisch wesentlich ungleichmäßiger, die relativen Lastspitzen höher. Solche Lastspitzen können durch die gegebene PV-Leistung nicht gedeckt werden, dadurch sinkt der Eigenstromanteil deutlich. Die Zusammenlegung vieler Einheiten ist also vorteilhaft für den Eigenverbrauch und sollte technisch auch realisiert werden. Das setzt für den Optimalfall voraus, dass alle 8 Häuser (2 Zeilen) einen gemeinsamen Stromanschluss netzseitig mit entsprechender Anschlussleistung erhalten. Das kann bedeuten, dass zwischen den Häuserzeilen eine zusätzliche Stromleitung verlegt werden muss. Die Leitungsführung innerhalb eines

Hauses bleibt unverändert. Im Kellerbereich muss zwischen den Häusern eine Verbindungsleitung ergänzt werden.

- Eventuelle Mehrkosten dafür wurden in der Studie nicht berücksichtigt, werden aber als vergleichsweise gering eingestuft. Im Neubau ist dies ohnehin ohne Mehrkosten zu bewerkstelligen.

Eignung der Dächer für Photovoltaikanlagen:

Nicht alle der Dächer eignen sich optimal zur PV-Nutzung. Norddächer wurden nicht für eine Nutzung vorgesehen. Einige der Süddächer haben bereits merkliche Teilverschattung. Um den PV-Ertrag der schlechteren Dächer zu maximieren wäre die Kappung einiger Baumkronen nötig. Dies ist zwar generell möglich, wurde hier jedoch nicht vorgesehen. Die Erträge der Dächer wurden wie folgt bestimmt:

Kalkulationsdaten der möglichen PV-Dächer		
Ausnutzung der Dachfläche für ein Dach durch Module		ca. 95%
Durch Module genutzte Fläche pro Dach		104 m ²
Dachneigung		36°
Ausrichtung		Süd +14°
Nennleistung und Erträge		
	Nennleistung	Ertrag
Unverschattet, pro Dach Hausnr. 9, 10, 11, 12	16 kWp	930 kWh/kWp 14.125 kWh/a
4 unverschattete Dächer	64 kWp	56.500 kWh/a
Teilverschattet, pro Dach Hausnr. 8 und 13	16 kWp	750 kWh/kWp 11.400 kWh/a
2 teilverschattete Dächer	32 kWp	22.800 kWh/a
2 Dächer mit schlechter Verschattung	-	-
Kalkulationsbasis 5 PV Dächer (4 unverschattete, 1 teilverschattete Dächer)		
Modulfläche		535 m ²
Nennleistung		80 kWp
Jahresertrag		894 kWh/(kWp*a) 67.900 kWh/a



Abbildung 3 : Luftbild des Quartiers. Hausnummer 5 und 7 sind bereits saniert und nicht Bestandteil der Machbarkeitsstudie. Die Verschattung ist im Sommer noch stärker als auf diesem im Frühling aufgenommenen Foto zu erahnen. Quelle: Google maps

Zur Erreichung der „Null-Emissions-Grenze“ wurde folgende Kombination als sinnvolle Grundlage bestimmt: 5 Dächer, 80 kWp, ca. 67.900 kWh/a. (Modulfläche insgesamt 335 m²) Auf Basis dieser Anlage (Kosten, Erträge) wurde rechnerisch ein „PV-Referenzdach“ definiert. Ein virtuelles Dach entspricht rechnerisch 1/5 der 5 genannten Dächer. Je nach Variante ist eine entsprechende Anzahl an virtuellen Dächern nötig, um die Null-Emissions-Grenze zu erreichen. Kosten und Erträge für die benötigten PV-Anlagen wurden in den folgenden Schritten nicht mehr einzeln berechnet, sondern nur noch als Mehrfaches eines virtuellen PV-Daches.

9.5.1 Montage und Verteilungsstruktur der PV-Anlagen

Üblicherweise werden die PV-Anlagen für jedes Haus einzeln geplant. Dann erhält jedes Haus einen PV-Erzeugungs- und einen Zweirichtungszähler, der Eigenverbrauch einer einzelnen PV-Anlage wird auf jeweils 7 Wohneinheiten aufgeteilt.

Aus Kostengründen (weniger Zähler) und für einen verbesserten Eigenverbrauch (Vergrößerung des Pools; Vergrößerung des Gesamtverbrauchs: alle Häuser verbrauchen Strom, aber nicht alle erhalten PV-Dächer) sollten jedoch alle Verbraucher (Häuser) und alle Erzeuger (PV-Dächer) zusammengefasst werden. Die Zusammenlegung aller PV-Anlagen und aller Häuser ist nur möglich, wenn eine neue – gemeinsame – Hauptverteilung geschaffen wird (bzw. eine Verteilung pro Häuserzeile). Dann werden nur ein

gemeinsamer PV-Erzeugungszähler und ein gemeinsamer Zweirichtungszähler benötigt.

Die Studie geht von einer Zusammenlegung aus. Die Mehrkosten für eine verlängerte Leitungsführung müssten in einem weiteren Schritt noch ermittelt werden und wurden hier nicht berücksichtigt.

9.5.2 Daten für Kalkulation

Kombination aus 5 Dächern (Basis für PV-Referenzdächer)
5 Dachanlagen, davon 4 unverschattet und 1 mäßig verschattet

Abweichend zu den sonstigen Berechnungsschritten dieser Studie wird 100%ige Eigenfinanzierung angenommen. Übereinstimmende Annahmen sind 0% Strompreissteigerung und 0% Inflation.

Die Kostenkalkulation berücksichtigt die Kosteneinsparung für die konventionelle Dacheindeckung durch das Indachsystem. Die Höhe der EEG Umlage beeinflusst die Wirtschaftlichkeit deutlich und ist abhängig vom Betreiberkonzept, hier unterschieden nach den drei Konstellationen A, B, C. Je nach beteiligten Eigenstromverbrauchern (z.B. Wärmepumpen) sind nicht alle Betreiberkonzepte möglich (vgl. Abschnitte 9.5.3 *Eigenstromnutzung / Betreiberkonzepte* und 9.5.4. *Kalkulation der PV-Konstellationen*).

Kalkulationsdaten der PV-Basisanlage („PV-Basisdach“)	
Inbetriebnahme der PV-Anlage	Juli 2014
Degression der EEG-Einspeisevergütung	
Feb.-Apr. 2014	1,00 %
Mai-Juli 2014	1,40 %
Einspeisevergütung für 5 Dächer (80 kWp)	11,50 ct/kWh
Eingesparte Dachziegel	20.000,- €
Investitionskosten pro kWp	1.625,- € netto
Investitionskosten gesamt bei 80 kWp (Eingesparte Kosten für Dacheindeckung sind hier berücksichtigt)	130.000,- € netto
Stromgestehungskosten	
Konstellation B und C	12,73 ct/kWh
Konstellation A	12,14 ct/kWh
Laufende Kosten:	
- Versicherungen	10,- €/(kWp*a)
- Rückstellungen/Reparaturen	12,- €/(kWp*a)
- Zählermiete	40,- €/a
- Verwaltungskosten	
(Konstellation B und C)	500,- €/a
(Konstellation A)	100,- €/a
Stromverbrauch pro Wohneinheit	1.064 kWh/a
Stromverbrauch pro Haus (Alle 8 Häuser werden als Verbraucher angesetzt!)	7.020 kWh/a

Strombezugspreis Netzbezug für Verbraucher brutto netto (effektiver MwSt.-Anteil: 16%)	29,0 ct/kWh 25,0 ct/kWh
EEG-Umlage regulär, für Konstellation 2 und 3 reduzierte EEG-Umlage für Konstellation 1	6,24 ct/kWh 4,24 ct/kWh

Einflüsse auf die Wirtschaftlichkeit

Die hier aufgeführten Aspekte sind energetisch nicht relevant, jedoch hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit und ggf. der Akzeptanz entscheidend für die Realisierbarkeit solcher Konzepte.

Die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlagen ist einerseits abhängig vom Eigenverbrauch, zudem aber auch von der vertriebsrechtlichen Konstellation aus Verbraucher und Anlagenbetreiber.

Die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage ist nur gegeben, wenn ein hoher Eigenverbrauchsanteil erreicht wird (Einspeisevergütung ist geringer als Strombezugspreis). Je größer die Anlage (wünschenswert für Nullenergiebilanz), desto geringer ist jedoch der erreichbare Eigenverbrauchsanteil. Daneben ist die rechtliche Situation zwischen Anlagenbetreiber und Eigenverbraucher relevant. Hier entscheidet sich, ob der Verbraucher die EEG-Umlage (aktuell 6,24 ct/kWh) zahlen muss oder nicht.

Wirkung der EEG-Umlage

Wird der erzeugte Strom vor Ort von Dritten genutzt, ist eine um 2 ct/kWh reduzierte EEG-Umlage fällig. Will also beispielsweise der Hauseigentümer, der gleichzeitig Eigentümer der PV-Anlage ist, den erzeugten Strom an seine Mieter – also „an Dritte“ – verkaufen, muss er eine „reduzierte EEG-Umlage“ in Höhe von (Stand 2014-07) 4,24 ct/kWh zahlen (diesen Betrag wird er natürlich an die Käufer weitergeben, entsprechend hoch fällt der Endverbraucherpreis aus). Dies gilt jedoch nur, wenn für jede Wohneinheit separate Zähler vorhanden sind.

Dies lässt sich umgehen, indem der Anlagenbetreiber die PV-Anlage komplett oder auch nur teilweise an den Wohnungsmieter vermietet. So ist dieser (Mit-) Betreiber der PV-Anlage und damit von der EEG-Umlage befreit, wenn er den Strom selbst verbraucht. Die Unterschiede dieser Betreiberkonzepte werden nachfolgend im Detail beschrieben. Generell wird davon ausgegangen, dass der Anlagenbetreiber nur minimalen Gewinn (zur Risikoabdeckung) macht. Günstige Wirtschaftlichkeit wird also an den Endverbraucher weitergegeben, ebenso aber die ggf. fällige EEG-Umlage.

9.5.3 Eigenstromnutzung / Betreiberkonzepte

Betreiberkonzept 1: „Teilanlagen mieten“

Der PV-Anlageneigentümer vermietet den Solarstromnutzern – also den Wohnungsmietern – einen ideellen Anteil der Anlage von X% der Nennleistung zur Mitnutzung. Somit werden die Mieter zum Anlagenbetreiber, daher wird keine EEG-Umlage fällig. Die Mieter nutzen entsprechend dem ideellen Anteil den Stromertrag der Anlage selbst.

Abrechnungsmethode

Die Miete für die Mitnutzung der Anlage („PV-Miete“) ist monatlich als Festbetrag an den Anlageneigentümer zu entrichten. Sie basiert auf dem vorab kalkulierten jährlichen Eigenverbrauchsanteil des Solarstromnutzers. Der Anlageneigentümer erhält neben der „PV-Miete“ für den eigenverbrauchten Strom die EEG-Vergütung für den überschüssigen, eingespeisten Strom. Der vom Mieter aus der Anlage bezogene Strom wird jeweils zum Ende des Kalenderjahres mit dem insgesamt von der Anlage erzeugten Strom abgeglichen. Unterschreitet oder überschreitet der bezogene Strom seinen ideellen Anteil nennenswert, erfolgt z.B. eine Anpassung der prozentualen ideellen Miete im darauf folgenden Kalenderjahr oder eine Ausgleichszahlung.

Nachteil

Der Eigenstromverbrauch des Mieters, also des Anlagenbetreibers, muss direkt zugeordnet werden können. Das setzt rechtlich und technisch voraus, dass die Gesamtanlagen in viele kleine Einzelanlagen zerteilt werden, mit eigenen PV-Modulgruppen, Wechselrichtern und einzelnen Zweirichtungszählern. Aufgrund des höheren Aufwands an Hardware, Installation und Abrechnung kann diese Variante für die vorliegenden kleinen Verbrauchseinheiten nicht wirtschaftlich werden. Zudem wird der Eigenstromverbrauchsanteil aufgrund des volatileren Lastgangs der kleinen Verbrauchseinheiten deutlich schlechter.

Betreiberkonzept 2: „Dritte vor Ort beliefern“

In dieser Konstellation ist der Gebäudeeigentümer oder ein Fremdinvestor der Eigentümer der PV-Anlage und gleichzeitig Anlagenbetreiber. Oder der Fremdinvestor vermietet die PV-Anlage an den Gebäudeeigentümer, der damit zum Anlagenbetreiber wird.

Die PV-Anlage wird so realisiert, dass der Strom vorrangig vor Ort verbraucht wird; der Überschuss wird ins Netz eingespeist. Es sind ein PV-Erzeugungszähler und ein Zweirichtungszähler erforderlich.

Der Anlagenbetreiber verkauft den solar verbrauchten Strom an die Mieter, kauft den erforderlichen Restbezugsstrom ein und verkauft diesen ebenfalls an die Mieter; er wird somit vollständig zum Stromhändler und privaten Messstellenbetreiber, woraus u.a. Anzeige- und Mitteilungspflichten gemäß § 45, 46, 49, 51 EEG resultieren. (Die Zähler der Mietwohnungen können aber auch von einem Dienstleister, z.B. dem Netzbetreiber, abgelesen werden). Für den überschüssigen solaren Strom, der in das öffentliche Netz eingespeist wird, erhält der Anlagenbetreiber die EEG-Einspeisevergütung.

Die einzelnen Mietparteien erhalten also keine separate Lieferung von Solar- und Netzstrom, (hierfür wären weitere Zähler pro Wohneinheit erforderlich) sondern sogenannter Mischstrom. Somit ist in diesem Fall die Zahlung der EEG-Umlage (voll = 6,24 bzw. reduziert = 4,24 ct/kWh) fällig. Die Zahlung der EEG-Umlage kann aus rechtlichen Gründen (bei den technisch vernünftigen Anlagenkonstellationen) nicht umgangen werden.

Abrechnungsmethode

Die Mieter zahlen ein Nutzungsentgelt in Form eines Solarstromtarifs für den eigenverbrauchten Strom an den Anlagenbetreiber. Für den selbst verbrauchten Strom muss der Anlagenbetreiber die EEG-Umlage abführen, diese Kosten werden an den Mieter weitergereicht.

Mögliche Berechnung des Solarstromtarifs:

Strompreis_solar für Endverbraucher

= Strompreis der Anlage (Stromgestehungskosten, inkl. Zählermiete etc.)

+ gewünschter Gewinn

+ EEG-Umlage

Die Kosten für den Restbezugsstrom reicht der Anlagenbetreiber an die Mieter weiter (entweder 1:1 oder mit Aufschlag).

Es gibt grundsätzlich 3 Möglichkeiten, den eigenverbrauchten Solarstrom auf die einzelnen Wohneinheiten umzurechnen. In Variante 1 und 2 wird der Eigenverbrauchsanteil pro Mieter messtechnisch nicht einzeln erfasst.

1. Aufteilung des gesamten Eigenverbrauchs auf die Wohneinheiten in gleichen Teilen (z.B. Eigenverbrauch von 3.500 kWh, verteilt auf 7 Wohneinheiten → 500 kWh pro Wohneinheit werden mit Solarstromtarif abgerechnet (einfachste Methode, hierauf basiert die Wirtschaftlichkeitsberechnung)
2. Prozentuale Aufteilung des Eigenverbrauchs auf die Wohneinheiten. (Hier profitiert der Mieter mit dem höchsten gesamten Stromverbrauch am meisten, da auch sein Anteil am eigenverbrauchten Strom am höchsten ist.)
3. Genaue Abrechnung der einzelnen Wohneinheiten mittels 4-Quadrantenzähler und virtuellen Zählpunkten, die den tatsächlichen solaren Eigenverbrauch pro Wohneinheit ermitteln. Dies ist die „fairste“ Methode, aber mit Mehrkosten für den Zähler und die virtuellen Zählpunkte verbunden. Jeder Wohnungszähler muss datentechnisch mit einem zentralen Rechenwerk verbunden werden.

9.5.4 Kalkulation der PV-Konstellationen

Um die Abhängigkeit der Wirtschaftlichkeit vom Eigenverbrauch zu ermitteln und die korrekten Daten für die jeweiligen Gesamtvarianten zu erhalten, wurden drei Konstellationen berechnet. Der Eigenstromverbrauch als benötigter Eingabeparameter wurde auf Basis einer Lastganganalyse detailliert ermittelt (vgl. Abschnitt 3.6 *Bestimmung von Eigenstromverbrauch*).

Technisch verwirklicht wird dies durch entsprechende Gestaltung des Stromlaufs und die unterschiedliche Setzung der relevanten Zähler, der Eigenstromverbrauch wird so abrechnungstechnisch korrekt ermittelt. In allen Fällen bleibt die Energie- (und Emissions-)bilanz, der erzeugten und eingespeisten Strommenge unabhängig davon.

Das Kernergebnis ist der Mischstromtarif. Dies ist der Preis, den der Endverbraucher pro verbrauchte kWh zahlen muss. Dieser Wert wird in die Gesamtwirtschaftlichkeitsrechnung für die zutreffende Variante übernommen. Er ergibt sich aus den Mengen und Preisen von Eigenverbrauch, Einspeisung und Netzbezug. Er ist in der weiteren Kalkulation nur für die angegebenen Eigenverbraucher zu verwenden. Die übrigen Verbraucher (Strommengen) werden über das Netz versorgt und müssen daher mit dem üblichen Netzstrompreis kalkuliert werden.

Zusätzlich ist die Rendite angegeben. Dieser Wert bezieht sich nur auf die PV-Anlage unter Berücksichtigung des Eigenverbrauchs und erlaubt einen Vergleich zu sonstigen PV-Projekten, wird hier jedoch nicht weiter verwendet.

Die am Eigenstrom beteiligten Verbraucher sind in der ersten Spalte genannt. Konstellation A erlaubt rechtlich die Kostenumlage des Eigenverbrauchs auf die Wärmeversorgung (Wärmepumpe) und die Nebenkosten (Lüftungsanlage). Hierbei wird die reduzierte EEG-Umlage fällig.

Renditen, in Abhängigkeit von der Konstellation der Eigenverbraucher und der Betreiberkonzepte (Nettoangaben)						
Konstellation (Eigenverbraucher)	Gesamtverbrauch 8 Häuser [kWh/a]	Eigenverbrauch [%]	EEG-Umlage [ct/kWh]	Mischstrom-Tarif [ct/kWh]	Effektiver Überschuss [€/20a]	Rendite p.a. [%]
A: Wärmepumpe + Lüftung	45.541	29,47	4,24	23,82	22.376	1,6
B: Wohnung + Lüftung	62.728	34,28	6,24	24,31	9.263	0,7
C: Wohnung + Lüftung + Wärmepumpe	101.700	51,11	6,24	23,98	22.179	1,6

Der Anlagenbetreiber verkauft Strom sowohl aus dem Netz, als auch aus der PV-Anlage an den Endverbraucher zu einem fixen Preis. Dieser „Mischstromtarif“ wird wie folgt kalkuliert:

Arbeitspreis Restbezugsstrom: 25,00 ct/kWh
 Arbeitspreis PV-Strom: 23,00 ct/kWh
 Stromgestehungskosten PV: 12,73 ct/kWh
 (12,73 ct + EEG-Umlage 6,24 ct + Aufschlag 4,03 ct = 23,00 ct/kWh)

Unter Berücksichtigung des errechneten Eigenverbrauchs und spezifischen EEG Umlage entstehen folgende Mischstromtarife:

Konstellation A:
 $29,47\% * 21 \text{ ct (um 2 ct/kWh red. EEG-Umlage!)} + 70,53\% * 25 \text{ ct} = 23,82 \text{ ct}$

Konstellation B:
 $34,28\% * 23 \text{ ct} + 65,72\% * 25 \text{ ct} = 24,31 \text{ ct}$

Konstellation C:
 $51,11\% * 23 \text{ ct} + 48,89\% * 25 \text{ ct} = 23,98 \text{ ct}$

In der Renditeberechnung wird die eigenverbrauchte Strommenge mit einem kalkulatorischen "eingesparten Strompreis" pro kWh berücksichtigt. Der "eingesparten Strompreis" berechnet sich wie folgt:

Konstellation A:
 Arbeitspreis PV-Strom 23ct – abzuführende red. EEG-Umlage 4,24ct = 18,76ct

Konstellation B:
 Arbeitspreis PV-Strom 23ct – abzuführende volle EEG-Umlage 6,24ct = 16,76ct

Fazit

Konstellation A und Konstellation C sind in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit nahezu identisch. Der Eigenverbrauch bei Konstellation A ist zwar niedriger, dafür ist aber auch der Verwaltungs-/ Abrechnungsaufwand wesentlich niedriger, da es sich nur um den Allgemiestrom handelt. Zudem ist die EEG-Umlage niedriger.

Für Konstellation B und C ist die Gründung einer „Energie-Genossenschaft“ durch die Mieter zu empfehlen, da sie in diesem Fall doppelten Gewinn aus der PV-Anlage ziehen. Zum einen den geringeren Mischstromtarif und zum anderen den effektiven Überschuss der PV-Anlage.

Für Konstellation A bietet sich an, die Anlage durch den Gebäudeeigentümer zu betreiben, der grundsätzlich für die Abrechnung des Allgeminstroms zuständig ist.

Die Wärmepumpe bewirkt eine deutliche Erhöhung des PV-Eigenverbrauchs und somit potenziell der Wirtschaftlichkeit. Damit eine möglichst geringe EEG-Umlage anfällt (und die Wirtschaftlichkeit belastet) ist ein optimiertes Betreiberkonzept erforderlich. Der Betreiber sollte möglichst die Energie für Heizwärme, Warmwasser und Lüftung als „Warmmiete“ vertreiben.

Die Bildung einer Energiegenossenschaft der Mieter ist denkbar, aber deutlich komplizierter.

9.6 Alternative Erzeuger

Folgende Möglichkeiten für Wärme- bzw. Stromerzeuger wurden untersucht, jedoch aufgrund begrenzter technischer Eignung oder Wirtschaftlichkeit nicht in die Varianten übernommen.

9.6.1 Brennstoffzelle

Brennstoffzellen sind theoretisch als Baustein für ein Nullemissionskonzept im Gebäudebereich gut geeignet. Eine Brennstoffzelle erzeugt aus einem Brennstoff und einem Oxidationspartner über eine kontinuierlich ablaufende chemische Reaktion Strom und als Abfallprodukt Wärme. Der Stromwirkungsgrad liegt bei hohen Werten bis 50% und damit höher als bei BHKW. Die Wärme entsteht bei gut nutzbaren 70°C (PEFC).

Es sind Modelle erhältlich, die mit Erdgas gespeist werden, Nennleistungen von 1 kW bis z.B. 100 kW liefern und als Hausenergie-System ausgerüstet sind.

Die Lebensdauer und somit die Kosten sind jedoch bisher noch unsicher bis problematisch. Die Hersteller geben i.Allg. keine befriedigende Garantie bzgl. der Lebensdauer. Auch die Modularität ist bisher nicht sehr gut, eine Abschaltung (Abkühlung) belastet die Lebensdauer zusätzlich stark. So ist man letztlich auf Grundlastdeckung begrenzt. Entsprechend gering ist der energetische Beitrag.

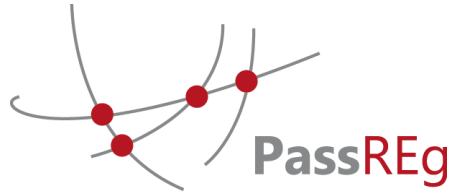
9.6.2 Wärmepumpe (wärmeangetrieben, gasbefeuert)

Seit einigen Jahren sind für den Gebäudebereich Wärmepumpen erhältlich die wiederum durch Wärme angetrieben werden und daher auch mit Erdgas, ggf. Biogas, befeuert werden können. Der Wirkungsgrad ist endenergetisch geringer als bei Kompressions-Wärmepumpen. Allerdings ist der Primärenergiefaktor von Erdgas wesentlich niedriger als der des allgemeinen Strommixes.

Von einer näheren Untersuchung wurde abgesehen, da der energetische Vorteil gering ist und eine Wärmequelle (z.B. Erdwärmesonden) trotzdem benötigt wird. Der resultierende Gesamtprimärenergiefaktor ist nicht so gut, als dass dieser Erzeuger den Bruttprimärenergiebedarf ausreichend senken würde. Insbesondere fehlt hier die wirtschaftlich interessante Kopplungsmöglichkeit mit PV über Eigenstromstromnutzung.

9.6.3 Hackschnitzelkessel

Der Wartungsaufwand für kleine Anlagen (z.B. <math>< 100\text{ kW}</math>) ist unverhältnismäßig hoch. Der Vorteil im Brennstoffpreis gegenüber Holzpellets kann in der Gesamtbetrachtung nicht voll überzeugen. Aufgrund der Anlagencharakteristik ist für Hackschnitzelkessel ein Spitzenlasterzeuger zu empfehlen, was bei der hier benötigten Anlagengröße schlecht vertretbare Zusatzkosten bewirken würde. Es besteht bzgl. der spezifischen CO_2 -Emissionen der Brennstoffe ein minimaler Vorteil von Hackschnitzel gegenüber Pellets (25 zu 27 g/kWh). Dieser geringfügige Vorteil wird durch häufig geringeren Wirkungsgrad der Anlage jedoch kompensiert.



Machbarkeitstudie
Null-Emissions-Quartier

Quellengrund
Hannover

Architektur- und TGA-Planungsbüro
Carsten Grobe Passivhaus
Boulevard der EU 7, [F]INBOX
30539 Hannover
www.passivhaus.de



Co-funded by the Intelligent Energy Europe
Programme of the European Union



PASSIVHAUS.DE



**CARSTEN GROBE
ARCHITEKTUR
GEBÄUDETECHNIK**

Machbarkeitsstudie Null-Emissions-Quartier

Untersuchungsgebiet:
Mehrfamilienhäuser
Baugenossenschaft Oberricklingen e.G.
(mehrgeschossige Häuserzeilen, Baujahr 1960)
Hannover, Quellengrund 8 bis 15

Auftraggeber:
proKlima – Der enercity-Fonds
Glockseestraße 33
30169 Hannover

Auftragnehmer:
Architektur- und TGA-Planungsbüro Grobe Passivhaus
Boulevard der EU 7
30539 Hannover
Tel.: 0511 / 400 649-0
e-mail: info@passivhaus.de
www.passivhaus.de

Stand: Hannover, 24. November 2014
Druck: Hannover, 24. November 2014

Diese Studie wurde im Rahmen des EU-Projektes PassREg erstellt. Das Projekt wird gefördert durch die Europäische Kommission No IEE/11/072/SI2.61592511.

10	Anhang 2, ausführliche Tabellen zu Bilanzen und Wirtschaftlichkeit	1
10.1	Zusammenstellung der verwendeten Daten	1
10.2	Tabelle Ergebnisübersicht (ausgewählte Varianten)	3
10.3	Diagramm (ausgewählte Varianten)	4
10.4	Diagramm (alle berechneten Varianten)	6
10.5	Tabelle Zwischenergebnisse (ausgewählte Varianten), Endenergie	7
10.6	Tabelle Zwischenergebnisse (ausgewählte Varianten), Primärenergie	8
10.7	Tabelle Zwischenergebnisse (ausgewählte Varianten), CO ₂ -Emissionen	8
10.8	Tabelle Zwischenergebnisse (ausgewählte Varianten), Kosten	9

10 Anhang 2, ausführliche Tabellen zu Bilanzen und Wirtschaftlichkeit

10.1 Zusammenstellung der verwendeten Daten

(Identisch mit Bericht)

Daten zur Wirtschaftlichkeit	
Betrachtungszeitraum	20 Jahre
Kreditzinssatz (effektiv)	4,0 %
Barwertzinssatz	4,0 %
Energiepreissteigerung	0 %
Inflation	0 %
Lebensdauer der Anlagen	20 Jahre
Restwerte	0 €
Wartungskosten	spezifisch

Einheitlich verwendete Daten (technisch, endenergetisch)		
Wärmebedarf anlagenseitig: (Leitungsverluste sind hier bereits enthalten und in allen Varianten gleich gesetzt)		
	absolut	spezifisch
Wärmebedarf anlagenseitig für Heizwärme	93.600 kWh/a	30,0 kWh/(m ² a)
Wärmebedarf anlagenseitig für Warmwasserbereitung	59.904 kWh/a	19,2 kWh/(m ² a)
Wärmebedarf anlagenseitig (gesamt)	153.504 kWh/a	49,2 kWh/(m ² a)
Strombedarf Haushaltsstrom gemeinsam genutzte Bereiche	56.160 kWh/a	18,0 kWh/(m ² a)
Strombedarf Lüftungsanlage	6.568 kWh/a	2,1 kWh/(m ² a)
Strombedarf Wärmepumpe (bei JAZ = 4,0)	38.973 kWh/a	12,5 kWh/(m ² a)
Summe Haushalt und gemeinsam genutzte Bereiche + Lüftungsanlage	62.728 kWh/a	20,1 kWh/(m ² a)
Summe Haushalt und gemeinsam genutzte Bereiche + Lüftungsanlage + Wärmepumpenheizung (bei JAZ = 4,0)	101.701 kWh/a	32,6 kWh/(m ² a)
Deckungsgrad BHKW	75%	-
Deckungsgrad Wärmepumpe	100%	-

Arbeitszahl Wärmepumpe (ganzjährig konstant)	4,0	-
Arbeitszahl Wärmepumpe (System mit hoher Qualität)	4,5	-
Stromerzeugung durch ein PV-Referenzdach (Jahresdurchschnitt in Betrachtungszeitraum)	67.900 kWh/a	-

Einheitlich verwendete Daten (ökologisch, primärenergetisch)			
Energieträger	Primär-energiefaktor	spezifische CO ₂ Emission [gCO ₂ /kWh]	Energiepreis (Brutto) [ct/kWh]
Strom-Mix Region Hannover	2,6	940	29
Strom PV Erzeugung	0	110	-
Strom PV Einspeisung (CO ₂ -Gutschrift)	2,6	830	-
Strom BHKW Eigenverbrauch	-	0	-
Strom BHKW Einspeisung (CO ₂ -Gutschrift)	2,6	940	-
Erdgas	1,1	251,9	7,38
Heizöl	1,1	301	-
Holzpellets	0,2	27	6,0
Holzhackschnitzel	0,2	25	-
Biogas	0,4	19	9,0
Rapsöl	0,5	110	-
Bioethanol	0,4 ⁽¹⁾	130	12,1

⁽¹⁾ Es besteht keine offizielle Festlegung für Bioethanol. Als „flüssige Biomasse“ wird gemäß EnEV pauschal 1,1 verwendet. Hier wurde als Annahme in Anlehnung an Biogas 0,4 verwendet.

Einige Werte wurden in den gezeigten Varianten nicht genutzt, sind aber zum Vergleich aufgeführt. Fehlende Einträge wurden in der Studie nicht verwendet.

Für Wärmepumpenstrom wurde bewusst kein Sondertarif angesetzt. Sofern ein solcher durch den Versorger gewährt wird, verbessert sich die Wirtschaftlichkeit der Wärmepumpenvarianten entsprechend.

10.2 Tabelle Ergebnisübersicht (ausgewählte Varianten)

(Identisch mit Bericht)

Die folgende Tabelle führt die zentralen quantitativen Ergebnisse der Studie auf. Ergänzend wird eine qualitative Einstufung gegeben.

Ergebnisübersicht						
	00	01c	02a	03b	04a	04b
Kurzbezeichnung: Erzeuger / Brennstoff / Deckungsgrad [%] / Anzahl PV-Dächer	GasBW Referenz	GasBW PV 8,84 D	Pellet 100% PV 5,65 D	BHKW Erdgas75% GasBW25% PV_6,05 D	WP100% 8,43 D	WP100% 8,08 D
Gesamtkosten Lebenszyklus [€] (inkl. Kreditkosten, barwertig)	546.978	468.334	480.617	434.449	478.230	471.662
Investitionskosten [€] (inkl. Kreditkosten, barwertig)	121.384	394.902	327.141	340.112	501.220	498.958
PE-Einsparung (100% = Nullenergie)	0	92	100	82	110	110
CO ₂ -Einsparung [%] (100% = Nullemission)	0	100	100	100	100	100
Anzahl PV-Referenzdächer [1]	0	8,84	5,65	6,05	8,43	8,08
Fläche PV [m ²]	0	592	379	405	565	541
Einstufung (qualitativ)						
Investitionskosten	niedrig	hoch	mittel	mittel	hoch	hoch
Betriebskosten netto	hoch	niedrig	mittel	niedrig	keine/null	keine/null
Endenergieeffizienz	mittel	mittel	niedrig	mittel	hoch	hoch
Primärenergieeffizienz	niedrig	mittel	hoch	mittel	hoch	hoch
Realisierbarkeit	leicht	leicht	relativ leicht	bedingt	bedingt	bedingt

Erläuterungen:

PV-Referenzdach

104 m² Modulfläche, 95% der nutzbaren Dachfläche, Dachneigung 36°, Ausrichtung süd +14°

Betriebskosten netto

Wartungskosten + Energiekosten + Erlöse

Endenergieeffizienz

Damit ist die Energieeffizienz, bezogen auf die Endenergie des Wärme- bzw. Stromerzeugers gemeint. Dies ist somit ein Bewertungskriterium für die Anlagentechnik, nicht des Energieträgers. Die PV-Anlagen werden dabei ignoriert.

Primärenergieeffizienz

Dies ist ein Bewertungskriterium, was die Anlagentechnik, den Energieträger und die PV-Anlage in Kombination bewertet. Es wird aus der Primärenergieeinsparung gegenüber der Referenzvariante abgeleitet.

Realisierbarkeit

Wie gut ist das Konzept in üblichen Quartieren durchschnittlich realisierbar? Das konkrete Objekt ist jedoch ausschlaggebend. Der Brennstoff Pellet benötigt Lagerfläche und Fördertechnik. BHKW können Lärmbelastung bedeuten. Die Erdwärmesonden für die Wärmepumpe sind aus Platzgründen, Genehmigung oder Geologie ggf. nicht (wirtschaftlich) durchführbar.

10.3 Diagramm (ausgewählte Varianten)

Abbildung 1 zeigt die wichtigsten Ergebnisse der Berechnung. Relative Auftragsung, bezogen auf die Referenzvariante. Kosten sind barwertig angegeben.

Gesamtkosten Lebenszyklus

Investitionen inkl. Kapitalkosten, Wartungskosten, Energiekosten und Erträge

Anteil Investitionskosten an Gesamtkosten der Variante

Nur Investitionskosten, inklusive Kreditkosten bezogen auf Gesamtkosten

Anteil Investitionskosten an Gesamtkosten der Referenzvariante

Wie oben, jedoch immer bezogen auf die Referenzvariante

PE-Einsparung

Primärenergieeinsparung gegenüber der Referenzvariante. 100% bedeutet Nullenergiestandard.

CO₂-Einsparung

Einsparung an CO₂-Emissionen gegenüber der Referenzvariante. 100% bedeutet Erreichen des Nullemissionsniveaus. Alle Varianten (außer der Referenz) wurden auf das Nullemissionsniveau eingestellt (Nullemission ist Planungsziel).

PV-Dächer

Relative Anzahl der benötigten PV-Referenzdächer (Referenzdach = ca. 104 m² Modulfläche, 95% Ausnutzung der südlichen Dachfläche eines Hauses, Dachneigung 36°, Ausrichtung süd+14°, Modulwirkungsgrad 15,2%). 100% bedeutet 8 Dächer. 8 südliche Dächer sind möglich, davon sind 4 unverschattet, 4 weitere leicht teilverschattet.

Ergebnisse, normiert aufgetragen (Auswahl)

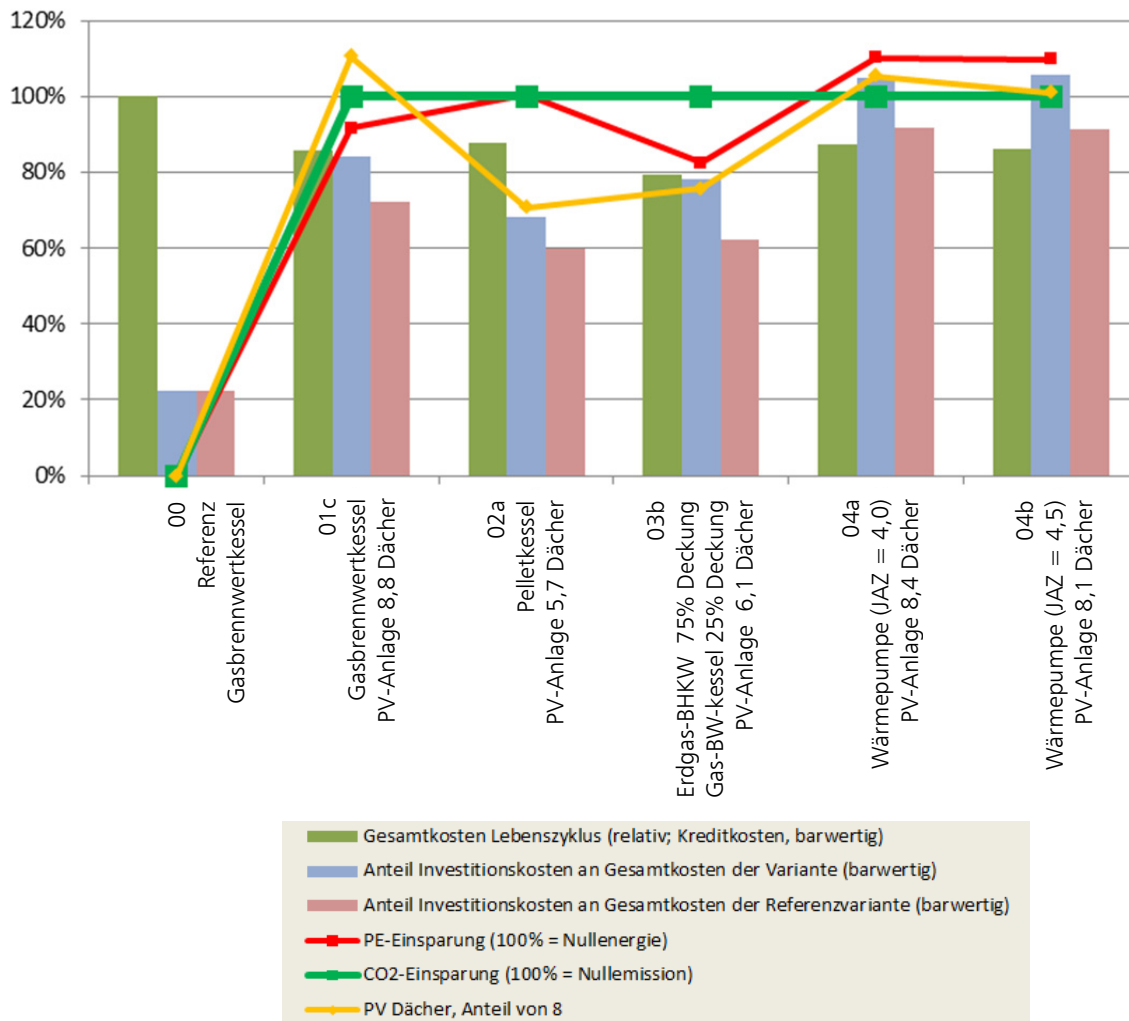


Abbildung 1: Darstellung der ausgewählten Varianten im Vergleich. Normierte Auftragung (Erläuterung s.o.). Diese Auswahl entspricht den wirtschaftlichsten der technisch realisierbaren Varianten.

10.4 Diagramm (alle berechneten Varianten)

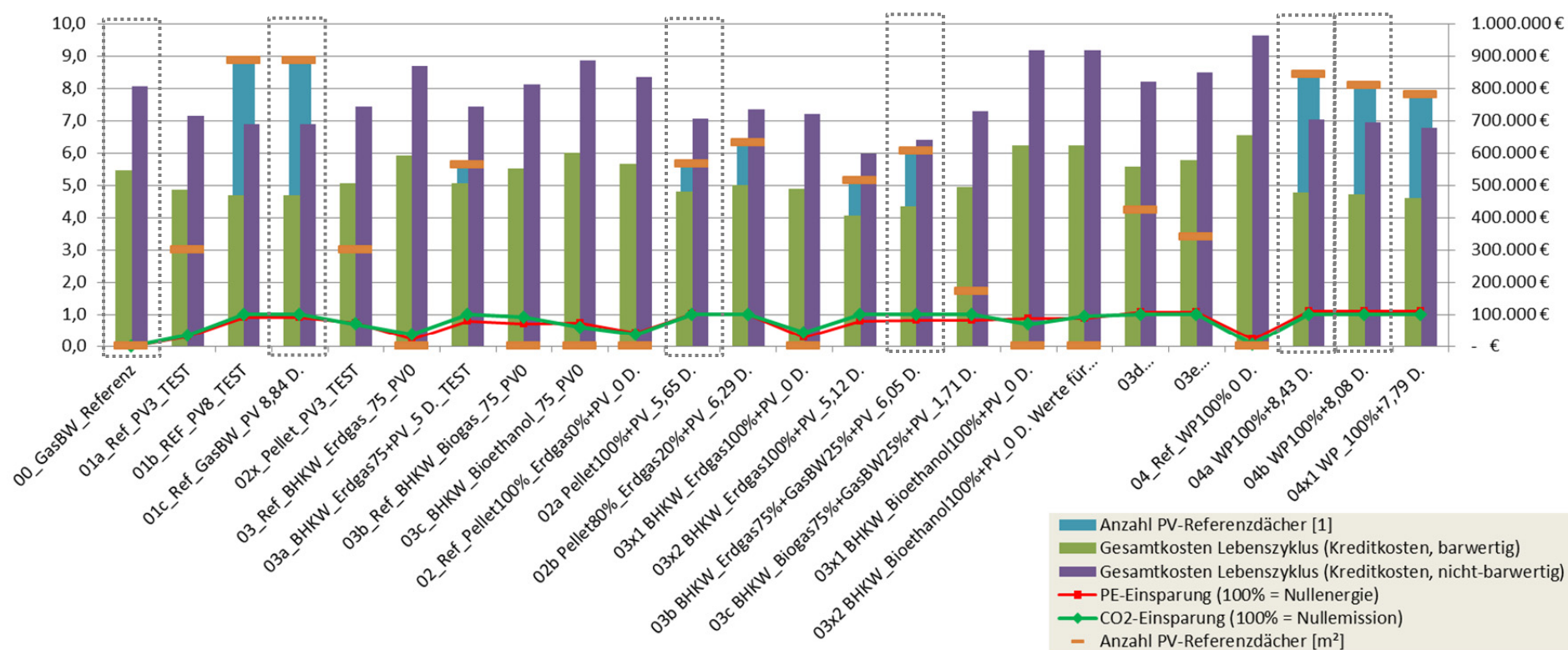


Abbildung 2 : Darstellung aller berechneten Varianten im Vergleich. Die wirtschaftlichsten und sinnvollsten Varianten sind markiert und wurden für einen näheren Vergleich ausgewählt. Einige der nicht ausgewählten Varianten können wirtschaftlicher sein, sind jedoch technisch nicht in der Form realisierbar. Kosten sind absolut aufgetragen. Die Gesamtkosten enthalten die Kreditkosten. CO₂- und Primärenergie (PE)-Einsparungen beziehen sich auf die Referenzvariante (Einsparung gegenüber Variante 00_GasBW_Referenz). Erläuterung s.o.

10.5 Tabelle Zwischenergebnisse (ausgewählte Varianten), Endenergie

Variante Index		00	01c	02a	03b	04a	04b
Kurzbezeichnung		00 Referenz, GasBW, keine PV Anlage	01b GasBW, PV 8,8 Dächer	02a Pelletkessel PV 5,7 Dächer	03b BHKW Erdgas75%, GasBW25%, PV 6,1 Dächer	04a Wärmepumpe JAZ=4,0, PV 8,4 Dächer	04b Wärmepumpe JAZ=4,5, PV 8,1 Dächer
Endenergie (angegeben inkl. Standard-Verlusten)							
Nutzenergie Heizwärme	[kWh/a]	93.600	93.600	93.600	93.600	93.600	93.600
Nutzenergie Warmwasserbereitung	[kWh/a]	59.904	59.904	59.904	59.904	59.904	59.904
Nutzenergie HZ+WWB	[kWh/a]	153.504	153.504	153.504	153.504	153.504	153.504
Elektroenergie Basis (üblich: Haushaltsstrom, Allgemeinstrom+ Lüftung)	[kWh/a]	62.728	62.728	62.728	62.728	62.728	62.728
Elektroenergie Wärmepumpe (Heizwärme+WWB)	[kWh/a]	0	0	0	0	38.376	34.112
Anlagenaufwandszahl Heizen (Erzeuger 1)	[1]	1,053	1,053	1,143	1,473	0,250	0,222
Anlagenaufwandszahl WWB (Erzeuger 1)	[1]	1,053	1,053	1,143	1,473	0,250	0,222
Deckungsgrad (Erzeuger 1)					75%	100%	100%
Anlagenaufwandszahl Heizen (Erzeuger 2)	[1]				1,053		
Anlagenaufwandszahl WWB (Erzeuger 2)	[1]				1,053		
Deckungsgrad (Erzeuger 2)					25%	0%	0%
Verbräuche Endenergie							
Verbrauch_1_Erdgas	[kWh/a]	161.583	161.583		210.001	0	0
Verbrauch_2_Strom (gesamt)	[kWh/a]	62.728	62.728	62.728	62.728	101.104	96.840
Verbrauch_2_Strom (nur Netzbezug)	[kWh/a]	62.728	35.405	37.922	27.868	54.362	50.887
Verbrauch_2_Strom (nur Eigenverbrauch PV)	[kWh/a]	0	27.323	24.806	25.576	46.742	45.953
Verbrauch_2_Strom (nur Eigenverbrauch BHKW)	[kWh/a]	0	0	0	9.284	0	0
Verbrauch_3_Öl	[kWh/a]						
Verbrauch_4_Holzpellets	[kWh/a]			175.433			
Verbrauch_5_Holzhackschnitzel	[kWh/a]						
Verbrauch_6_Biogas	[kWh/a]	0	0				
Verbrauch_6_Bioethanol	[kWh/a]						
Erzeugung Endenergie							
Pauschale Angaben...							
PV Anzahl virtuelle Dächer	[1]	0	8,84	5,65	6,05	8,43	8,08
Modulfläche_informativ (aus Anzahl virtueller Dächer)	[m²]	0	592,3	378,6	405,4	564,8	541,4
PV Anteil Eigenverbrauch	[1]	49,3%	22,8%	32,3%	31,1%	40,8%	41,9%
BHKW Brennstoff	[kWh/a]				169.605	-	-
BHKW Stromwirkungsgrad	[1]				27,4%	0,00%	0,00%
BHKW Stromerzeugung	[1]				46.421	-	-
BHKW Anteil Eigenverbrauch	[1]				20%	0%	0%
Berechnung oder diskrete Eingaben...							
Erzeugung PV	[kWh/a]	0,00	120.047,20	76.727,00	82.159,00	114.479,40	109.726,40
Erzeugung BHKW Strom	[kWh/a]	0,00	0,00	0,00	46.420,94	0,00	0,00
Einspeisung PV	[kWh/a]	0,00	92.724,46	51.921,16	56.582,90	67.737,46	63.772,98
Einspeisung BHKW Strom	[kWh/a]	0,00	0,00	0,00	37.136,75	0,00	0,00
Eigenverbrauch Summe		0,00	27.322,74	24.805,84	34.860,28	46.741,94	45.953,42
Eigenverbrauch PV Strom		0,00	27.322,74	24.805,84	25.576,10	46.741,94	45.953,42
Eigenverbrauch BHKW Strom		0,00	0,00	0,00	9.284,19	0,00	0,00
Stromverbrauch (alles was verbraucht wird)	[kWh/a]	62.728	62.728	62.728	62.728	101.104	96.840
Nettostromverbrauch (EV zählt auch als Verbrauch, Einspeisung ist als Kompensation wirksam)	[kWh/a]	62.728	-29.996	10.807	-30.992	33.367	33.067
Gesamtendenergieverbrauch							
(Alles, was an energetischen Medien an das Quartier geliefert wird; z.B. auch Brennstoff für eingespeisten BHKW-Strom!)	[kWh]	224.311	224.311	238.161	272.729	101.104	96.840
Nettoendenergieverbrauch	[kWh]	224.311	104.264	161.434	144.149	-13.375	-12.886
[Anteil Selbstversorgung EE](ausblenden?)							
Anteil Selbstversorgung EE (100% = Null-Endenergie)	[%]	0,0%	53,5%	32,2%	47,1%	113,2%	113,3%

10.6 Tabelle Zwischenergebnisse (ausgewählte Varianten), Primärenergie

Variante Index	00	01b	02a	03b	04a	04b
Primärenergie						
Primärenergieverbrauch_1_Gas [kWh/a]	177.741	177.741	0	231.001	0	0
Primärenergieverbrauch_2_Strom (gesamt)	163.093	163.093	163.093	163.093	262.870	251.784
Primärenergieverbrauch_2_Strom (Netzbezug) [kWh/a]	163.093	92.054	98.598	72.456	141.341	132.305
Primärenergieverbrauch_2_Strom (PV-EV) [kWh/a]	0	71.039	64.495	66.498	121.529	119.479
Primärenergieverbrauch_2_Strom (BHKW-EV) [kWh/a]	0	0	0	24.139	0	0
Primärenergieverbrauch_3_Öl [kWh/a]						
Primärenergieverbrauch_4_Holzpellets [kWh/a]			35.087	0	0	0
Primärenergieverbrauch_5_Holzhackschnitzel [kWh/a]						
Primärenergieverbrauch_6_Biogas [kWh/a]					0	0
Primärenergieverbrauch_6_Bioethanol [kWh/a]					0	0
Gesamtprimärenergieverbrauch [kWh/a]						
Gesamtprimärenergieverbrauch (nichtregenerativer? Anteil) [kWh/a]	340.834	340.834	198.179	394.094	262.870	251.784
Gutschriften Primärenergie						
Primärenergie Einspeisung Strom PV [kWh/a]	0	241.084	134.995	147.116	176.117	165.810
Primärenergie Einspeisung Strom BHKW [kWh/a]	0	0	0	96.556	0	0
Primärenergie Eigenverbrauch PV Strom [kWh/a]	0	71.039	64.495	66.498	121.529	119.479
Primärenergie Eigenverbrauch BHKW Strom [kWh/a]	0	0	0	24.139	0	0
Nettoprimärenergieverbrauch						
Nettoprimärenergieverbrauch Strom [kWh/a]	n.n.	n.n.	n.n.	n.n.	n.n.	n.n.
Nettoprimärenergieverbrauch (nichtregenerativer? Anteil) [kWh/a]	340.834	28.712	-1.311	59.786	-34.776	-33.505
Anteil Selbstversorgung (100% = Null-Primärenergie) [%]						
[Anteil Selbstversorgung PE] (ausblenden?)						
Anteil Selbstversorgung PE (100% = Null-Primärenergie_nichtregenerativ) [%]	0,0%	91,6%	100,7%	84,8%	113,2%	113,3%
Anteil PE von Referenzvariante [%]	100,0%	8,4%	-0,4%	17,5%	-10,2%	-9,8%
Einsparung PE von Referenzvariante [%]	0,0%	91,6%	100,4%	82,5%	110,2%	109,8%
Fehlender Ausgleich Primärenergieerzeugung (informativ, wird nicht bilanziert)						
Benötigter Ausgleich PV Einspeisung primärenergetisch [kWh/a]	340.834	28.712	0	59.786	0	0
Benötigter Ausgleich PV Einspeisung endenergetisch [kWh/a]	131.090	11.043	0	22.995	0	0
Benötigte PV Nennleistung [kW_p]	=E108/PV_Anlageneffizienz	=G108/PV_Anlageneffizienz	=N108/PV_Anlageneffizienz	=N108/PV_Anlageneffizienz	=N108/PV_Anlageneffizienz	=N108/PV_Anlageneffizienz
(zusätzlich) benötigte Anzahl PV Dächer (optimale Dächer) [1]	9,27	0,78	-	1,63	-	-
(zusätzlich) benötigte Anzahl PV Dächer (virtuelle Dächer) [1]	9,65	0,81	-	1,69	-	-
Check: Anzahl virtuelle Dächer (eingetragen + benötigt) Anzahl PV Dächer [1]	9,65	9,65	5,65	7,74	8,43	8,08

10.7 Tabelle Zwischenergebnisse (ausgewählte Varianten), CO₂-Emissionen

Variante Index	00	01c	02a	03b	04a	04b
CO ₂ -Emissionen (Netto Summe) [t/a]	99,67	0,03	0,02	0,04	0,02	0,04
Anteil CO ₂ von Referenzvariante (0 = Nullemission) [%]	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Einsparung CO ₂ ggü. Referenzvariante (100% = Nullemission) [%]	0,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
CO ₂ -Emissionen (Summe)	99,67	76,99	43,11	81,91	56,24	52,89
CO ₂ durch Erdgas	40,70	40,70	0,00	52,90	0,00	0,00
CO ₂ durch Strom (Netzbezug)	58,96	33,28	35,65	26,20	51,10	47,83
CO ₂ durch Strom (Eigenverbrauch PV)	-	3,01	2,73	2,81	5,14	5,05
CO ₂ durch Strom (Eigenverbrauch BHKW)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CO ₂ durch Öl	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CO ₂ durch Holzpellets	0,00	0,00	4,74	0,00	0,00	0,00
CO ₂ durch Holzhackschnitzel	-	-	-	-	-	-
CO ₂ durch Biogas	-	-	-	-	-	-
CO ₂ durch Bioethanol	-	-	-	-	-	-
CO ₂ -Gutschriften (Einspeisung wird negativ gezählt)	-	76,96	43,09	81,87	56,22	52,93
CO ₂ durch Stromeinspeisung (PV)	-	76,96	43,09	46,96	56,22	52,93
CO ₂ durch Stromeinspeisung (BHKW)	-	-	-	34,91	-	-
Quotient Gutschrift / Gesamtemission (informativ; 100% = Nullemission)	0%	100%	100%	100%	100%	100%

10.8 Tabelle Zwischenergebnisse (ausgewählte Varianten), Kosten

Variante Index		00	01c	02a	03b	04a	04b
Kosten							
Investitionskosten / Finanzierungskosten							
Investitionskosten Gaskessel	[€]	121.380	121.380				
(Investitionskosten Strom)	[€]						
Investitionskosten Öl	[€]						
Investitionskosten Holzpellets	[€]			152.320			
Investitionskosten Holz hackschnitzel	[€]						
Investitionskosten BHKW, ggf. inkl. Spitzenlastkessel	[€]				152.915		
Investitionskosten Wärmepumpe	[€]					240.380	248.948
Investition Photovoltaikanlage	[€]	- €	273.509,60 €	174.811,00 €	187.187,00 €	260.824,20 €	249.995,20 €
Kosten Investition gesamt (ohne Kreditkosten!)	[€]	121.380	394.890	327.131	340.102	501.204	498.943
Kosten Finanzierung pro Jahr (ohne Kreditkosten!)	[€/a]	6.069,00 €	19.744,48 €	16.356,55 €	17.005,10 €	25.060,21 €	24.947,16 €
Wartungskosten							
Kosten Wartung pro Jahr (Gesamt)	[€/a]	1.200,00 €	1.208,84 €	1.805,65 €	1.930,47 €	1.208,43 €	1.208,08 €
<small>(statisch)(PV wird separat im Blatt gerechnet)</small>							
Kosten Wartung Betrachtungszeitraum (Gesamt) (statisch)	[€/a]	24.000 €	24.177 €	36.113 €	38.609 €	24.169 €	24.162 €
Kosten Wartung Wärmeerzeuger (pauschal, Anpassung per Faktor)	[€/a]	1.200	1.200	1.800	600	1.200	1.200
Kosten Wartung BHKW zusätzlich (auf Basis kWh_el)	[€/a]	0,00	0,00	0,00	928,42	0,00	0,00
Kosten Wartung pro Jahr 2. Wärmeerzeuger	[€/a]	0	0	0	396	0	0
<small>(statisch)(PV wird separat im Blatt gerechnet)</small>							
Kosten PV "Betrieb" pauschal	[€/a]	- €	8,84 €	5,65 €	6,05 €	8,43 €	8,08 €
Kosten PV n.n.	[€/a]						
Energiekosten pro kWh							
Energiepreis Gas	[€/kWh]	0,0738	0,0738	0,0738	0,0738	0,0738	0,0738
Energiepreis Strom	[€/kWh]	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
Energiepreis Öl	[€/kWh]	0,085	0,085	0,085	0,085	0,085	0,085
Energiepreis Holzpellets	[€/kWh]	0,0600	0,0600	0,0600	0,0600	0,0600	0,0600
Energiepreis Holz hackschnitzel	[€/kWh]	0,0278	0,0278	0,0278	0,0278	0,0278	0,0278
Energiepreis Biogas	[€/kWh]	0,0900	0,0900	0,0900	0,0900	0,0900	0,0900
Energiepreis Bioethanol	[€/kWh]	0,1209	0,1209	0,1209	0,1209	0,1209	0,1209
Energiepreis PV Einspeisevergütung (in_PV separat gerechnet?)	[€/kWh]	0,1334	0,1334	0,1334	0,1334	0,1334	0,1334
Energiepreis PV Eigenverbrauch (in_PV separat gerechnet?)	[€/kWh]	0,2060	0,2060	0,2060	0,2060	0,2060	0,2060
Energiepreis BHKW Einspeisevergütung (in_BHKW separat ermittelt?)	[€/kWh]	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798
Energiepreis BHKW Eigenverbrauch (in_BHKW separat ermittelt?)	[€/kWh]	0,2060	0,2060	0,2060	0,2060	0,2060	0,2060
Energiepreis BHKW zusätzlicher Gewinn durch KWK-Bonus (Eigenverbrauch, nur fossil)	[€/kWh]	0,0000	0	0	0,0322	0	0
Energiepreis BHKW fossil: Energiesteuerrückerstattung, Mittelwert 20a	[€/kWh]	0,0000	0,0000	0,0000	0,0028	0,0000	0,0000
Energiekosten pro a							
Energiekosten Gas	[€/a]	11.925	11.925	0	15.498	0	0
Energiekosten Strom Netzbezug	[€/a]	18.191	10.268	10.997	8.082	15.765	14.757
<small>(Bruttokosten; "Erlös" PV-EV wird separat in_PV gerechnet.)</small>							
Energiekosten Öl	[€/a]	0	0	0	0	0	0
Energiekosten Holzpellets	[€/a]	0	0	10.526	0	0	0
Energiekosten Holz hackschnitzel	[€/a]	0	0	0	0	0	0
Energiekosten Biogas	[€/a]	0	0	0	0	0	0
Energiekosten Bioethanol	[€/a]	0	0	0	0	0	0
SOLLTE NEU STRUKTURIERT WERDEN...							
"Gewinn" PV durch Einspeisung und EV, nach Abzug Betriebskosten (nicht verwenden)	[€/a]	- €	- €				
"Erlös" PV Stromeinspeisung (Erlös hier positiv)	[€/a]	0	12.369	6.926	7.548	9.036	8.507
"Erlös" PV Eigenverbrauch (Erlös hier positiv)	[€/a]	0	5.628	5.110	5.269	9.629	9.466
"Erlös" BHKW-Strom (Einspeisung) (positiv definiert)	[€/a]	0	0	0	2.963	0	0
"Erlös" BHKW-Strom (Eigenverbrauch)(positiv definiert)	[€/a]	0	0	0	1.913	0	0
"Erlös" BHKW-Strom zusätzlich durch KWK-Bonus (Eigenverbrauch, nur fossil!)(positiv definiert)	[€/a]	0	0	0	299	0	0
"Erlös" BHKW-Strom (Energiesteuerrückerstattung)	[€/a]	0	0	0	578	0	0
Energiekosten pro Jahr_Verbrauch brutto (statisch)	[€/a]	30.116 €	22.192 €	21.523 €	23.580 €	15.765 €	14.757 €
Energiekosten (Erlös) pro Jahr_Einspeisung (statisch)	[€/a]	- €	12.369 €	6.926 €	10.511 €	9.036 €	8.507 €
Energiekosten (Erlös) pro Jahr_Eigenverbrauch_Verkauf (statisch)	[€/a]	- €	5.628 €	5.110 €	7.480 €	9.629 €	9.466 €
Energiekosten (Erlös) pro Jahr_Sonstiges, verbrauchsbezogen (statisch)	[€/a]	- €	- €	- €	578 €	- €	- €
Energiekosten pro Jahr_netto (statisch)	[€/a]	30.116 €	4.194 €	9.487 €	5.011 €	2.900 €	3.217 €
Energiekosten Betrachtungszeitraum_netto (statisch)	[€]	602.319 €	83.889 €	189.743 €	100.214 €	58.000 €	64.332 €

Gesamtkosten		00	01c	02a	03b	04a	04b
Variante Index							
Gesamtkosten pro Jahr (statisch)	[€/a]	37.385 €	25.148 €	27.649 €	23.946 €	23.369 €	22.939 €
Gesamtkosten Betrachtungszeitraum (statisch)	<i>Gesamtko.</i> [€]	747.699 €	502.955 €	552.987 €	478.925 €	467.372 €	458.773 €
Gesamtkosten Betrachtungszeitraum (inkl. Kredit, nicht-barwertig, s.u.)	[€]	804.952 €	689.217 €	707.288 €	639.345 €	703.780 €	694.114 €
Gesamtkosten Betrachtungszeitraum (inkl. Kredit, barwertig, s.u.)	[€]	546.978 €	468.334 €	480.614 €	434.445 €	478.230 €	471.662 €
Anteil Investitionskosten an Gesamtkosten der Variante (barwertig)	[%]	22%	84%	68%	78%	105%	106%
Anteil Investitionskosten an Gesamtkosten der Referenzvariante (barwertig)	[%]	22%	72%	60%	62%	92%	91%

Variante Index		00	01c	02a	03b	04a	04b
Investition Summe (Kreditraten, statisch)	[€/a]	178.633	581.151	481.432	500.521	737.612	734.285
Kreditrate Jahr 01	[€/a]	8.932	29.058	24.072	25.026	36.881	36.714
Kreditrate Jahr 02	[€/a]	8.932	29.058	24.072	25.026	36.881	36.714
Kreditrate Jahr 03	[€/a]	8.932	29.058	24.072	25.026	36.881	36.714
Kreditrate Jahr 04	[€/a]	8.932	29.058	24.072	25.026	36.881	36.714
Kreditrate Jahr 05	[€/a]	8.932	29.058	24.072	25.026	36.881	36.714
Kreditrate Jahr 06	[€/a]	8.932	29.058	24.072	25.026	36.881	36.714
Kreditrate Jahr 07	[€/a]	8.932	29.058	24.072	25.026	36.881	36.714
Kreditrate Jahr 08	[€/a]	8.932	29.058	24.072	25.026	36.881	36.714
Kreditrate Jahr 09	[€/a]	8.932	29.058	24.072	25.026	36.881	36.714
Kreditrate Jahr 10	[€/a]	8.932	29.058	24.072	25.026	36.881	36.714
Kreditrate Jahr 11	[€/a]	8.932	29.058	24.072	25.026	36.881	36.714
Kreditrate Jahr 12	[€/a]	8.932	29.058	24.072	25.026	36.881	36.714
Kreditrate Jahr 13	[€/a]	8.932	29.058	24.072	25.026	36.881	36.714
Kreditrate Jahr 14	[€/a]	8.932	29.058	24.072	25.026	36.881	36.714
Kreditrate Jahr 15	[€/a]	8.932	29.058	24.072	25.026	36.881	36.714
Kreditrate Jahr 16	[€/a]	8.932	29.058	24.072	25.026	36.881	36.714
Kreditrate Jahr 17	[€/a]	8.932	29.058	24.072	25.026	36.881	36.714
Kreditrate Jahr 18	[€/a]	8.932	29.058	24.072	25.026	36.881	36.714
Kreditrate Jahr 19	[€/a]	8.932	29.058	24.072	25.026	36.881	36.714
Kreditrate Jahr 20	[€/a]	8.932	29.058	24.072	25.026	36.881	36.714
Investition Summe (Kreditraten, barwertig)	Barwertfaktor [€/a]	121.384	394.902	327.141	340.112	501.220	498.958
Kreditrate Jahr 01	0,962 [€/a]	8.588	27.940	23.146	24.064	35.462	35.302
Kreditrate Jahr 02	0,925 [€/a]	8.258	26.865	22.256	23.138	34.098	33.944
Kreditrate Jahr 03	0,889 [€/a]	7.940	25.832	21.400	22.248	32.787	32.639
Kreditrate Jahr 04	0,855 [€/a]	7.635	24.839	20.577	21.392	31.526	31.383
Kreditrate Jahr 05	0,822 [€/a]	7.341	23.883	19.785	20.570	30.313	30.176
Kreditrate Jahr 06	0,790 [€/a]	7.059	22.965	19.024	19.778	29.147	29.016
Kreditrate Jahr 07	0,760 [€/a]	6.787	22.081	18.292	19.018	28.026	27.900
Kreditrate Jahr 08	0,731 [€/a]	6.526	21.232	17.589	18.286	26.948	26.827
Kreditrate Jahr 09	0,703 [€/a]	6.275	20.415	16.912	17.583	25.912	25.795
Kreditrate Jahr 10	0,676 [€/a]	6.034	19.630	16.262	16.907	24.915	24.803
Kreditrate Jahr 11	0,650 [€/a]	5.802	18.875	15.636	16.256	23.957	23.849
Kreditrate Jahr 12	0,625 [€/a]	5.579	18.149	15.035	15.631	23.036	22.932
Kreditrate Jahr 13	0,601 [€/a]	5.364	17.451	14.457	15.030	22.150	22.050
Kreditrate Jahr 14	0,577 [€/a]	5.158	16.780	13.901	14.452	21.298	21.202
Kreditrate Jahr 15	0,555 [€/a]	4.959	16.135	13.366	13.896	20.478	20.386
Kreditrate Jahr 16	0,534 [€/a]	4.769	15.514	12.852	13.362	19.691	19.602
Kreditrate Jahr 17	0,513 [€/a]	4.585	14.917	12.358	12.848	18.934	18.848
Kreditrate Jahr 18	0,494 [€/a]	4.409	14.344	11.882	12.354	18.205	18.123
Kreditrate Jahr 19	0,475 [€/a]	4.239	13.792	11.425	11.878	17.505	17.426
Kreditrate Jahr 20	0,456 [€/a]	4.076	13.261	10.986	11.422	16.832	16.756

Variante Index		00	01c	02a	03b	04a	04b
Nettokosten barwertig (Summe); Kredit, Wartung, Energie inkl. Einspeisung	Barwertfaktor	546.978 €	468.334 €	480.614 €	434.445 €	478.230 €	471.662 €
Nettokosten barwertig Jahr 01	0,962	38.700 €	33.135 €	34.004 €	30.738 €	33.836 €	33.371 €
Nettokosten barwertig Jahr 02	0,925	37.211 €	31.861 €	32.696 €	29.556 €	32.534 €	32.087 €
Nettokosten barwertig Jahr 03	0,889	35.780 €	30.636 €	31.439 €	28.419 €	31.283 €	30.853 €
Nettokosten barwertig Jahr 04	0,855	34.404 €	29.457 €	30.230 €	27.326 €	30.080 €	29.667 €
Nettokosten barwertig Jahr 05	0,822	33.081 €	28.324 €	29.067 €	26.275 €	28.923 €	28.526 €
Nettokosten barwertig Jahr 06	0,790	31.808 €	27.235 €	27.949 €	25.264 €	27.810 €	27.428 €
Nettokosten barwertig Jahr 07	0,760	30.585 €	26.187 €	26.874 €	24.292 €	26.741 €	26.373 €
Nettokosten barwertig Jahr 08	0,731	29.409 €	25.180 €	25.840 €	23.358 €	25.712 €	25.359 €
Nettokosten barwertig Jahr 09	0,703	28.277 €	24.212 €	24.847 €	22.460 €	24.723 €	24.384 €
Nettokosten barwertig Jahr 10	0,676	27.190 €	23.281 €	23.891 €	21.596 €	23.772 €	23.446 €
Nettokosten barwertig Jahr 11	0,650	26.144 €	22.385 €	22.972 €	20.765 €	22.858 €	22.544 €
Nettokosten barwertig Jahr 12	0,625	25.139 €	21.524 €	22.088 €	19.967 €	21.979 €	21.677 €
Nettokosten barwertig Jahr 13	0,601	24.172 €	20.696 €	21.239 €	19.199 €	21.134 €	20.843 €
Nettokosten barwertig Jahr 14	0,577	23.242 €	19.900 €	20.422 €	18.460 €	20.321 €	20.042 €
Nettokosten barwertig Jahr 15	0,555	22.348 €	19.135 €	19.637 €	17.750 €	19.539 €	19.271 €
Nettokosten barwertig Jahr 16	0,534	21.489 €	18.399 €	18.881 €	17.068 €	18.788 €	18.530 €
Nettokosten barwertig Jahr 17	0,513	20.662 €	17.691 €	18.155 €	16.411 €	18.065 €	17.817 €
Nettokosten barwertig Jahr 18	0,494	19.867 €	17.011 €	17.457 €	15.780 €	17.370 €	17.132 €
Nettokosten barwertig Jahr 19	0,475	19.103 €	16.357 €	16.785 €	15.173 €	16.702 €	16.473 €
Nettokosten barwertig Jahr 20	0,456	18.368 €	15.727 €	16.140 €	14.589 €	16.060 €	15.839 €