

Norbert Fisch, Franziska Bockelmann
Thomas Wilken, Christian Kley

Betriebsstrategien für EnergiePLUS- Gebäude am Beispiel der Berghalde

F 2974

Bei dieser Veröffentlichung handelt es sich um die Kopie des Abschlussberichtes einer vom Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung -BMVBS- im Rahmen der Forschungsinitiative »Zukunft Bau« geförderten Forschungsarbeit. Die in dieser Forschungsarbeit enthaltenen Darstellungen und Empfehlungen geben die fachlichen Auffassungen der Verfasser wieder. Diese werden hier unverändert wiedergegeben, sie geben nicht unbedingt die Meinung des Zuwendungsgebers oder des Herausgebers wieder.

Dieser Forschungsbericht wurde mit modernsten Hochleistungskopierern auf Einzelanfrage hergestellt.

Die Originalmanuskripte wurden reprototechnisch, jedoch nicht inhaltlich überarbeitet. Die Druckqualität hängt von der reprototechnischen Eignung des Originalmanuskriptes ab, das uns vom Autor bzw. von der Forschungsstelle zur Verfügung gestellt wurde.

© by Fraunhofer IRB Verlag

2016

ISBN 978-3-8167-9639-8

Vervielfältigung, auch auszugsweise,
nur mit ausdrücklicher Zustimmung des Verlages.

Fraunhofer IRB Verlag

Fraunhofer-Informationszentrum Raum und Bau

Postfach 80 04 69

70504 Stuttgart

Nobelstraße 12

70569 Stuttgart

Telefon 07 11 9 70 - 25 00

Telefax 07 11 9 70 - 25 08

E-Mail irb@irb.fraunhofer.de

www.baufachinformation.de

www.irb.fraunhofer.de/tauforschung



Betriebsstrategien für EnergiePLUS-Gebäude am Beispiel der Berghalde

Gesamtleitung

TU Braunschweig
Institut für Gebäude- und Solartechnik – IGS,
Prof. Dr.-Ing. M. N. Fisch (Institutsleiter)
Dipl.-Ing. Franziska Bockelmann (Projektleitung)

Bundesförderung

Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz,
Bau und Reaktorsicherheit



Bundesinstitut
für Bau-, Stadt- und
Raumforschung
im Bundesamt für Bauwesen
und Raumordnung



FORSCHUNGSINITIATIVE
Zukunft BAU

Förderkennzeichen

SWD – 10.08.18.7-13.33

Laufzeit

08.08.2013 – 10.08.2015

Stand

15.10.2015

Der Forschungsbericht wurde mit Mitteln der Forschungsinitiative Zukunft Bau des Bundesinstitutes für Bau-, Stadt- und Raumforschung gefördert (Aktenzeichen: II 3-F20-13-1-001 / SWD-10.08.18.7-13.33). Die Verantwortung für den Inhalt des Berichtes liegt bei den Autoren. Die Autoren danken für die Unterstützung.



durchgeführt von

TU Braunschweig

Institut für Gebäude- und Solartechnik

Mühlenpfordtstr. 23

D - 38106 Braunschweig

Tel: 0531 / 391 3555 · Fax: 0531 / 391 8125

Internet: www.tu-braunschweig.de/igs e-mail: igs@tu-bs.de

Bearbeitung: Univ.-Prof. Dr.-Ing. M. Norbert Fisch

Dipl.-Ing. Arch. Thomas Wilken

Dipl.-Ing. Franziska Bockelmann

M. Sc. Christian Kley

Kooperationspartner (keine)

Unteraufträge

synavision GmbH

Schönauer Friede 80

D – 52072 Aachen

Tel: 0241 / 41250170 · Fax: 0241 / 41250180

mondayVision UG

Gropiusplatz 10

D – 70563 Stuttgart

Tel: 0711 / 21727470 · Fax: 0711 / 21727479



INHALTSVERZEICHNIS

1. Zusammenfassung	5
1.1. Forschungsergebnisse.....	5
1.2. Schlussfolgerungen und Resümee	8
1.3. Ausblick.....	9
2. Projektbeschreibung	11
2.1. Motivation und Ziele.....	12
2.2. Aufbau und Methodik.....	13
3. Stand des Wissens und der Technik	17
3.1. Effizienzhaus-Plus Standard.....	19
3.2. PV-Eigennutzungsanteil und PV-Deckungsanteil.....	20
4. Das Gebäude – Architektur und Energiekonzept.....	22
5. Fortführung der wissenschaftlichen Begleitung im Betrieb - Evaluierung der Messdaten, Betrieboptimierung (AP1)	26
5.1. Performance der PV-Anlage	26
5.2. Betriebsergebnisse 2011 bis Ende Juli 2015.....	28
5.2.1. Eigenstromnutzungsanteil und EnergiePLUS-Standard.....	29
5.2.2. Strombilanz für 2011 bis 2014	34
5.2.3. Wärmebilanz für 2011 bis 2014	38
5.2.4. Wärmepumpe	40
5.2.5. Stromspeicher - Batterien.....	45
5.3. Ökologische Betrachtung - CO ₂ -Bilanz des Energieverbrauchs	51
6. Erstellung und Umsetzung einer `Aktiven Funktionsbeschreibung` (AP3)	54
6.1. Methodik Aktiver Funktionsbeschreibungen	54
6.2. Aktive Funktionsbeschreibungen (AFB) für die Berghalde	55
6.2.1. Zustandsraum.....	56
6.2.2. Auswertung des Betriebes.....	58
6.2.3. Bewertung der Betriebsgüte und Ansätze für die Betriebsoptimierung	65
6.2.4. Fazit.....	65
7. Allgemeine Kostenanalyse zum Effizienzhaus-Plus Standard (AP4).....	66
7.1. Kostengruppe 300 – Baukonstruktion.....	67
7.2. Kostengruppe 400 – Technische Anlagen	69
7.3. EnergiePLUS vs. EnEV2009	73



8.	Systemsimulationen zur Plausibilisierung und Bewertung von technischen Lösungen zur Steigerung der Effizienz (AP5)	78
8.1.	Gebäude- und Anlagensimulation in TRNSYS 17	78
8.2.	Varianten und Parameterstudie	81
8.2.1.	Variante A – Freigabe Heiz- und Kühlfall.....	81
8.2.2.	Variante B – Anpassung Pufferspeicherregelung.....	84
8.2.3.	Variante C – Nachtabsenkung.....	87
8.2.4.	Variante D – PV-Überschussregelung – PV-Leistung	90
8.2.5.	Variante E – PV-Überschussregelung - Temperaturerhöhung.....	93
8.2.6.	Variante F – Pufferspeichererweiterung / Speichervolumenanpassung.....	95
8.2.7.	Variante G – Batteriekapazität.....	98
8.2.8.	Variante H – Netzdienlicher Betrieb.....	101
9.	Steigerung des Eigenstromanteils (AP2)	105
9.1.	Simulation	105
9.2.	Kostenbetrachtung.....	108
9.3.	Messung - Monitoring	110
9.4.	Vergleich der Ergebnisse mit anderen Projekten.....	112
10.	Komfortmessungen zur Behaglichkeitsbewertung (AP6).....	114
10.1.	MobilLAB.....	114
10.2.	Auswertung Nutzerkomfort	115
11.	Visualisierung der Gebäudeperformance (AP7)	124
11.1.	Online-Visualisierung.....	124
11.2.	DDC / Rechner.....	127
12.	Anhang.....	128
12.1.	Veröffentlichungen	128
12.2.	Eck- und Kenndaten zum EnergiePLUS Gebäude Berghalde.....	129
12.3.	Hydraulikschema	131
12.4.	Messfühler des MobileLAB	132
12.5.	Begriffe und Abkürzungen	133
12.6.	Quellen und Literatur zum Projekt	135



1. ZUSAMMENFASSUNG

Die Energieversorgung Deutschlands steht durch die Energiewende vor neuen Herausforderungen. Gebäude, als Sektor der für ca. 30% des Energieverbrauchs steht, entwickeln sich vom Energieverbraucher zum -erzeuger und werden damit Teil einer dezentralen Versorgungsstruktur. Eine Lösung bietet in diesem Kontext das Zukunftskonzept EnergiePLUS-Haus, das aufgrund der Eigenstromproduktion mit hoher solarer Eigenstromnutzung das Gebäude zum Kraftwerk werden lässt.

In Deutschland wurde 2010 das erste Einfamilienhaus mit diesem Konzept in Leonberg-Warmbronn fertiggestellt. Das reine „Stromhaus“ setzt dabei auf eine wirtschaftlich optimierte Reduzierung des Energieverbrauchs und einen hohen solaren Deckungsanteil. Als Ergebnis einer integralen Planung werden die Themen hoher Nutzerkomfort, Energie- und Ressourceneffizienz und die Integration erneuerbarer Energien im Kontext eines ganzheitlichen architektonischen Ansatzes besetzt. Das EnergiePLUS-Gebäude „Berghalde“ verfolgt neben hohen solaren Deckungsanteilen am Jahres-Endenergieverbrauch eine hohe direkte Eigenstromnutzung aus erneuerbaren Energien.

Im aktuellen Forschungsprojekt „Betriebsstrategien für EnergiePLUS-Gebäude am Beispiel der Berghalde“ werden durch das Institut für Gebäude- und Solartechnik (IGS) der TU Braunschweig Optimierungsmaßnahmen zur Steigerung des Eigenstromanteils mittels numerischer Gebäude- und Anlagensimulationen untersucht. In einer Parameterstudie werden die wesentlichen Auslegungsgrößen zur dezentralen Energieerzeugung und -speicherung sowie entsprechende Regelungsstrategien zur Erzielung eines hohen Eigenstromanteils untersucht. Die unterschiedlichen Lösungsansätze aus den Simulationen werden im Wohngebäude umgesetzt und können so auf die Praxisrelevanz unter realen Bedingungen bewertet werden. Die im Monitoring erfassten Messdaten, die Auswertung über vier Betriebsjahre, sowie die daraus ermittelte Gebäudeperformance, erlauben Optimierungen des Gebäudebetriebs hinsichtlich Energieeffizienz und Nutzerkomfort.

1.1. Forschungsergebnisse

Monitoring

Das primäre Ziel, den Netto-Plusenergie-Standard mit Bezug auf die jährliche Primär- und Endenergiebilanz bei gleichzeitig hoher Nutzerzufriedenheit zu erreichen, wird für alle vier Betriebsjahre zu hundert Prozent erreicht.



Die jährlich durch die PV-Anlage erzeugte Energie liegt bis zu 80% über dem Gesamtjahresstromverbrauch des Hauses. 2012 bis 2014 konnten jeweils ca. 30% des regenerativ erzeugten Stroms direkt im Haus genutzt werden und entspricht dem PV-Eigennutzungsanteil. 70% wurden jeweils in das öffentliche Netz eingespeist. Bezogen auf den Gesamtstromverbrauch des Gebäudes konnten zwischen 30 und 50% als solarer-Deckungsanteil direkt durch die Eigenenerzeugung gedeckt werden.

Der jährliche Gesamtstromverbrauch (inkl. e-Mobilität und MSR) liegt zwischen 9.027 kWh/a in 2011 und 12.244 kWh/a in 2013. Auf die Wohnfläche bezogen ergibt sich ein jährlicher Stromverbrauch zwischen 35 bis 47 kWh/(m²_{WFl}a). Die Wärmepumpe ist der mit Abstand größte Stromverbraucher im Gebäude und hat mit der Deckung von Raumwärme und Trinkwarmwasser einen Anteil von rund einem Drittel am Gesamtstromverbrauch. Auf die Gebäudekonditionierung entfallen ca. 34%. Der Haushaltsstrom liegt mit 37% am Gesamtstromverbrauch in ähnlicher Größenordnung (Haushaltgeräte, Beleuchtung, Sonstiges). Der restliche Stromverbrauch verteilt sich zu jeweils gleichen Anteil auf die e-Mobilität, der MSR-Technik sowie Verlusten durch die Be- und Entladung sowie dem Standby-Betrieb der Batterien.

Für das Gebäude mit einer hochwärmegedämmten und luftdichten Gebäudehülle wird ein Jahres-Heizenergiebedarf nach EnEV 2009 von 65,9 kWh/(m²_{WFl}a) berechnet. Die Verbrauchsdaten der Jahre 2011 bis 2014 bestätigen die Größenordnung mit 43 kWh/(m²_{WFl}a) bis 66 kWh/(m²_{WFl}a), witterungsbereinigt ergeben sich 50 kWh/(m²_{WFl}a) bis 65 kWh/(m²_{WFl}a). Für die Trinkwassererwärmung wird unter Berücksichtigung der Verteilverluste für alle vier Betriebsjahre ein Nutzenergieverbrauch von rd. 4 - 5 kWh/(m²_{WFl} a) ermittelt. Dieser Wert liegt deutlich unterhalb des in der EnEV angesetzten Trinkwarmwasserbedarfs von 12,5 kWh/(m²a).

Die PV- Anlage weist ohne das Betriebsjahr 2013 durchschnittlich einen jährlichen Stromertrag von über 1.050 kWh/kW_p auf.

Vor dem Hintergrund der Bewertung unterschiedlicher Hersteller sowie effizientere Anlagentechnik wurde 2013 das Wärmepumpenaggregat getauscht. Durch den Fabrikatswechsel sowie Anpassungen an der Regelung, Einstellungen in der Wärmepumpe und Änderungen an den Betriebslaufzeiten und der Heizkurve konnte die wöchentliche gemessene Arbeitszahl von unter 3,0 (2011) auf Werte von bis zu 6,0 in 2013 und 2014 gesteigert werden. Die Jahresarbeitszahl konnte durch den Wechsel und die Regelanpassungen von knapp 3,0 (2011)



auf 4,62 in 2014 gesteigert werden. Für 2015 wird auf Basis der bisher erfassten Messdaten eine Jahresarbeitszahl von über 5,0 erwartet.

Steigerung Eigenstromanteil (Simulationsstudie)

Mit dem Projekt sollen am Demonstrationsgebäude technische und wirtschaftliche Potentiale zur Steigerung der Eigenstrom-Nutzung untersucht werden. In dem Vorhaben soll identifiziert werden, welche Parameter in einem EnergiePlus Gebäude großen bzw. geringen Einfluss auf die Steigerung von Energieeffizienz und Eigenstromnutzung haben. Die Anpassung anlagentechnischer Parameter bzw. die Anpassung des Konzepts sollen dargestellt und bewertet werden. In einer Simulationsstudie wird das Gebäude und die Anlagentechnik detailliert abgebildet. Die durchgeführten Untersuchungen betrachten die Anpassung von Regelstrategien, die Vergrößerung des Pufferspeichervolumens und die Erweiterung der Stromspeicherkapazität. Dabei wird die wirtschaftliche Relevanz von Aufwand (Investitionskosten) und Nutzen in Bezug auf die Erhöhung der Eigenstromnutzung bewertet. Als gering investive Maßnahmen kann durch die Nachtabsenkung eine Steigerung des Eigenverbrauchs um ~ 1% erzielt werden. Durch die Implementierung von Regelungen zum Betrieb der Wärmepumpe bei PV-Nutzung kann der solare Deckungsanteil gemäß Simulation von 34 % auf 42 % gesteigert werden. Die Kumulation aller Maßnahmen führt zu einer Steigerung von 27 % auf 56 % beim PV-Eigennutzungsanteil und von 34 % auf 62 % beim PV-Deckungsanteil. Die Vergrößerung der Speicherkapazität der Batterien ist unter den aktuellen Konditionen nicht wirtschaftlich und führt rechnerisch zu Amortisationszeiten von über 20 a.

Kostenvergleich EnEV vs. EnergiePLUS

Im Rahmen des Projektes wird ein Kostenvergleich von EffizienzhausPLUS Gebäuden und Gebäuden nach EnEV-Mindeststandard (EnEV 2009, baulicher Wärmeschutz) aufgestellt werden, der die Investitions- und Jahresgesamtkosten berücksichtigt.

Zwischen dem Gebäude Berghalde und den EnEV Varianten ergibt sich eine Differenz in der Höhe der Investitionskosten der Kostengruppe 300 (Konstruktion) aus einer größeren Dämmstärke in der Außenwand und im Dach, niedrigeren Wärmeleitgruppen bei den Dämmmaterialien sowie einer 3-fach Verglasung der Fenster.

Die Kostenanalyse zeigt, dass die Mehrkosten in der Anlagentechnik (Kostengruppe 400) für ein Effizienzhaus-Plus im Einfamilienhausbereich bei rund 130 €/m² bzw. 32.000 € liegen. Die größte Differenz der Investitionskosten ist in der Anlagentechnik der beiden Gebäude-



Standards zu finden. Im Gegensatz zum EnEV-Standard ist gerade die Anlagentechnik das entscheidende Kriterium für ein EnergiePLUS Gebäude.

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zeigt, dass in den Jahresgesamtkosten bereits zu Beginn des Betriebs der Anlage die Kosten für ein EnergiePLUS Gebäude nach EnEV nicht teurer ist als ein herkömmliches EnEV-Standard Einfamilienhaus mit Gaskessel und Solarthermie. Im Vergleich zum höherwertig gedämmten und technisch abweichend ausgestatteten Demonstrationsgebäude Berghalde, sind alle drei Varianten – auch nach 20 Jahren - deutlich kostengünstiger in den Jahresgesamtkosten.

Die Auswertung zeigt, dass Effizienzhaus-Plus Gebäude auf einem ähnlichen Preisniveau errichtet werden können, wie konventionelle Gebäude nach EnEV- oder KFW-Standard.

Die anfänglichen Investitionskosten liegen bis zu 20 % (Gebäude Berghalde 50 %) höher als die eines konventionellen und Standardkonformen EnEV2009 Gebäudes mit Gaskessel und Solarthermie.

Nutzerkomfort in effizienten Gebäuden

Der in der Berghalde umgesetzte gute winterliche und sommerliche Wärmeschutz führen zu einem hohen Raumkomfort im Gebäude. Die Wahl eines automatisierter Sonnenschutzes und der Fußbodenkühlung im Sommer führen trotz eines hohen Verglasungsanteils der Südfassade nicht zu Einschränkungen, sondern sorgen für ein überdurchschnittliches Tageslichtangebot.

Anhand der Komfortmessungen kann im Gebäude ein guter Komfort im Sommer und Winter für die Parameter Raumluftqualität und Raumlufttemperatur festgestellt werden. Zudem führt die Umsetzung der Regelstrategie der Wärmepumpe zur Steigerung des Eigenstromanteils zu keiner Einschränkungen im Raumkomfort (operative Raumlufttemperatur).

Die auftretenden Einschränkungen in der Raumluftfeuchtigkeit rühren nicht aus der Erhöhung der Oberflächentemperatur, sondern sind jahreszeitlich bedingt und könnten nur durch Feuchtrückgewinnung vermieden werden.

1.2. Schlussfolgerungen und Resümee

Nachhaltige Energiekonzepte, die Komfort, Effizienz und Wirtschaftlichkeit adressieren, werden im energieeffizienten Bauen zukünftig eine deutlich stärkere Rolle spielen. Eine Fokussierung auf den baulichen Wärmeschutz und die Reduzierung des Heizenergiebedarfs erscheint



vor dem Hintergrund der ohnehin gesetzlich geforderten Niveaus für Dämmstärken nicht sinnvoll.

Vielmehr ist eine ganzheitliche Betrachtung des Energiebedarfs unter der Berücksichtigung von Nutzerstrom und e-Mobilität erforderlich. Dabei ist die Vernetzung der Gebäude untereinander und mit der vorhandenen Infrastruktur, dem öffentlichen Stromnetz, über Datenschnittstellen und sogenannte Smart Meter von Relevanz, um die Vorteile von energieerzeugenden Gebäuden nutzbar zu machen.

Das EnergiePLUS-Wohngebäude in Leonberg Warmbronn erzielt bei höchstem Wohnkomfort einen 30 - 50%igen solaren Deckungsanteil am Gesamtenergieverbrauch. Mit einer direkten Eigenstromnutzung von über 30 % ist das EnergiePlus-Konzept ein wichtiger Baustein für eine dezentrale Energieversorgung auf der Basis erneuerbarer Energien. Das Projekt ist ein vorbildliches Beispiel für die integrale Planung und ermöglicht die Erforschung zukunftsorientierter Technik- und Energiekonzepte schon heute.

EnergiePLUS Gebäude werden primär Strom als Energieträger einsetzen, der aus erneuerbaren Energien vor Ort gewonnen wird. Elementare Bausteine eines Konzepts sind daher:

- ein optimierter sommerlicher und winterlicher Wärmeschutz,
- eine Photovoltaik-Anlage zur dezentralen Stromerzeugung,
- ein Gebäudekonzept mit Fokussierung auf die Eigenstromnutzung durch strombasierte Wärmeerzeugung, z.B. durch Wärmepumpe, und die Aktivierung von thermischen und elektrischen Speicherkapazitäten,
- ein abgestimmtes Anlagenkonzept zur Beheizung und Trinkwarmwasserbereitung.

Des Weiteren zeigen die Ergebnisse, dass die Umsetzung von thermischen Speichern zur Steigerung des Eigenstromnutzungsanteils essenziell ist. Dies kann durch den Ausbau von Pufferspeichervolumen oder / und der Nutzung bzw. Aktivierung der thermisch wirksamen Gebäudemasse erfolgen. Im Vergleich zu chemischen Speichern (Batterien) sind die thermischen Speicher derzeit noch am wirtschaftlichsten und einfachsten zu realisieren.

1.3. Ausblick

Das vierjährige Monitoring und die wissenschaftliche Begleitung zeigen, dass EnergiePlus Gebäude erfolgreich umgesetzt und bei hohem Wohnkomfort effizient betrieben werden können. Die Ergebnisse bieten eine gute Grundlage für weitere Forschungstätigkeiten auf dem Weg zu einem klimaneutralen Gebäudebestand.



Die umgesetzten Wohn- und Nichtwohngebäuden im Standard EffizienzhausPLUS bieten als Prototypen das große Potential weiteren Forschungsfragen unter realen Bedingungen nachzugehen. Dazu gehört in erster Linie die Erhöhung der Eigenstromnutzung, um regenerativ erzeugten Strom innerhalb der Bilanzgrenze zu verbrauchen. Simulationsstudien haben gezeigt, dass durch den Ausbau und die Aktivierung thermischer Speicher im Gebäude eine deutliche Erhöhung möglich ist. Theoretisch sind durch die Nutzung von chemischen Speichern Deckungsanteile von bis zu 80% erreichbar. Die Integration von Batteriespeichern steht aber noch vor systembedingten, technischen und vor allem wirtschaftlichen Herausforderungen. Durch den Ausbau der Speicherkapazitäten kann das Gebäude aber auch zum Energiedienstleister im Versorgungsnetz werden, wenn die Kommunikation zwischen den Systemen, unter der Berücksichtigung von Daten- und Versorgungssicherheit, gelöst ist. Diese Fragestellungen sind auch im regulatorischen Kontext zu erörtern und weiterzuentwickeln.

Darüber hinaus besteht Forschungsbedarf in Bezug auf die Nutzung erneuerbarer Energie im urbanen Zusammenhang, wenn also nicht nur einzelne Gebäude einen jährlichen bilanziellen Überschuss erzielen, sondern durch die intelligente Vernetzung Siedlungen und Quartiere zu dezentralen Energieerzeugern werden. Synergien sind in diesem Zusammenhang insbesondere durch die ganzheitliche Betrachtung und Berücksichtigung unterschiedlicher Gebäudetypologie und Nutzungen zu erforschen.



2. PROJEKTBE SCHREIBUNG

Gegenstand des Forschungsvorhabens ist die Durchführung der zweiten Phase eines Monitoring- und Optimierungsprogramms für den Betrieb des EnergiePLUS-Gebäudes Berghalde mit einem hohen Eigennutzungsanteil der Vor-Ort erzeugten solaren Energiegewinne. Des Weiteren werden alle in diesem Kontext relevanten Anlagenkomponenten und Parameter sowie die Bewertung von Speichermedien betrachtet. Das Monitoring der ersten Phase wurde von September 2011 bis März 2013 durchgeführt. In dieser Phase wurden mehrere Umbauten und Optimierungen umgesetzt, die nun in der zweiten Phase analysiert und weiter optimiert werden sollen. Aus den Ergebnissen der ersten Monitoringphase zeichnen sich weitere Konzepte und Ansätze zur Energiespeicherung und zur Wärmesteuerung im Haus ab, die in der zweiten Phase des Monitorings detaillierter erarbeitet und betrachtet werden.

Das energetische Gesamtkonzept des Forschungsgebäudes basiert auf der konsequenten Reduzierung des Energie- und Leistungsbedarfs für Strom und Wärme, dem Einsatz innovativer Gebäudetechnik, der passiven und aktiven Nutzung von Sonnenenergie, dem Stromlastmanagement und der Integration von E-Mobilität.

Neben der regenerativen Deckung des Energiebedarfs durch die aktive Nutzung der Solarenergie, steht eine möglichst hohe Eigenstromnutzung aus dem Ertrag der PV-Anlage im Fokus des Forschungsvorhabens.

Für den Betrieb der zentralen Energieversorgungstechnik (Batterie, thermische Speicher, Wärmepumpe) soll im Rahmen des Forschungsprojektes eine `Aktive Funktionsbeschreibung` zur Spezifikation und Überwachung des Gebäudebetriebs entwickelt werden.

In einem weiteren Arbeitspunkt werden durch Komfortmessungen die Behaglichkeitsparameter Raumlufttemperatur, Raumluftfeuchte, Luftgeschwindigkeit etc. erfasst, analysiert und unter dem Aspekt des Nutzerkomforts ausgewertet.

Ein weiterer Schwerpunkt im Forschungsprojekt ist die Kostenanalyse von Effizienzhaus PLUS Gebäuden im Vergleich zum geforderten Mindeststandard nach EnEV. Ziel ist die Etablierung des Standards Effizienzhaus PLUS als wirtschaftliche und ökologische Alternative zu konventionell geplanten und betriebenen Gebäuden.



2.1. Motivation und Ziele

Zahlreiche Forschungsvorhaben haben in den letzten Jahren gezeigt, dass innovative Gebäude ihre Ziele in Bezug auf Energieeffizienz und Nutzerkomfort in der Praxis oft nicht vollständig erreichen. Die Ursachen sind vielfältig und liegen z.B. im Bereich einer fehlenden integralen Qualitätssicherung und der mangelnden Transparenz der Anlagen- und Gebäudeperformance.

Der Effizienzhaus-Plus-Standard ist eine konsequente Weiterentwicklung des energieeffizienten Bauens "Made in Germany" und einer Sichtweise die sich jenseits einer Entwicklung, die sich ausschließlich auf den baulichen Wärmeschutz konzentriert, befasst. Die Erweiterung der Energiebilanzgrenze um den Haushaltsstrom und die E-Mobilität schafft die Möglichkeit das Thema der Energieeffizienz in einem ganzheitlichen Rahmen zu bewerten.

Das Wohngebäude Berghalde ist als Forschungs- und Demonstrationsobjekt für nachhaltiges Bauen in einem integralen Planungsprozess unter dem Aspekt des Klimawandels und der Energiewende entstanden und wird seit 2011 intensiv wissenschaftlich begleitet.

Die bisherigen Ergebnisse der ersten Betriebsjahre zeigen, dass eine erfolgreiche Umsetzung und ein effizienter Betrieb möglich sind und bieten damit eine hervorragende Grundlage zu weiteren Forschungstätigkeiten auf dem Gebiet des Effizienzhaus-Plus-Konzeptes. Die Ergebnisse zeigen darüber hinaus, dass weiterer Forschungs- und Entwicklungsbedarf besteht, die Eigenstromnutzung in EnergiePLUS Gebäuden zu erhöhen.

Die Steigerung des Eigenstromanteils ist dabei ein entscheidender Aspekt für den weiteren Forschungsbedarf. [1]

Folgende Maßnahmen sollen u.a. zur Erreichung des Ziels im Rahmen des wissenschaftlichen Vorgehens umgesetzt werden:

- Ausbau der thermischen Speichermassen und Bewertung des resultierenden Einflusses (z.B. Vergrößerung des Pufferspeichers)
- Optimierte Nutzung der vorhandenen thermischen Gebäudemasse durch Anpassung der Regelstrategien (Implementierung einer `Aktiven Funktionsbeschreibung`)
- Steigerung des regenerativen Deckungsanteils durch Anpassung der Regelstrategien
- erweitertes Monitoring zur Erfolgskontrolle
- Betriebsoptimierung durch Systemanalysen



Mit der Fortsetzung des Projektes sollen weitere technische und wirtschaftliche Erkenntnisse einerseits zum Thema Effizienzhaus-Plus und andererseits zum Potential der Eigenstrom-Nutzung geliefert werden.

Das Vorhaben soll verdeutlichen, welche Parameter in einem Effizienzhaus-Plus Gebäude sinnvoll integriert werden sollten und welche Systemkomponenten die Effizienz eines solchen Gebäudes nicht weiter steigern können.

Die umzusetzende Kostenanalyse und der Vergleich zwischen den Standards Effizienzhaus Plus und EnEV sollen genutzt werden, um das Konzept jenseits einer intensiven wissenschaftlichen Begleitung marktfähig und betriebssicher zu machen. Das Forschungsvorhaben soll zeigen, dass Effizienzhaus-Plus Gebäude in einem ähnlichen Preissegment liegen können, wie konventionelle Gebäude im EnEV- oder KfW-Standard, zumindest aber eine Amortisation in einen für Bauherren vertretbaren Zeitraum erreichbar ist.

2.2. Aufbau und Methodik

Der Arbeitsplan (Abbildung 1) sieht die Bearbeitung des Forschungsprojektes in acht Arbeitspunkten vor. Während des Monitorings werden die erfassten Daten zur fortlaufenden Betriebsoptimierung ausgewertet. Darüber hinaus sollen die Kostenanteile für den EnergiePLUS-Standard analysiert und im Sinne einer Multiplizierbarkeit des Konzepts wirtschaftlich bewertet werden.

Für den Betrieb der zentralen Energieversorgungstechnik (Batterie, thermische Speicher, Wärmepumpe) soll im Rahmen des Forschungsprojektes eine „Aktive Funktionsbeschreibung“ zur Spezifikation und Überwachung des Gebäudebetriebs entwickelt werden. Ziel ist es, eine automatisierte Überwachung über einen Zeitraum von mindestens einem Jahr umzusetzen.

Des Weiteren werden durch Komfortmessungen die Behaglichkeitsparameter Raumlufttemperatur, Raumluftfeuchte, Luftgeschwindigkeit etc. erfasst und der Nutzerkomfort ausgewertet.

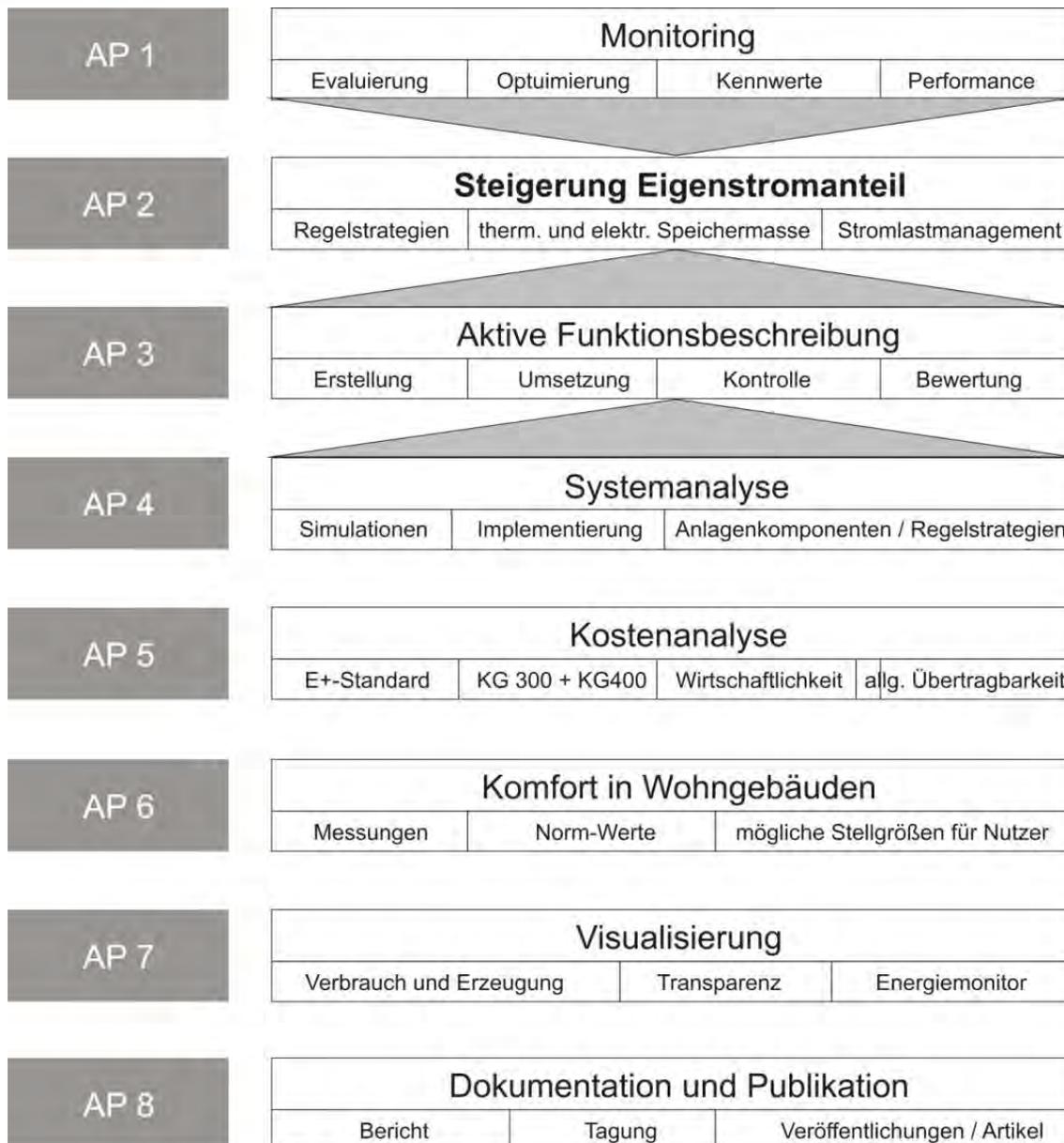


Abbildung 1: Arbeitspunkte

Die einzelnen Arbeitspunkte gliedern sich im Detail wie folgt:

Arbeitspunkt 1: Fortführung der wissenschaftlichen Begleitung im Betrieb - Evaluierung der Messdaten, Betriebsoptimierung

Im Rahmen des Forschungsprojektes wird das Monitoring und die erweiterte Betriebsoptimierung für das EnergiePLUS Gebäude Berghalde mit dem Ziel durchgeführt, den Eigenstromnutzungsanteil aus der Photovoltaik zu steigern.



Durch das Monitoring sollen Teilenergiekennwerte sowie die Gesamtperformance des Gebäudes ermittelt und in Richtung üblicher förderfähiger Zielwerte (Jahresprimärenergiebedarf, Höhe des Eigenstromnutzungsanteils etc.) definiert werden. Dazu werden die signifikanten Wärme- und Strommengen sowie Temperaturen, Betriebszustände, etc. und die lokalen Wetterdaten erfasst.

Arbeitspunkt 2: Steigerung des Eigenstromanteils

Durch das wissenschaftliche Monitoring wird der Betrieb und die Effizienz aller für die Erreichung des Standards relevanten Anlagen und Teilkomponenten erfasst. Aufbauend auf den Ergebnissen der ersten zwei Betriebsjahre werden Optimierungen systematisch vorgenommen und evaluiert, um den Einfluss und die Auswirkung z.B. auf die Steigerung des Eigenstromanteils aus der PV- Anlage bewerten zu können.

Aus den Projektdaten soll der Einfluss der Nutzung von Wärmepumpen zur Beheizung von Wohngebäuden im Zusammenhang mit der Belastung des Stromnetzes und etwaiger Lastspitzen bewertet werden.

In Verbindung mit den Systemsimulationen (AP5) werden plausible Systemkomponenten und Parameter ermittelt, die in Testphasen im Gebäude umgesetzt und abschließend bewertet werden.

Arbeitspunkt 3: Erstellung und Umsetzung einer `Aktiven Funktionsbeschreibung`

Auf Basis des EnergieNavigators wird ein technischer Demonstrator für die Umsetzung einer `Aktiven Funktionsbeschreibung` zur Überwachung der Betriebsgüte als Grundlage weiterer Optimierungen zur Verfügung gestellt. Mit dem EnergieNavigator können Daten aus dem Gebäude bzw. der Gebäudeleittechnik und anderen Quellen (Wettervorhersage, etc.) erfasst und prozessiert werden. Mit der `Aktiven Funktionsbeschreibung` werden Betriebsszenarien im automatisierten Soll-Ist Vergleich definiert und beschrieben.

Unter Anwendung neu entwickelter Werkzeuge und der Methode `Aktiver Funktionsbeschreibungen` erfolgt ein automatisierter Soll-Ist-Vergleich von Standardvorgaben und Zielwerten.

Arbeitspunkt 4: Allgemeine Kostenanalyse zum Effizienzhaus-Plus Standard

Auf Basis der vorliegenden Datenlage aus der Berghalde und der Beteiligung in Planung und wissenschaftlicher Begleitung von weiteren Effizienzhaus-Plus Gebäude wird eine Kostenanalyse im Vergleich zu Gebäuden nach EnEV-Standard erstellt.

Im Ergebnis soll folgendes dargestellt werden:



- Welche Kosten resultieren aus dem Standard Effizienzhaus-Plus für die Gebäudehülle und die Anlagentechnik?
- Wie sind die Investitionen in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit zu bewerten?
- Wie sind die Investitionen in Speichermedien (Batteriesysteme, Vergrößerung von Pufferspeicher etc.) unter dem Aspekt der Eigenstromnutzungsanteile sowie unter ökonomischen Gesichtspunkten zu bewerten?

Arbeitspunkt 5: Systemsimulationen zur Plausibilisierung und Bewertung von technischen Lösungen zur Steigerung der Effizienz

Durch die Abbildung von Betriebsszenarien zur Steigerung der Effizienz mittels Gebäudesimulationen werden Einflüsse und Abhängigkeiten von Anlagenkomponenten zueinander voruntersucht, um die Vor- und Nachteile sowie die Auswirkungen auf den Eigenstromanteil abzuschätzen. Anschließend werden die Voruntersuchungen mit den Messergebnissen im Gebäude bewerten. Darüber hinaus werden mögliche Konzeptbausteine im Einzelnen analysiert und unter dem Aspekt der Energieeffizienz und dem Nutzerkomfort ausgewertet.

Arbeitspunkt 6: Komfortmessungen zur Behaglichkeitsbewertung

Durch Komfortmessungen werden die Norm-Werte überprüft und der Raumkomfort im EnergiePLUS Gebäude analysiert. Die Komfortmessungen und Auswertungen sollen mögliche Stellgrößen aufzeigen, an denen der Nutzer selbständig nach seinem Verlangen Änderungen vornehmen kann und wo der Nutzer nicht eingreifen sollte.

Arbeitspunkt 7: Visualisierung der Gebäudeperformance

Die Messdaten sowie die daraus berechneten Energiekennwerte werden den Nutzern und bei Bedarf der Öffentlichkeit über einen Energiemonitor online angezeigt. Mit Hilfe der Visualisierung wird der aktuelle Status transparent gemacht, um dem Nutzer die Möglichkeit zur Einschätzung seines individuellen Verhaltens in der Tages-, Monats- oder Jahresbilanz zu geben und durch die Angabe von Referenzgrößen bewertbar zu machen.

Der Nutzer kann über die Weiterentwicklung von Visualisierungswerkzeugen das eigene Verhalten einschätzen und reflektieren.

Arbeitspunkt 8: Dokumentation und Publikation der Ergebnisse

Unter den AP 8 fallen u.a. Publikationen, Veröffentlichungen und Teilnahmen an Tagungen und Konferenzen zur Verbreitung und Vorstellung des Projektes sowie der Projektergebnisse.



3. STAND DES WISSENS UND DER TECHNIK

Das Ziel der Bundesregierung Deutschland, bis 2050 die Umsetzung eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestandes zu bewerkstelligen, benötigt eine Energiewende im Bereich Bauen und Wohnen. Wohngebäude decken rund 40% des Energieverbrauchs in Deutschland und verursachen dabei ein Drittel der CO₂-Emissionen. Für einen klimaneutralen Gebäudebestand sollen daher bis 2020 der Heizenergiebedarf um 20% und der Primärenergiebedarf bis 2050 um 80% gesenkt werden. Erste Schritte im Gebäudesektor, die Ziele mit einem innovativen Ansatz im Bereich neuer Technologien, Energieeffizienz und Wirtschaftlichkeit zu erfüllen, sind mit der Einführung des „Effizienzhaus Plus“ Standards getan. [7] [8]

Seit über 30 Jahren wird in Deutschland an klimaneutralen Gebäuden geforscht. Dabei werden mit Hilfe von Richtlinien und Gesetzen Mindestanforderungen eingeführt, die sowohl den Heizwärme- als auch Primärenergiebedarf im Neubaustandard stetig verringern (Abbildung 2). Die Baupraxis bewegt sich meist zwischen Forschung und den Anforderungen. Im Zuge intensiver Forschungsarbeit und der Umsetzung innovativer Technologien ist es über die Jahre gelungen Gebäude vom Energieverbraucher zum Energieerzeuger zu entwickeln. Die Effizienzhaus-Plus Gebäude sind dabei nicht an eine bestimmte Technologie gebunden, sondern verbinden vielmehr auf intelligente Art und Weise innovative Bautechnologie mit erneuerbaren Energiesystemen.

Im Gegensatz zum Passivhaus, dass mit einer starken Gebäudedämmung und hoher Luftdichtheit gekoppelt mit einer mechanische Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung ohne konventioneller Heizung (aktive Systeme) auskommt, bauen Effizienz-Plus Häuser auf aktive Systeme, um den Wohnkomfort und die Nutzung erneuerbarer Energien gezielt zu steigern. Ein höherer Energiebedarf gegenüber dem Passivhaus, durch einen wirtschaftlicheren baulichen Wärmeschutz, wird durch die Erzeugung und effiziente Nutzung von erneuerbaren Energien ausgeglichen (Abbildung 3). Mit dem Effizienzhaus-Plus Standard muss so nicht auf Ästhetik und Lebensqualität verzichtet werden, es ergeben sich vielmehr Kleinkraftwerke, die dezentral zur Energieerzeugung durch erneuerbare Energien beitragen und deren Energieüberschuss eingespeist wird und fossile Energieträger substituiert. [9] [7]

Das entstandene Netzwerk um das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit befasst sich nicht nur mit Leuchtturmprojekten, sondern will unterschiedliche Lösungsansätze und verschiedene Technologien ausprobieren und optimieren. [7]

„Ziel der Forschung ist es, das Effizienzhaus Plus systematisch in seiner Technologie und Nutzung zu erproben, seine Marktfähigkeit voranzubringen und als einen Standard für Wohn- und Nichtwohngebäude zu etablieren. Ein besonderes Augenmerk wird darauf gelegt, das Effizienzhaus Plus mit der Elektromobilität zu kombinieren.“ [7]

Im Rahmen der Forschungsinitiative Zukunft Bau werden zahlreiche Effizienzhaus-Plus Gebäude untersucht, die als Referenz- und Vergleichsgebäude für das Demonstrations-Projekt Berghalde herangezogen werden können. Neben einer Umsetzung und Begleitforschung von Einfamilienhäusern werden mittlerweile auch der Mehrgeschosswohnungsbau / Mehrfamilienhäuser sowie Sanierungen im Altbau und Bildungsbauten im Effizienzhaus-Plus Standard umgesetzt, begleitet und gefördert. [3]

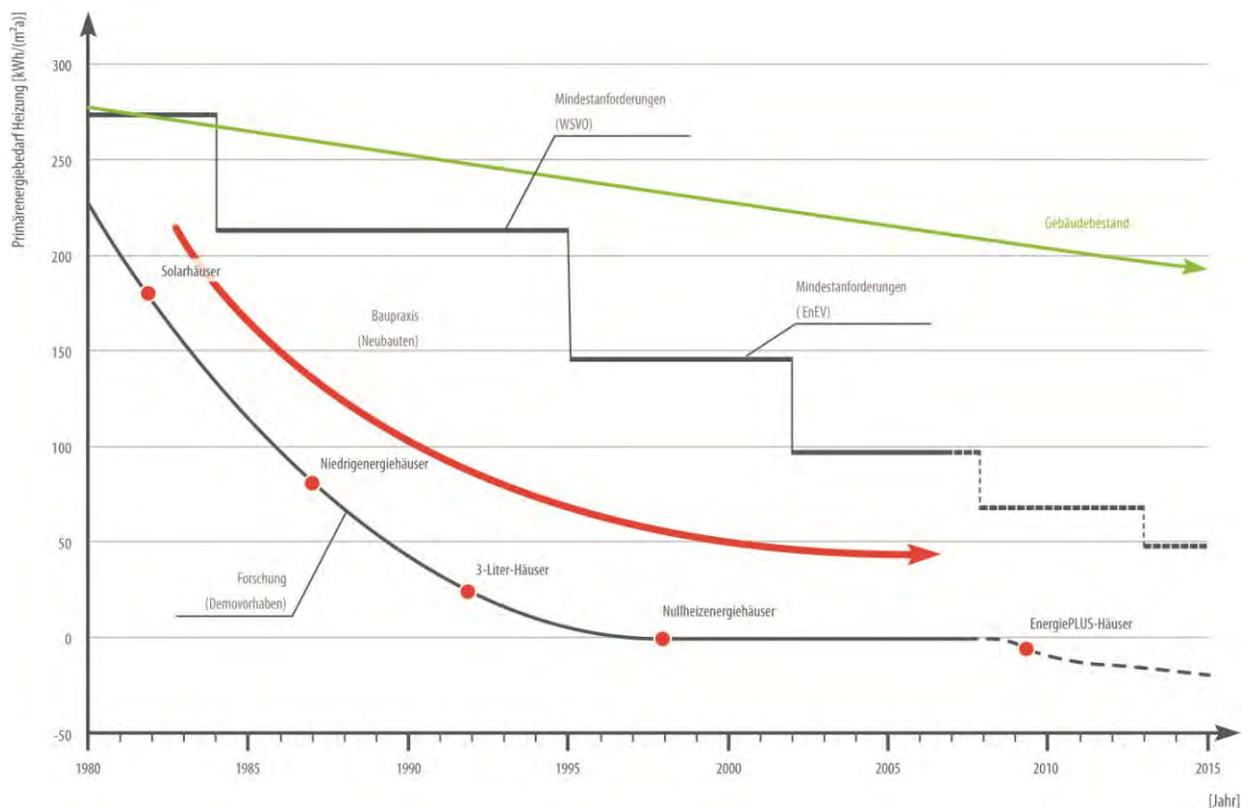


Abbildung 2: Entwicklung Primärenergiebedarf Heizung

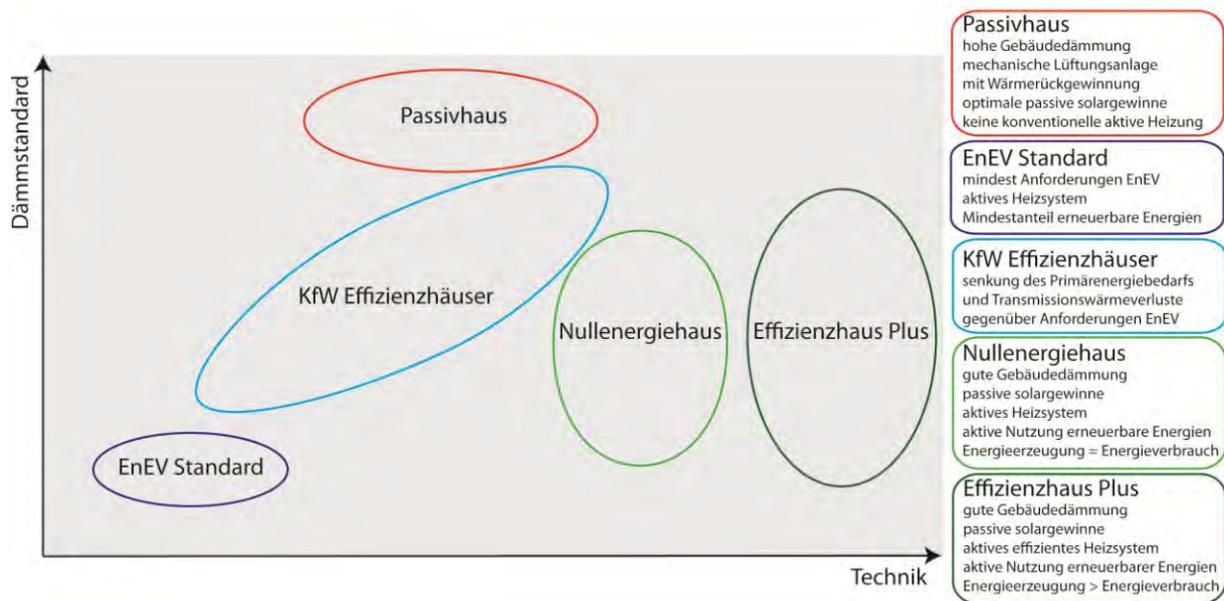


Abbildung 3: Vergleich der aktuellen Energie-Standards im Bezug auf Dämmstandard und angewendeter Technik

3.1. Effizienzhaus-Plus Standard

Die angewendete Definition und das Berechnungsverfahren für den Effizienzhaus-Plus-Standard beruhen auf den Vorgaben und der Definition des BMVBS [2].

Für die Berechnung des Effizienzhaus-Plus-Standard gelten die Gebäudehülle bzw. die Grundstücksgrenzen als Bezugsgrenze. Die Bilanz des Stromverbrauchs beinhaltet die gesamte Energie, die zur Konditionierung und zum Betrieb des Gebäudes sowie zum Betrieb der Nuterausstattung benötigt wird. Dies schließt neben der Heizung und Kühlung der Gebäude, die Lüftung, Hilfsenergie sowie den Haushaltsstrom und die E-Mobilität mit ein.

Über die Jahresbilanz wird der Gesamtenergieverbrauch des Gebäudes mit der innerhalb der Bilanzgrenze erzeugten erneuerbaren Energie verglichen. Die Differenz muss für die Jahresend- und für die Jahresprimärenergiebilanz kleiner als Null ergeben. (Abbildung 4)

Dies bedeutet, dass ein Effizienzhaus-Plus Gebäude den definierten Standard erfüllt, wenn die End- und Primärenergie inkl. des Haushaltsstroms in der Jahresbilanz zu mehr als 100 % durch erneuerbare Energien gedeckt werden kann.

In Ergänzung zur Definition für ein EffizienzhausPLUS wurde durch das Institut die Bedingung hinzugefügt, dass mehr als 30% des erzeugten PV-Stroms selber genutzt sowie mehr als 30% des Gesamtstromverbrauchs über die PV-Anlage gedeckt werden müssen.



Abbildung 4: Definition Plus-Energie-Standard

3.2. PV-Eigennutzungsanteil und PV-Deckungsanteil

Durch eine vorhandene Netzkopplung des Gebäudes kann die dezentral erzeugte Energie in einem EnergiePLUS Gebäude anteilig zur Senkung des Netzbezuges und zur Netzeinspeisung eingesetzt werden. Ziel ist es jedoch, einen möglichst hohen Eigenstromanteil durch Solarstrom zu erreichen.

Zur einheitlichen Begriffsdefinition und Bewertung des Eigenstromanteils werden im Rahmen des Forschungsvorhabens die Begriffe „PV-Eigennutzungsanteil (ENA)“ und „PV-Deckungsanteil (DA)“ definiert.

Die Eigenstromanteile werden berechnet aus (siehe auch Abbildung 5):

PV-Eigennutzungsanteil (ENA)

Der PV-Eigennutzungsanteil berechnet sich für einen definierten Betrachtungszeitraum (t) (Monat, Jahr, ...). Ermittelt wird er aus dem Verhältnis von Eigennutzung des selbst erzeugten PV-Stroms zum Gesamtertrag der PV-Anlage.

$$ENA_t = \frac{PV - Eigennutzung_t}{PV - Ertrag_t}$$

PV-Deckungsanteil (DA)

Der PV-Deckungsanteil berechnet sich ebenfalls für einen abgesteckten Betrachtungszeitraum (t) (Jahr, Monat, ...). Er wird definiert aus dem Verhältnis von der Bedarfsdeckung aus selbsterzeugtem PV-Strom zum Gesamtstrombedarf des Gebäudes innerhalb der Bilanzgrenze. Der Strombedarf umfasst dabei gemäß Definition von EffizienzhausPLUS Gebäuden den Anlagenbetrieb (Heizung, TWW und Lüftung, ...) und den Nutzerstrombedarf.

$$DA_t = \frac{PV - \text{Bedarfsdeckung}_t}{\text{Gesamtstrombedarf}_t}$$

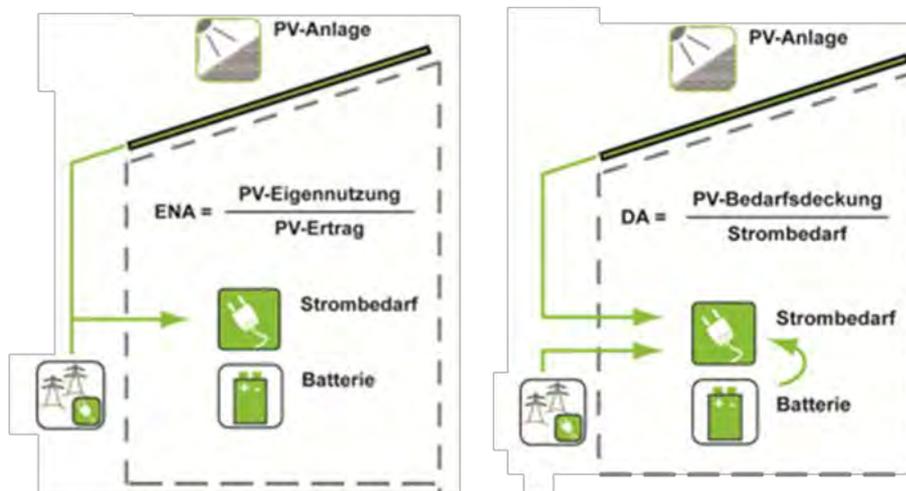


Abbildung 5: Definition von PV-Eigennutzungsanteil (ENA) (links) und PV-Deckungsanteil (DA) (rechts)

4. DAS GEBÄUDE – ARCHITEKTUR UND ENERGIEKONZEPT

Eine ausführliche Beschreibung des Gebäudes, des Energie- und Monitoringkonzeptes ist dem Forschungsbericht der ersten Monitoringphase („Netto-Plusenergie-Gebäude mit Stromlastmanagement und Elektro-Mobilität“, FKZ SF-10.08.18.7-11.32 [1]) zu entnehmen.

Die Eck- und Kenndaten zum Gebäude sind dem Anhang im Kapitel 12.2 zu entnehmen.

Architektur

Das Ende 2010 fertiggestellte Einfamilienhaus fügt sich auf einem knapp 900 m² großen Südhanggrundstück in die bestehende Bebauungsstruktur ein. Der Baukörper mit einer Wohnfläche von rd. 260 m² gräbt sich mit dem Untergeschoss nördlich in den Hang ein und öffnet sich mit einer großzügigen Fensterfront zur Talseite. Die Nord-, Ost- und Westfassade sind dagegen deutlich opaker gehalten. Durch die Hanglage orientieren sich alle Wohnräume nach Süden. Im EG befinden sich die raumhoch verglasten Kinder- und Gästezimmer und im 1. OG der großzügige zusammenhängende Koch-, Ess- und Wohnbereich. Die zueinander versetzten Geschosebenen bilden durch die Auskrugung einen baulichen Sonnenschutz für das Erdgeschoss (Abbildung 6). Nebenräume, wie Badezimmer, Wirtschafts- und Haustechnikraum befinden sich auf der Nordseite. Erschlossen wird das Gebäude von der tiefer liegenden Straße über eine im Hang integrierte Steintreppe, bzw. unterirdisch durch die Garage (Abbildung 8).



Abbildung 6: Süd-Ostansicht (links) und Nord-Westansicht (rechts)



Abbildung 7: Vogelperspektive (links) und Terrassenbereich (rechts)



Abbildung 8: Grundriss Erdgeschoss (links) und 1. Obergeschoss (rechts)
(Architekt: Berschneider und Berschneider, Pilsach)

Energiekonzept

Da am Standort weder Erdgas noch Fernwärme zur Verfügung stehen, wird Strom als Energieträger gewählt. Die Grundidee des Energiekonzeptes ist somit das „Stromhaus“, das zu hundert Prozent auf den elektrischen Strom als Energieträger setzt. Der Strom wird entweder von der auf dem 17° geneigten Pultdach installierten Photovoltaikanlage (15 kWp, 120 m²)

geliefert, aus den Batterien oder dem öffentlichen Versorgungsnetz bezogen. Der regenerativ erzeugte Strom deckt tagsüber den Gebäudebedarf und wird im Falle von Überschüssen zusätzlich in zwei Blei/Schwefel-Batterien mit einer Speicherkapazität von 7 kWh bzw. 20 kWh gespeichert. In den Abend- und Nachtstunden können die Akkumulatoren entladen werden und anteilig den Strombedarf decken. Als Komponente der Direktstromnutzung wird der solar erzeugte Strom zusätzlich für das Elektroauto genutzt. Sollte die Erzeugung den aktuellen Strombedarf übersteigen, wird der Überschuss, insbesondere tagsüber in den Sommermonaten, in das öffentliche Stromnetz eingespeist.

Die Wärmeversorgung erfolgt über eine erdgekoppelte elektrische Wärmepumpe mit einer thermischen Leistung von 10 kW_{th}. Als Wärmequelle stehen drei Erdsonden mit einer Tiefe von jeweils 100 m Tiefe zur Verfügung. Die Wärmeübergabe im Gebäude erfolgt über eine Flächenheizung. Auslegungsbedingt sind die Oberflächentemperaturen auf 22 bis 25 °C begrenzt. In den Bädern sind zusätzlich Heizkörpern installiert. Die Fußbodenheizung kann im Sommer zur Kühlung genutzt werden. Die abgeführten Wärmelasten tragen bei der Verbesserung des Komforts zur Regenerierung der Erdsonden bei. Die Trinkwassererwärmung erfolgt zentral im Durchfluss-Prinzip über einen externen Wärmetauscher, zusätzlich sind zur dezentralen Nacherwärmung elektronische Durchlauferhitzer an den Zapfstellen vorhanden. Der hygienische Luftwechsel wird durch eine mechanische Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung sichergestellt. Angesaugt und vorkonditioniert wird die Außenluft über einen Erdreichwärmetauscher.

Wärmeerzeugung	Erdreich-Wärmepumpe	max. 2,2 kW _{el} , 10 kW _{th}
Kälteerzeugung	Regenerative Kühlung über Erdreich-Wärmetauscher bzw. Erdwärmesonden	ca. 1 bis 1,5 kW (Erdreich-WT) ca. 6 bis 9 kW (Sonden)
Stromerzeugung	dachintegrierte Photovoltaik	15 kW _p (installierte Leistung)
Lüftung	kontrollierte Zu- und Abluftanlage mit WRG	Volumenstrom max. 250 m ³ /h

Tabelle 1: Technische Daten Gebäudetechnik

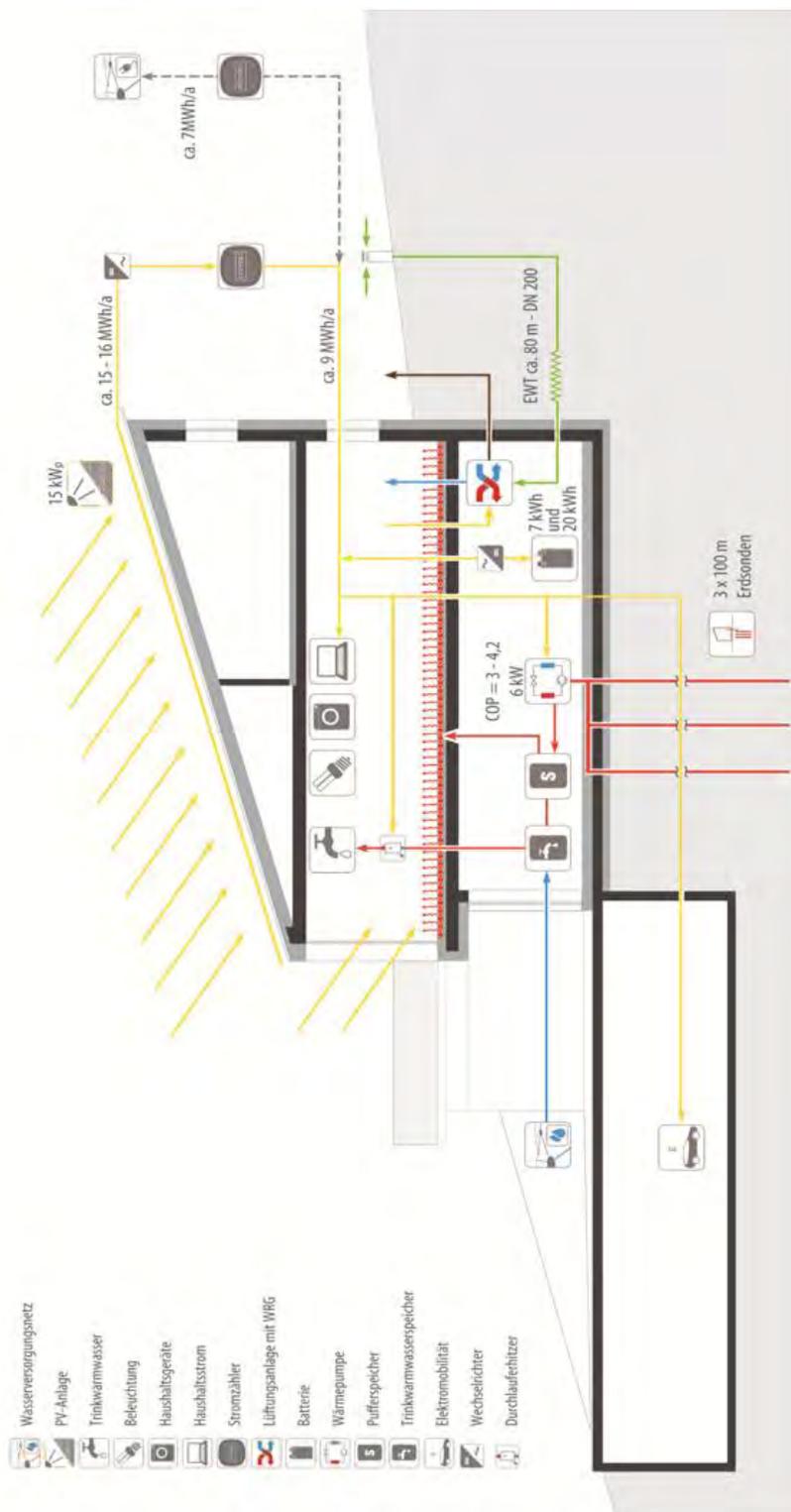


Abbildung 9: Energiekonzept „Nur- Stromhaus“ Berghalde

5. FORTFÜHRUNG DER WISSENSCHAFTLICHEN BEGLEITUNG IM BETRIEB - EVALUIERUNG DER MESSDATEN, BETRIEBSOPTIMIERUNG (AP1)

Um eine detaillierte Auswertung der Energiebilanzen im EnergiePLUS-Gebäude zu ermöglichen, ist bereits in der ersten Monitoringphase eine hohe Anzahl an Messinstrumenten im Gebäude installiert worden.

Neben den Zählern zur Bestimmung aller relevanten Energiemengen sind weitere Messinstrumenten zur Aufnahme von Temperaturen, Betriebszuständen, Leistungen, Ventilstellungen etc. installiert. Das Messintervall der aufgezeichneten Messdaten liegt mit 2-Minuten in einer sehr detaillierten Auflösung vor. Die feine Auflösung der Daten beruht darauf, dass im Forschungsvorhaben regenerative Erträge und Lasten aus dem Gebäude im Betrieb aufeinander abgestimmt und Optimierungsansätze identifiziert und analysiert werden sollen.

5.1. Performance der PV-Anlage

Abbildung 10 verdeutlicht durch eine monatliche Darstellung von solarer Stromerzeugung und Gesamtstromverbrauch zum einen die großen Überschüsse im Sommer (Netzeinspeisung) und die Unterdeckung (Netzbezug) in den Wintermonaten. Die monatlichen Ertragsschwankungen zwischen den einzelnen Betriebsjahren bilden die vorhandenen Abweichungen im Jahresverlauf der Globalstrahlung nach. Die Summe der regenerativen Erträge schwankt zwischen den Betriebsjahren von 13.894 bis 16.274 kWh/a. Pro kWp wird durchschnittlich ein Wert von 926 – 1.049 kWh/kWp erzeugt. Im Vergleich zu Anlagen im südwestlichen Raum sind die Werte plausibel und spiegeln die Durchschnittserträge wieder (Tabelle 2).

Standort	Gebäude Berghalde Leonberg - Warmbronn	Regionaler Durchschnitt der erfassten Anlagen
Ertrag 2011	1.085 kWh/kWp	1.096 kWh/kWp
Ertrag 2012	1.062 kWh/kWp	1.062 kWh/kWp
Ertrag 2013	926 kWh/kWp	923 kWh/kWp
Ertrag 2014	1.050 kWh/kWp	1.008 kWh/kWp

Tabelle 2: Vergleich der PV-Erträge zu weiteren Anlagen im südwestlichen Raum [20]

Nach vier Betriebsjahren der PV-Anlage lässt sich anhand der Ertragsdaten noch keine Degression der Zellen feststellen. Dies kann anhand der Abbildung 11 und dem linearen Zusammenhang von PV-Ertragsleistung zur Globalstrahlung belegt werden. Mit steigender Globalstrahlung steigt ebenfalls der PV-Ertrag, es ergibt sich ein Verhältnis von $\sim 1 \text{ W/m}^2$ (horizontal Globalstrahlung) = 13 W PV-Ertrag.

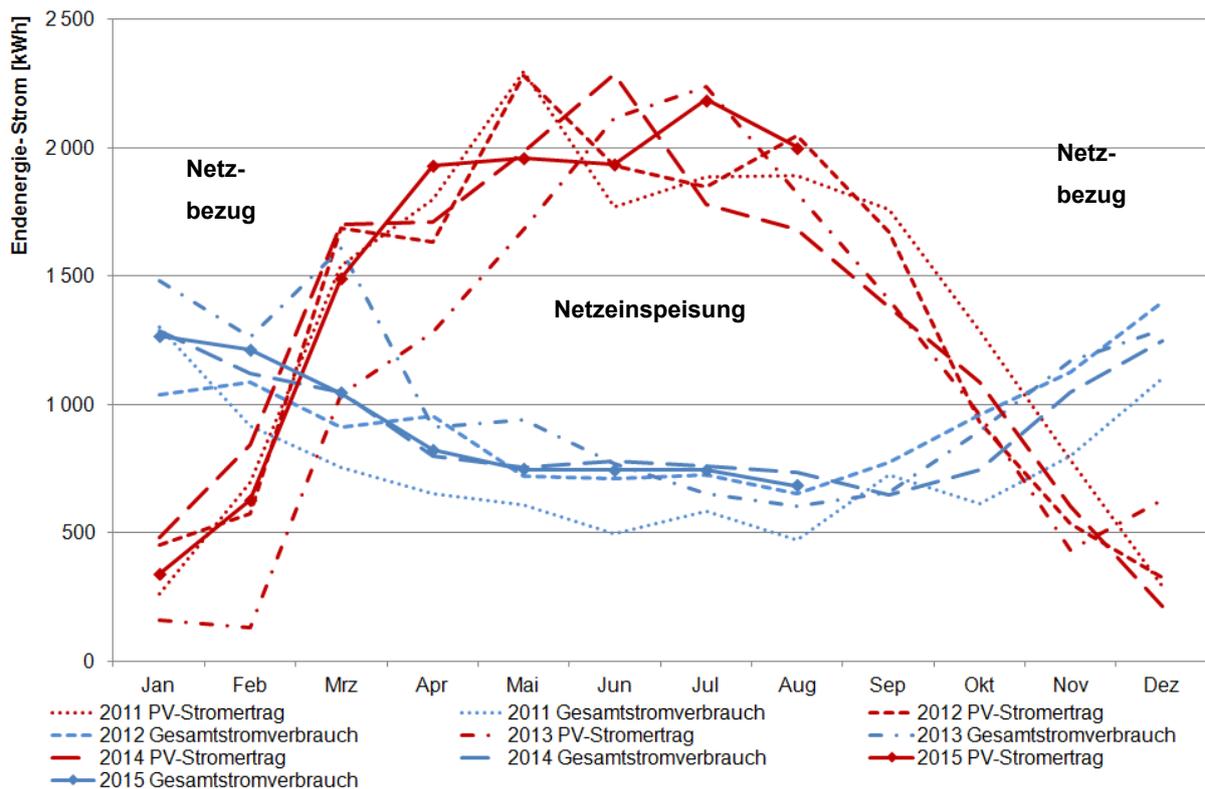


Abbildung 10: PV-Stromertrag und Gesamt-Stromverbrauch (2011 bis August 2015)

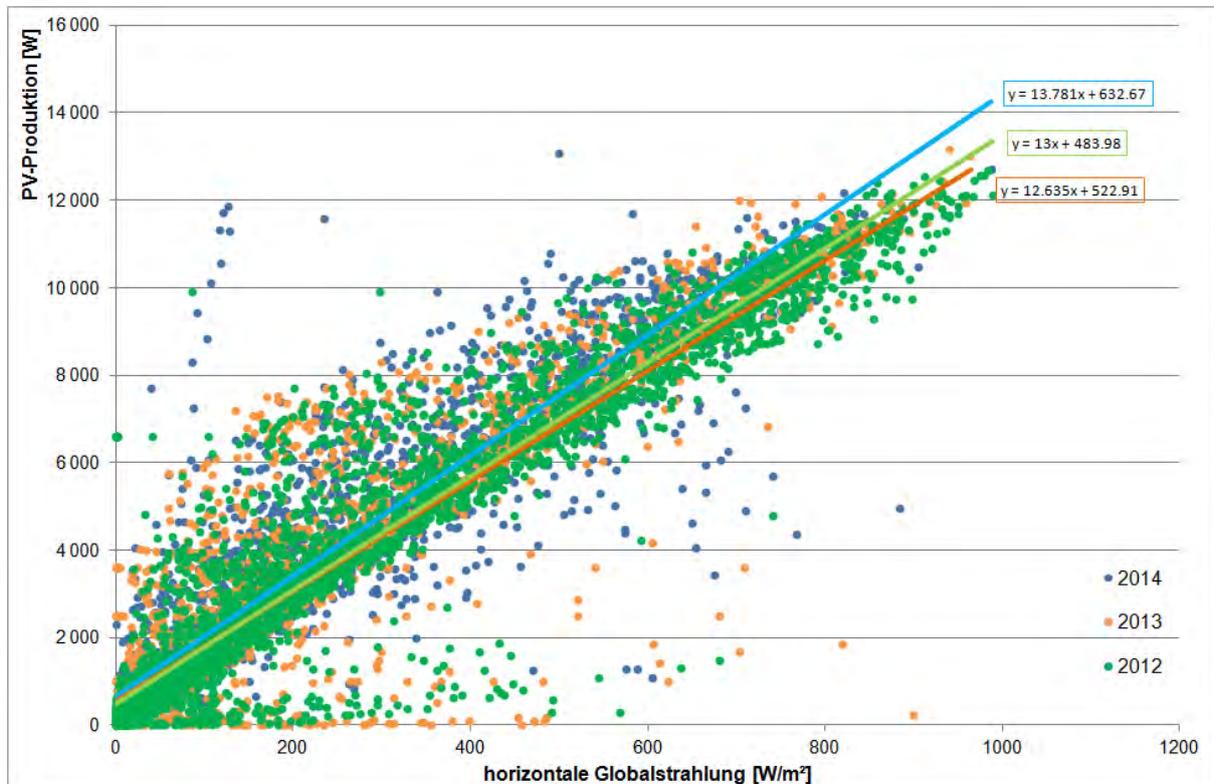


Abbildung 11: PV-Stromproduktionsleistung über horizontaler Globalstrahlung (2012 - 2014)

5.2. Betriebsergebnisse 2011 bis Ende Juli 2015

Im vorliegenden Abschlussbericht werden die Ergebnisse für die Betriebsjahre 2011 – 2014 und für das erste Halbjahr bis zum Projektende (August 2015), dargestellt.

Im beschriebenen Betrachtungszeitraum wurden folgende Änderungen, Optimierungen und Ergänzungen an der Anlage sowie dem System vorgenommen:

- die Batterie mit der Speicherkapazität von 20 kWh kann aufgrund von Ansteuerungsfehlern nach der Übernahme von der EnBW im Juni 2013 nicht genutzt werden.
- 2013: Änderungen und Anpassungen an der Heizkurve und den Sollvorlauftemperaturen.
- Von Dezember 2013 bis März 2014 wurde die Erweiterung des Pufferspeichers zu Testzwecken umgesetzt.
- Seit einer DDC Umstellung im Mai 2014 können die Regelstrategien zur Übersteuerung und Erhöhung des Eigenstromverbrauchs nicht mehr umgesetzt werden. Das Gebäude läuft seit dem im „Normalbetrieb“.
- Im Juni 2014 ist zusätzlich zum Fiat 500 ein BMWi3 zur E-Mobilitäts-Flotte hinzugekommen und wird ebenfalls über das Gebäude beladen.



5.2.1. Eigenstromnutzungsanteil und EnergiePLUS-Standard

Der Gesamtenergieverbrauch des EnergiePLUS-Gebäudes setzt sich, gemäß der Definition des Effizienzhaus-Plus Standards, aus dem Verbrauch von Wärmepumpe, Lüftung, MSR-Technik, Nutzer- und Haushaltsstrom sowie Elektromobilität zusammen (siehe Kapitel 3.1).

Die Gebäudetechnik sieht vorrangig die direkte Nutzung der solaren Erträge aus der Photovoltaik vor. Nur Überschüsse, die nicht gespeichert werden können, werden in das öffentliche Versorgungsnetz eingespeist. In Abbildung 12 ist der über die PV-Anlage erzeugte und im Haus genutzte, sowie der vom Netz bezogene Strom im Betrachtungszeitraum der letzten vier Betriebsjahre dargestellt. Aus der Differenz von Stromproduktion und Eigenstromnutzung ergibt sich die Stromeinspeisung (dunkelblau). Liegt der solare Deckungsanteil am Gesamtstromverbrauch in 2011 bei 32 %, so konnte dieser 2012 infolge von Veränderungen und der Optimierungen, z.B. Anpassung der Heizkurve, Betrieb der Wärmepumpe, an der Anlage auf 48 % gesteigert werden. Aufgrund eines gesunkenen PV-Ertrags und eines gestiegenen Stromverbrauchs, sowie einem Batterieausfall (siehe Kapitel 5.2.5), lässt sich der geringere Deckungsanteil von 34% in 2013 erklären. 2014 konnte der Einbruch von 2013 wieder durch einen höheren Solarertrag kompensiert und der Deckungsanteil auf 43% gesteigert werden. Im Rahmen der EnergiePLUS-Bilanz ergibt sich in 2011 ein Überschuss (PV Ertrag zu Stromverbrauch) von 80 %. Durch den Rückbau der thermischen Solaranlage in 2012 übernimmt die Wärmepumpe die Versorgung monovalent. Damit ist eine Erhöhung des Stromverbrauchs aber auch der Eigenstromnutzung verbunden. Gleichzeitig ist der Ertrag geringer als in 2011, sodass sich der Überschuss auf 44 % und dann in 2013 nochmals auf 13% verringert. Für das Bilanzjahr 2014 kann wiederum ein Überschuss in Höhe von 44% wie in 2012 erzielt werden.

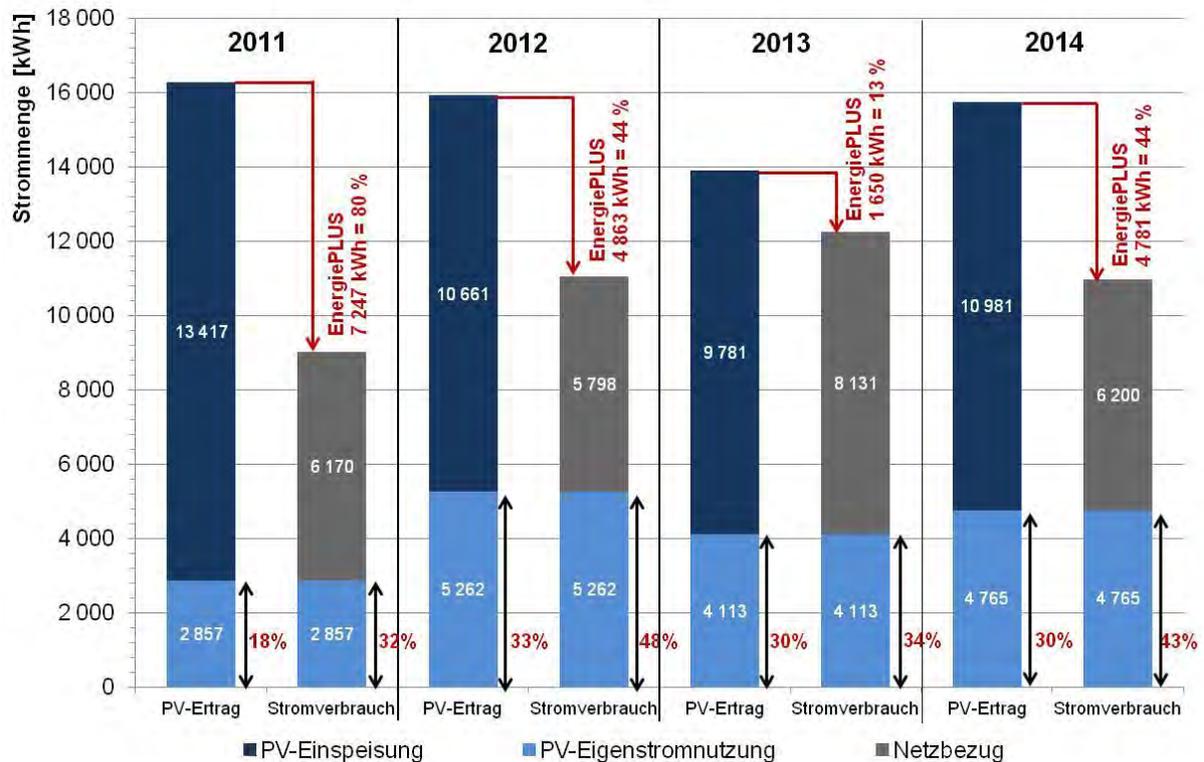


Abbildung 12: Jahresbilanz Endenergie und Eigenstromnutzungsanteile im Vergleich (2011 bis 2014)

Abbildung 13 zeigt die monatlichen Werte zum Solarertrag, des direkt im Haus genutzten Solarstroms sowie zum Eigenstrom-Nutzungsanteil und den solaren Deckungsanteil. Der Deckungsanteil bezieht sich auf den Gesamtstromverbrauch aus Anlagenbetrieb und Nutzerstrom sowie E-Mobilität. Durch Optimierungsmaßnahmen, der Umstellung der Wärmepumpen-Regelstrategie sowie der Abdeckung der thermischen Solarkollektoren (März 2012), konnten die Anteile der Eigenstromnutzung im Winter 2012/13 auf bis zu 88 % gesteigert werden. In den folgenden Jahren sinkt der Anteil in den Wintermonaten aufgrund höherer Solarerträge wieder etwas ab, erreicht aber immer noch Werte von über 75%.

Seit 2013 wird ein regenerativer Deckungsanteil am Stromverbrauch in den Sommermonaten von 60% und in den Wintermonaten von 10 - 20% erzielt. Es wird deutlich, dass die Eigenstromnutzung im jahreszeitlichen Verlauf entgegengesetzt dem regenerativen Ertrag im Sommer prozentual abnimmt und in den Wintermonaten zunimmt. Der Eigennutzungsanteil erreicht sich im Winter bis zu 80% und sinkt in den Sommermonaten auf 20% ab.

Der direkte PV-Eigennutzungsanteil ist umso größer, je geringer die Überdimensionierung der PV-Anlage im Verhältnis zum Strombedarf ausfällt. Umgekehrt verhält es sich mit den solaren

Deckungsanteilen am Gesamt-Stromverbrauch. Hier kann eine höhere Deckung erzielt werden, wenn die PV-Anlage größer ausgelegt ist.

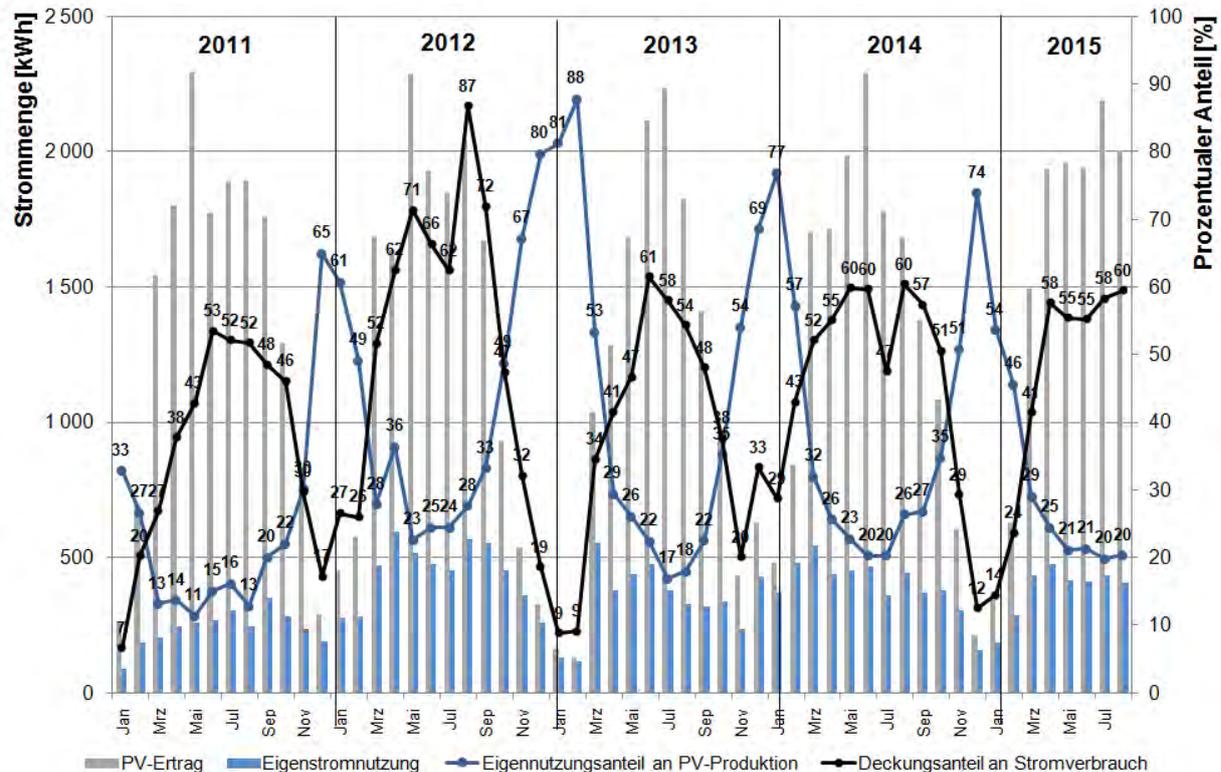


Abbildung 13: Monatlicher Stromertrag aus PV-Ertrag, Eigenstromnutzung sowie Eigenstromnutzungs- und solarer Deckungsanteil (2011 bis August 2015)

In einer kumulierten Betrachtung in Abbildung 14 ist dargestellt, dass sich in den ersten vier Betriebsjahren von 2011 bis Ende 2014 ein bilanzieller Überschuss (Differenz zwischen Verbrauch und Erzeugung) von rd. 18.500 kWh ergeben hat. In der jährlichen Betrachtung der kumulierten Werte (Abbildung 15) ist zu erkennen, dass der Stromertrag der PV-Anlage (15 kWp) in den ersten beiden Jahren sowie 2014 mit ca. 16.000 kWh/a (rd. 1.100 kWh/kWp) über dem prognostizierten Stromertrag von 15.000 kWh/a liegt. 2013 bricht der Stromertrag aufgrund geringerer Solareinstrahlung auf 14.000 kWh/a (930 kWh/kWp) ein. Es ist festzustellen, dass der kumulierte Verlauf des PV-Ertrags 2011, 2012 und 2014 nahezu deckungsgleich ist. Die Werte des Gesamt-Stromverbrauchs und der Eigenstromnutzung verlaufen in der kumulierten Darstellung hingegen abweichend. Überschneidungen sind nur in den Jahren 2012 und 2014 festzustellen.

Ursachen für die differierenden Werte sind die Erhöhung des Stromverbrauchs und des Eigennutzungsanteils von 2011 nach 2012. Der Rückbau der thermischen Solarkollektoren in 2012 muss durch den Wärmepumpenbetrieb kompensiert werden. Der Unterschied im Betriebsjahr 2013 ist auf den reduzierten PV-Ertrag in Folge der geringeren Globalstrahlung zurückzuführen. Darüber hinaus lag der Heizwärmebedarf in 2013 deutlich über den Jahren 2011 und 2012, da u.a. die Heizkurven und Solltemperaturen angehoben wurden sowie die Pufferspeichererweiterung getestet wurde.

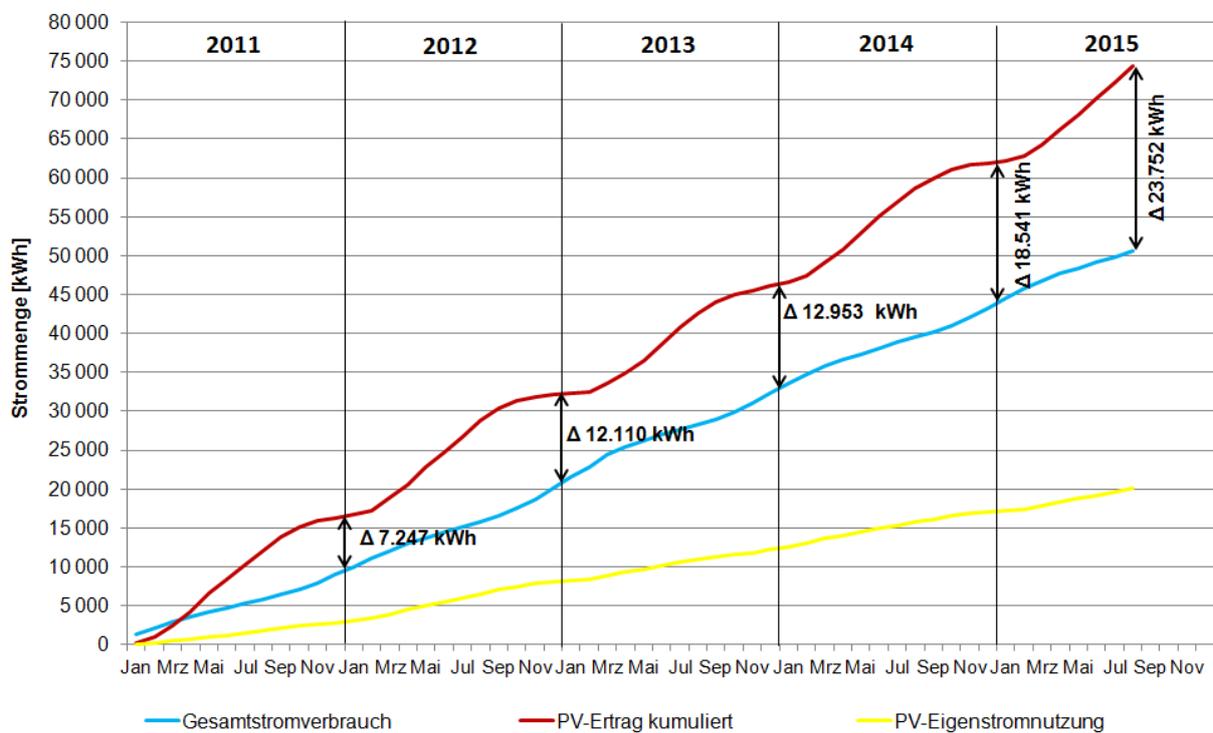


Abbildung 14: Kumulierter Gesamt Stromverbrauch, PV- Stromertrag und Eigenstromnutzung für die ersten zwei Betriebsjahre (2011 bis August 2015)

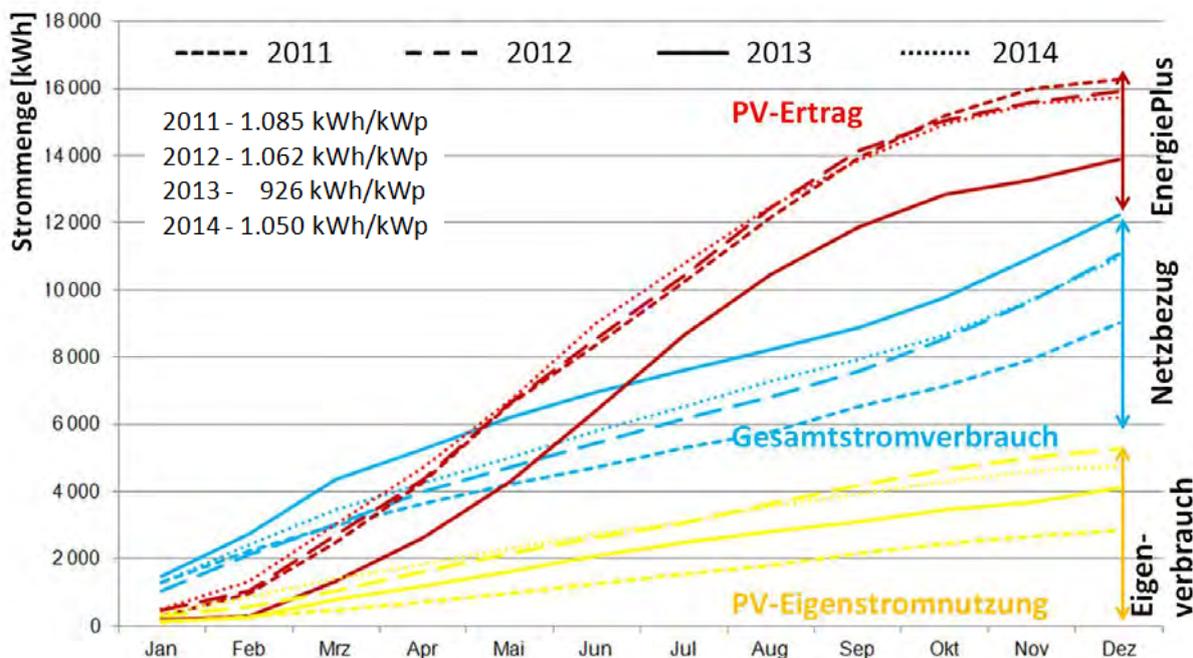


Abbildung 15: Kumulierter Gesamtstromverbrauch, PV-Stromertrag und Eigenstromnutzung (2011 bis 2014)

Die Jahresbilanz der End- und Primärenergie für die Jahre 2011 bis 2014 ist in Abbildung 16 dargestellt. Für die Stromeinspeisung wird analog zu den Festlegungen des BMVBS im EffizienzhausPlus-Standard ein Primärenergie-Faktor von 2,8 und für den Strom-Bezug ein Primärenergie-Faktor von 2,6 angesetzt. 2011 konnte ein primärenergetischer Überschuss von 21.526 kWh/a erzielt werden. 2012 sinkt dieses Plus bedingt durch die Steigerung der Eigenstromnutzung (Abschaltung der solarthermischen Anlage) auf 14.776 kWh/a. Für 2013 konnte trotz geringen Solarerträgen ein primärenergetischer Überschuss von 6.246 kWh/a erzielt werden. Analoge Solarerträge wie in 2011 und 2012 lassen den Überschuss in 2014 trotz eines „Normalbetriebes“ auf 14.627 kWh ansteigen.

Das primäre Ziel, den EnergiePLUS-Standard end- und primärenergetisch in der Jahresbilanz bei gleichzeitig hoher Nutzerzufriedenheit umzusetzen, wird damit für alle vier Betriebsjahre Jahre nachgewiesen.

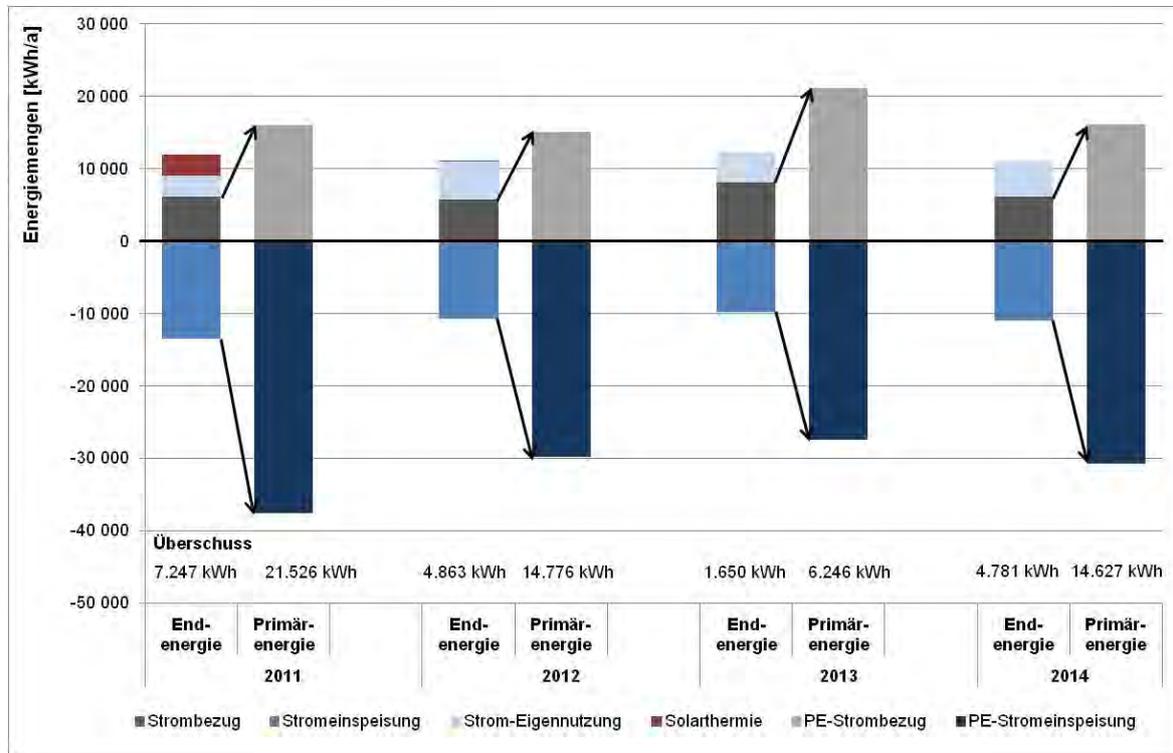


Abbildung 16: Jahresbilanz End- und Primärenergie (2011 bis 2014)

5.2.2. Strombilanz für 2011 bis 2014

In 2011 beträgt der jährliche Gesamtstromverbrauch (inkl. Mobilität und MSR) 9.027 kWh/a. 2012 steigt der Verbrauch um ca. 1.000 kWh/a und 2013 nochmals um ca. 1.200 kWh/a auf dann 12.244 kWh/a. 2014 sinkt der Stromverbrauch, bedingt durch die nicht umsetzbare Übersteuerung (PV-Regelung der Wärmepumpe), wieder auf 10.965 kWh/a.

Auf die Wohnfläche bezogen ergibt sich ein Stromverbrauch von 34,7 kWh/(m²_{Wfl}a) in 2011 bzw. 47,1 kWh/(m²_{Wfl}a) in 2013. In Abbildung 18 bis Abbildung 20 ist der Stromverbrauch mit monatlichen bzw. jährlichen Werten, differenziert nach den einzelnen Verbrauchern / Verbrauchsbereichen, wie Wärmepumpe, MSR, Lüftung E-Mobilität etc. dargestellt.

	2011	2012	2013	2014
Gesamt-Stromverbrauch	9.027 kWh/a	11.060 kWh/a	12.244 kWh/a	10.965 kWh/a
Spez. Gesamt-Stromverbrauch	34,7 kWh/(m ² _{Wfl} a)	42,5 kWh/(m ² _{Wfl} a)	47,1 kWh/(m ² _{Wfl} a)	42,2 kWh/(m ² _{Wfl} a)

Tabelle 3: Gesamt-Stromverbrauch 2011 bis 2014



Die Wärmepumpe ist systembedingt der mit Abstand größte Stromverbraucher im Gebäude. Die System- Auslegung und der optimale Betrieb der Wärmepumpe (möglichst hohe Jahresarbeitszahl) sind entscheidend für den EnergiePLUS- Standard.

Unter dem Aspekt Sonstiges wird der Stromverbrauch aller Geräte aufgezeichnet, die nicht separat erfasst werden können, wie Kleinverbraucher (Staubsauger, Kaffeemaschine, etc.), IKT, Computer, Drucker sowie sämtlicher Stromverbrauch über Steckdosen.

Der Stromverbrauch der Wärmepumpe zur Bereitstellung der Raumheizung und Trinkwarmwasser hat dennoch nur einen Anteil von rund 1/3 am Gesamtstromverbrauch. Für die Gebäudekonditionierung (Beheizung, Kühlung und Lüftung sowie Trinkwarmwasserbereitung) ergibt sich ein Gesamtstromverbrauchsanteil von 34%. Ein fast ähnlich großer Anteil von 37% entfällt auf den Haushaltsstrom (Haushalt, Beleuchtung, Sonstiges).

Die umfangreiche Ausstattung mit Messtechnik und die rechnerunterstützte GLT führen in diesem Bereich zu einem Stromverbrauch von über 1.000 kWh/a (11%), die im Wesentlichen dem wissenschaftlichen Begleitprogramm geschuldet sind und nicht repräsentativ für Einfamilienhäuser ist.

Für die Beladung der E-Mobilität wurde in den letzten vier Betriebsjahren 12% (650 – 1.800 kWh/a) des Gesamtstromverbrauchs eingesetzt.

Die verbleibenden 6% sind auf Batterieverluste durch die Be- und Entladung sowie den Standby-Betrieb zurückzuführen.

Der Vergleich von dem aus der Planungsphase berechneten Strombedarf für den Nutzerstrombedarf (Haushaltsgeräte, Beleuchtung und sonstiges) mit $17 \text{ kWh}/(\text{m}^2_{\text{Wfl}} \text{ a})$ und für den Gebäudebetrieb (MSR, Umwälzpumpen, Wärmepumpe und Lüftung) mit $20 \text{ kWh}/(\text{m}^2_{\text{Wfl}} \text{ a})$, mit den in den vier Betriebsjahren gemessenen Verbrauchswerten zeigt, dass die Kalkulation bzw. Annahmen der Realität im Wesentlichen entsprechen. Für die Haushaltsgeräte (Haushalt, Beleuchtung und Sonstiges) werden 13,0 bis 19,8 $\text{kWh}/(\text{m}^2_{\text{Wfl}} \text{ a})$ gemessen, auf den Gebäudebetrieb (Wärmepumpe, Lüftung, Umwälzpumpen, MSR) entfallen 16,6 bis 22,8 $\text{kWh}/(\text{m}^2_{\text{Wfl}} \text{ a})$, siehe Abbildung 19. Der jeweilige prozentuale Anteil am Gesamtstromverbrauch ist in Abbildung 20 dargestellt.

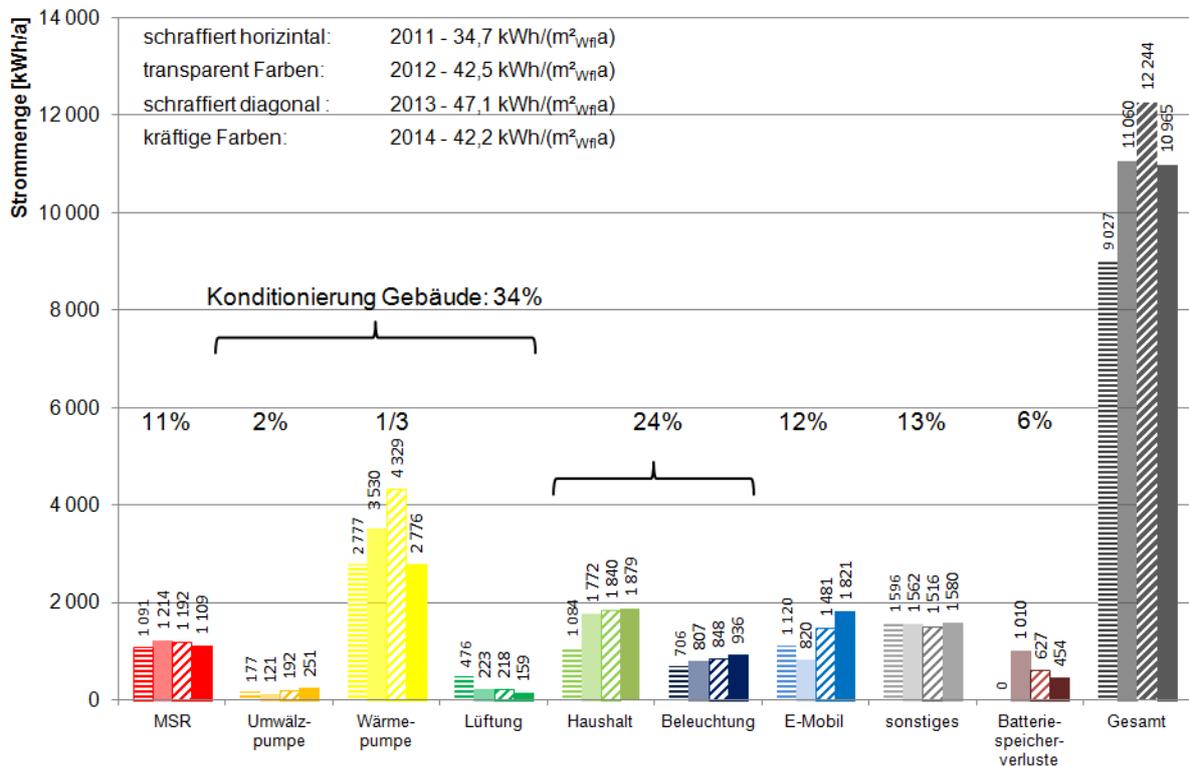


Abbildung 17: Jahres-Stromverbrauch nach Kategorien (2011 bis 2014)

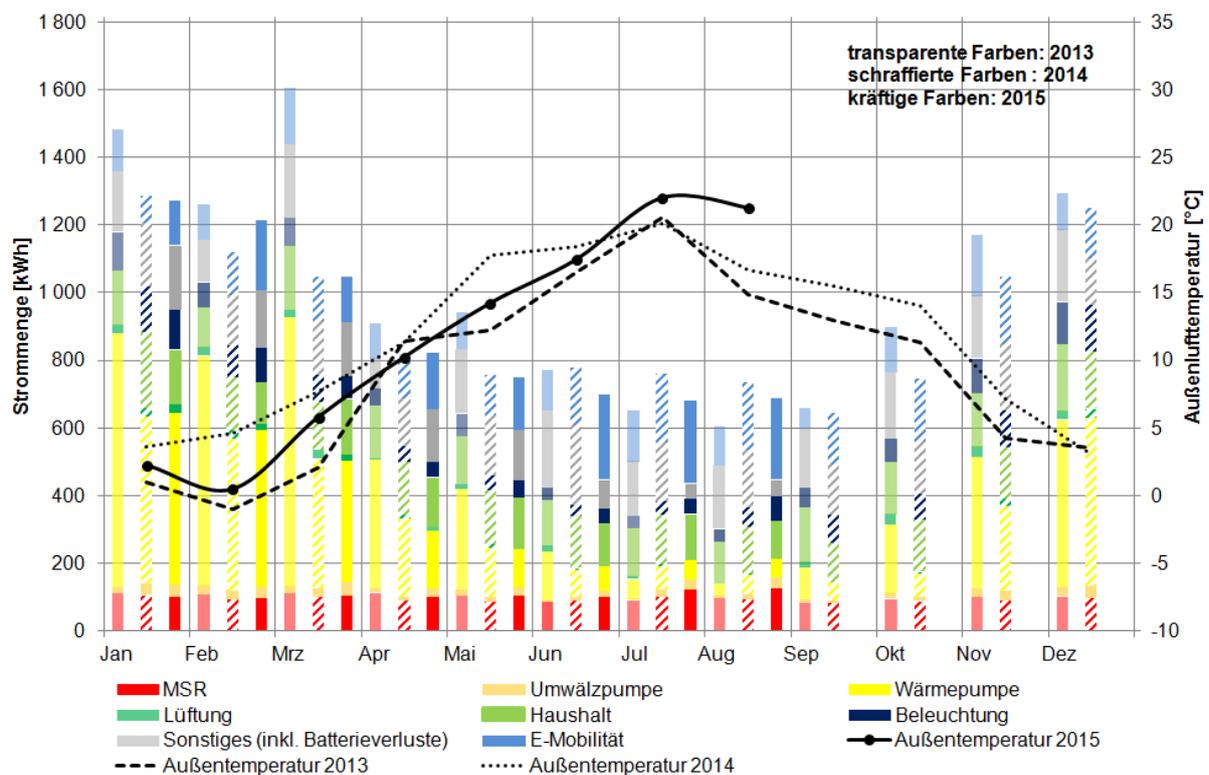


Abbildung 18: Differenzierter, kumulierter monatlicher Stromverbrauch und Außen-Lufttemperatur (2013 bis August 2015)

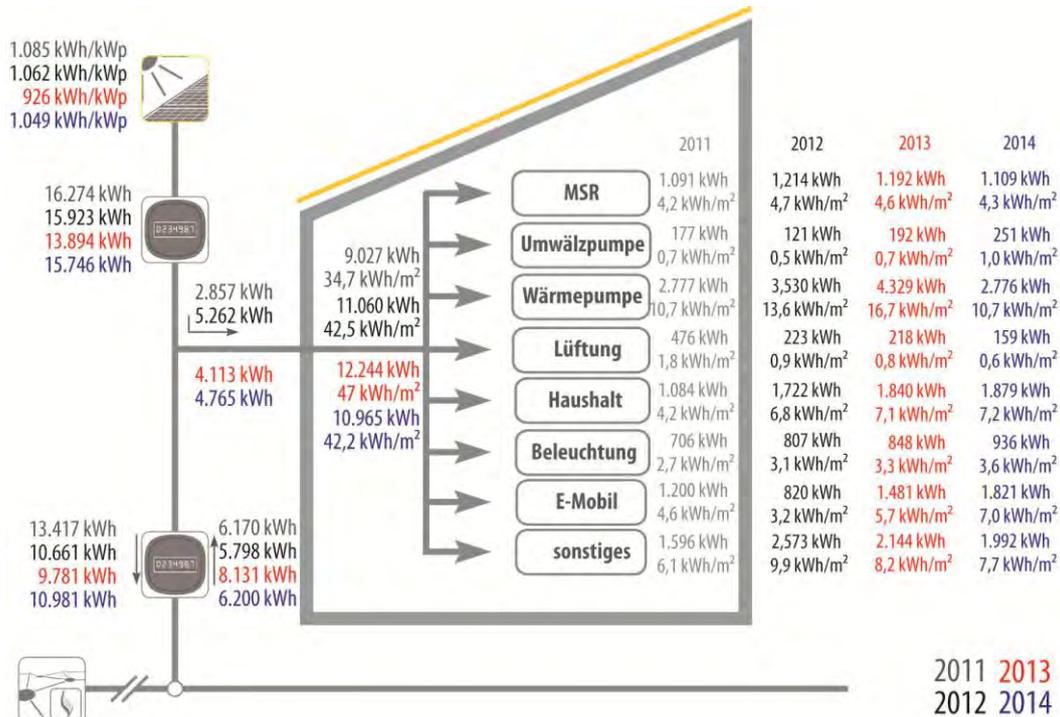


Abbildung 19: Stromverbrauch nach Kategorien, 2011 - 2014 (absolut und auf die Wohnfläche bezogen)

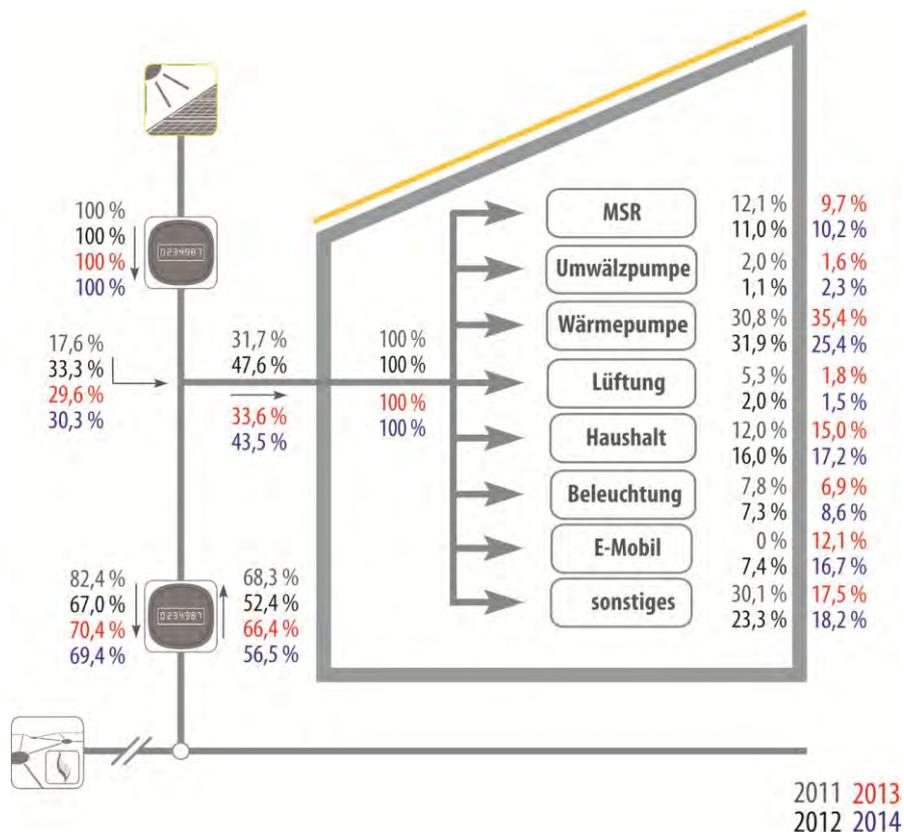


Abbildung 20: Stromverbrauch nach Kategorien, 2011 - 2014 (prozentuale Verteilung)



5.2.3. Wärmebilanz für 2011 bis 2014

Für die Analyse der Wärmebereitstellung und des -verbrauchs werden, die Energiemengen der Wärmepumpe sowie der Übergabesysteme für Heizung und Trinkwarmwasser erfasst.

Tabelle 4 zeigt die Anteile von Wärmebereitstellung und Wärmeverbrauch für das Gebäude, aufgeschlüsselt nach Wärmeerzeuger (Wärmepumpe und Solarthermie-Anlage), nach Wärmeverteilung (Pufferspeicher/ Verteilung) und nach Wärmeübergabe (Heizung und Trinkwarmwasser).

Insgesamt werden im Jahr 2011 11.202 kWh/a Wärme und in den folgenden Jahren bis zu 17.073 kWh/a Wärme erzeugt. Der spezifische Wert für die Erzeugung liegt so zwischen 43,1 kWh/m²_{Wfl} a und 65,7 kWh/m²_{Wfl} a (nicht witterungsbereinigt). Die Wärmebereitstellung erfolgte 2011 zu 75 % durch die Wärmepumpe und zu 25 % durch die thermische Solaranlage. Durch die Abdeckung der Solarkollektoren im März 2012 wird der Wärmebedarf seit dem zu 100% über die Wärmepumpe gedeckt.

Ein Anteil von rd. 8 % (1.090 kWh/a bis 1.200 kWh/a) der Wärmebereitstellung entfällt auf die Trinkwarmwasserbereitung. Zur Raumheizung werden 75 bis 80% (8.753 - 13.834 kWh/a, nicht witterungsbereinigt) benötigt. Die Verluste durch Speicherung und Zirkulation machen in allen Betriebsjahren rd. 12% aus (Abbildung 21 und Tabelle 4).

Bezogen auf die Wohnfläche ergibt sich ein Jahresheizwärmeverbrauch von 33,7 bis 53,2 kWh/m²_{Wfl}a (witterungsbereinigt 39,0 kWh/m²_{Wfl} a bis 52,4 kWh/m²_{Wfl} a) und ein Wärmeverbrauch von 3,9 bis 4,7 kWh/m²_{Wfl} a für die Trinkwarmwasserbereitung (ohne Speicher- und Zirkulationsverluste). Der Trinkwarmwasserverbrauch liegt in diesem Fall deutlich unter dem in der EnEV angesetzten Nutzenergiebedarf für das Trinkwarmwasser von 12,5 kWh/m²a.

Der gemessene witterungsbereinigte Wärmeverbrauch für Heizung liegt in allen vier Betriebsjahr unterhalb des kalkulierten Bedarfs von 65,9 kWh/(m²_{Wfl} a).

	2011		2012		2013		2014	
	[kWh/a]	[%]	[kWh/a]	[%]	[kWh/a]	[%]	[kWh/a]	[%]
Wärmeerzeugung								
	11.202		13.918		17.073		12.829	
[kWh/(m ² _{Wfl} a)]	43,1		53,5		65,7		49,3	
witterungsbereinigt	12.994		14.753		16.902		15.395	
[kWh/(m ² _{Wfl} a)]	49,9		56,7		65,0		59,2	
Nutzwärme								
Trinkwarmwasser	1.089	10	1.024	8	1.096	7	1.209	9
Heizung	8.753	78	11.167	80	13.834	81	9.582	75
[kWh/(m ² _{Wfl} a)]	33,7		43,0		53,2		36,9	
witterungsbereinigt [kWh/(m ² _{Wfl} a)]	39,0		45,4		52,4		44,1	

Tabelle 4: Verteilung der Wärmemengen in 2011 bis 2014 (bezogen auf Wärmeerzeugung)

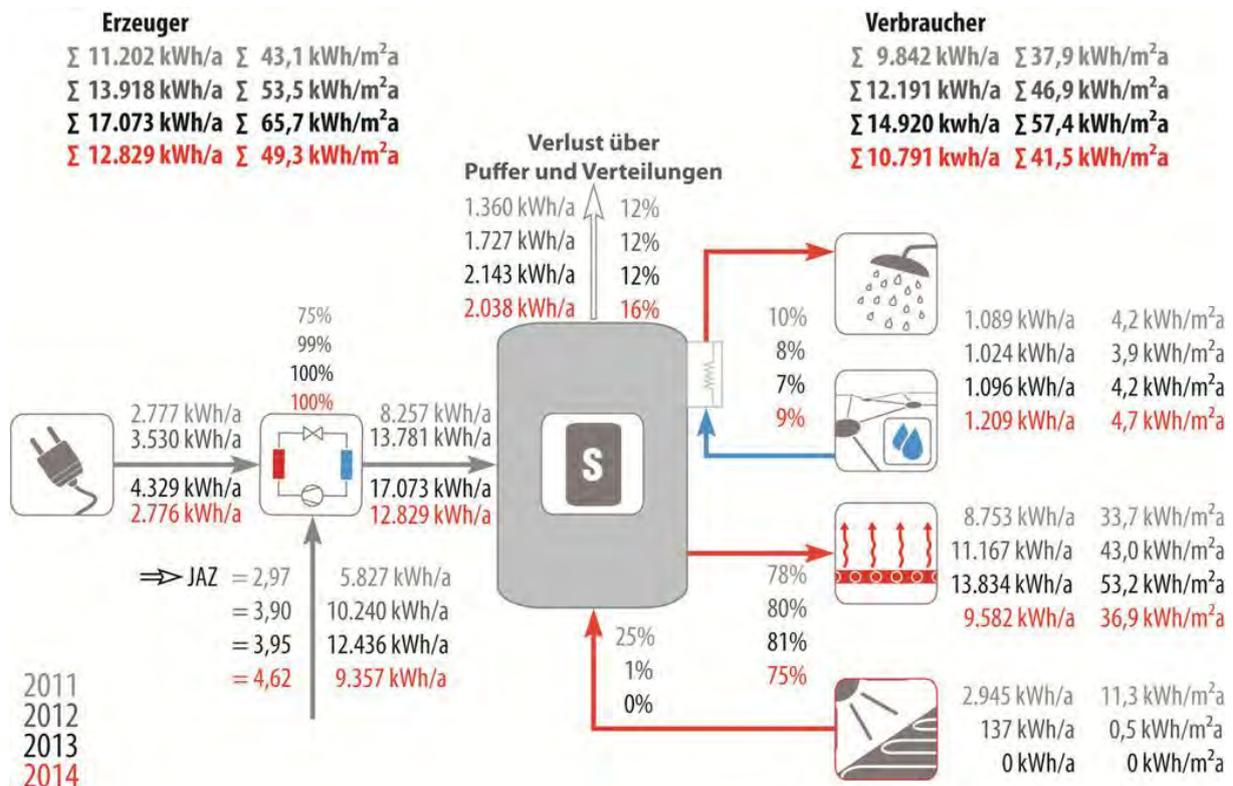


Abbildung 21: Jährliche Wärmemengen aufgeteilt in Erzeugung, Verteilung und Abgabe von 2011 bis 2014



5.2.4. Wärmepumpe

Die Wärmepumpe ist im Nur-Stromkonzept der größte Einzelverbraucher. Eine Anpassung von Erzeugung und Verbrauch bietet daher die größte Möglichkeit für eine Erhöhung des Eigenstromanteils. Um einen möglichst großen Anteil des PV-Ertrags vor Ort zu nutzen und damit zur Erhöhung der Eigenstromnutzung beizutragen, wird durch die Implementierung neuer Regelstrategien die Laufzeit der Wärmepumpe erhöht (siehe Kapitel 9). Anlagentechnisch erfolgte eine Änderung zeitgleich mit dem Austausch der Wärmepumpe / Fabrikatswechsel im Sommer 2013.

Arbeitszahl

Der Erfolg des Wechsels der Wärmepumpe ist bereits 2013 deutlich zu erkennen. Die Veränderung der gemessenen wöchentlichen Arbeitszahl der Wärmepumpe von unter 3,0 (2011) auf Werte von bis zu 6,0 (2013 und 2014) sind in Abbildung 22 dargestellt.

Während der Sommermonate wird die Wärmepumpe ausschließlich zur Warmwasserbereitung genutzt. Die Wärmepumpe läuft in dieser Zeit nur mit jeweils kurzer Betriebsdauer, jedoch auf einem relativ hohen Temperaturniveau. Dieser Betriebszustand ist für die Wärmepumpe energetisch ineffizienter als der Heizbetrieb, dennoch werden Arbeitszahlen von bis zu 4,0 erzielt (Abbildung 22 bis Abbildung 24). Eine Arbeitszahl < 1 im Jahr 2011 spiegelt den Zustand der schlecht eingestellt und abgestimmten Wärmepumpe und den alleinigen Warmwasserbetrieb sehr gut wieder.

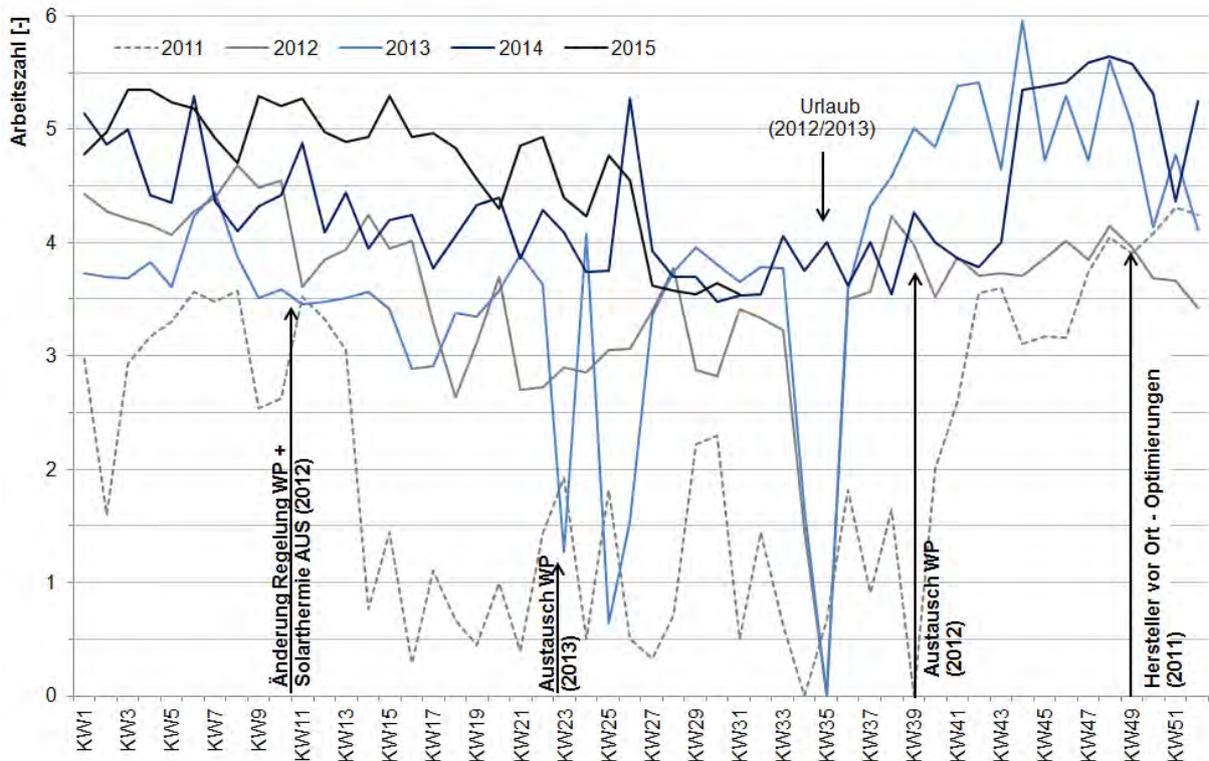


Abbildung 22: Wöchentliche Arbeitszahl der Wärmepumpe seit Januar 2011

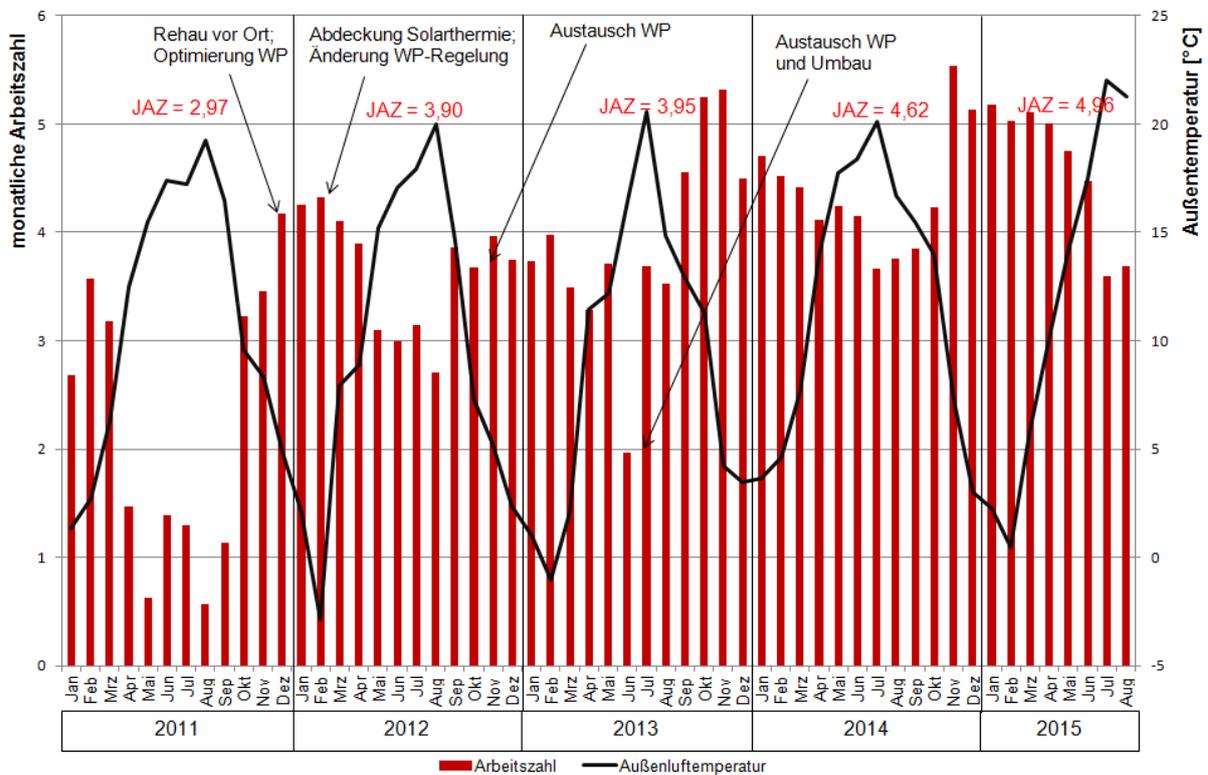


Abbildung 23: Monatliche Arbeitszahl der Wärmepumpe seit Januar 2011

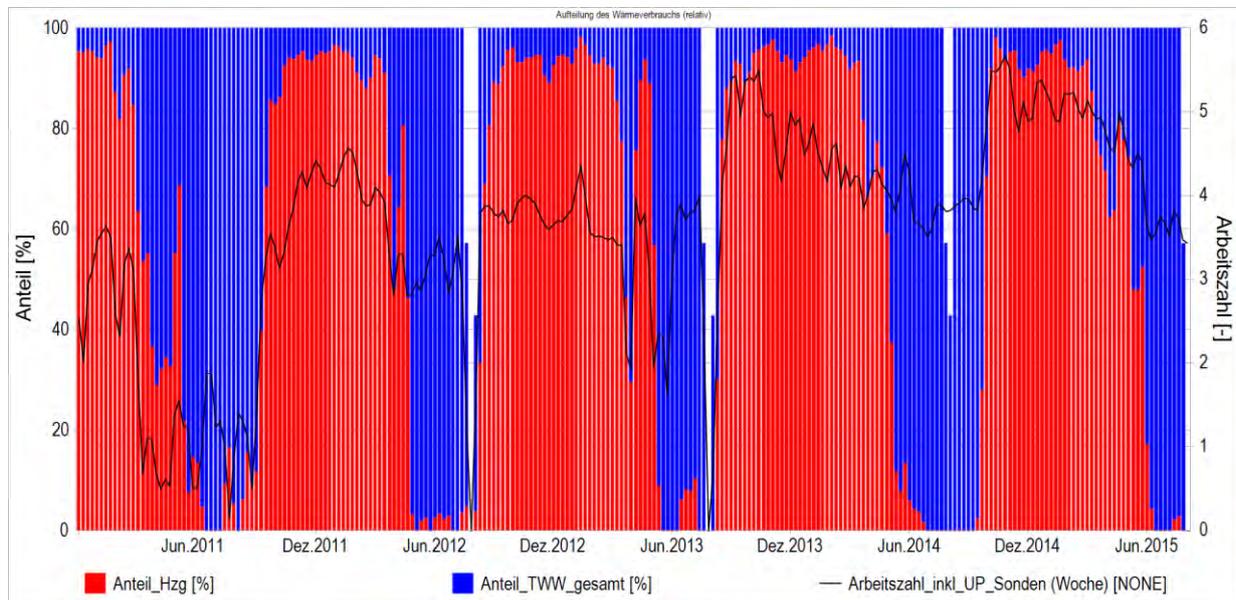


Abbildung 24: Monatliche prozentuale Wärmebereitstellungverteilung für Heizung und Trinkwarmwasser seit Januar 2011

Solarer Deckungsanteil

Eine monatliche Gegenüberstellung der über die PV-Anlage produzierten Stromenergie zur Laufzeit der Wärmepumpe und deren Stromverbrauch ist in Abbildung 25 dargestellt. Während der Wintermonate mit einer geringen PV-Produktion und einem vergleichsweise hohen Wärmebedarf konnte der Stromverbrauch der Wärmepumpe bis zu einem Anteil von 15% durch die PV-Produktion gedeckt werden. In den Sommermonaten läuft die Wärmepumpe nur für die Trinkwarmwasserbereitung. In der monatlichen Betrachtung werden solare Deckungsanteile von bis zu 90% erreicht. In der Jahresauswertung ergeben sich jährliche solare Deckungsanteile am WP-Gesamtstromverbrauch von ~ 30% (Tabelle 5 und Abbildung 26).

	2012	2013	2014
Solarer Deckungsanteil am Gesamtstromverbrauchs der WP	30 %	22 %	36 %

Tabelle 5: Jährlicher solarer Deckungsanteil am WP-Stromverbrauch 2012 – 2014

2013 konnten im Januar und Februar aufgrund des geringeren PV-Ertrags nur 4% des Wärmepumpen-Stromverbrauchs solar gedeckt werden. In den Sommermonaten steigt der Anteil auf bis zu 78% an. Seit Mai 2014 kann infolge von Aufzeichnungs- und Übertragungsprobleme



nach der DDC Umstellung nur ein „Normalbetrieb“ (Standard Regelung zur Beheizung des Gebäudes, keine Umsetzung der PV-Regelung der Wärmepumpe) gefahren werden, so dass die Wärmepumpe gemäß Heizanforderungen auch in der Nacht läuft und Netzstrom bezieht. Für 2014 ergibt sich somit nur ein solarer Deckungsanteil am Stromverbrauch der Wärmepumpe bis zu 37% in den Sommermonaten.

Es wird immer wieder kritisch diskutiert, ob elektrische Wärmepumpen zur Beheizung von Wohngebäuden zusätzlich lasterhöhende Verbraucher im Stromnetz darstellen und ob eine Kombination aus PV und Wärmepumpe sinnvoll genutzt werden kann. Die Frage nach dem Einfluss der elektrischen Wärmepumpe auf das Stromnetz muss daher erörtert werden.

Die Umsetzung einer Wärmepumpe als Energieerzeuger bewirkt im Fall der Berghalde einen „zusätzlichen“ Stromverbrauch von rund 3.500 kWh/a (im Mittel). Durch die Kombination mit einer PV-Anlage kann jedoch ein solarer Deckungsanteil am Strombedarf von ~30% erzielt werden, welches den Strombezug aus dem Netz auf ~2.500 kWh/a minimiert.

Der Vergleich von Absatzzahlen der Wärmepumpen (60.000 verkauften Heizungswärmepumpen plus 12.100 Warmwasserwärmepumpen) [21] und die Steigerung der Bereitstellung von Strom aus erneuerbaren Energien (161 TWh Strom aus erneuerbaren Energieträgern, 2014) [22] zeigt, dass der Strombedarf der Wärmepumpen aus dem Anteil erneuerbarer Energien abgedeckt werden kann.

Aus den Projektdaten und den aufgezeigten Monitoringergebnissen kann somit belegt werden, dass es sinnvoll ist, eine Kombination aus PV und Wärmepumpe umzusetzen. Und durch den Deckungsanteil des WP-Verbrauchs durch den PV-Strom wird die Kritik der Überlastung des Stromnetzes widerlegt.

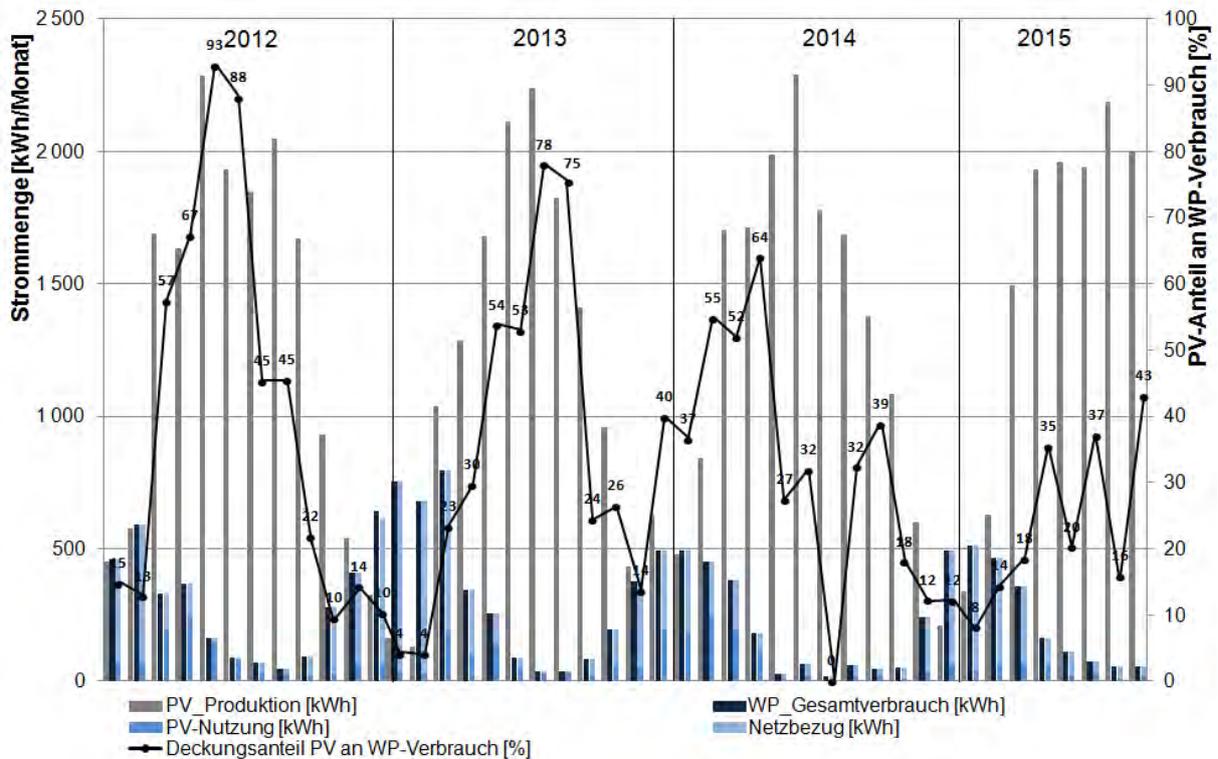


Abbildung 25: Monatlicher solarer Deckungsanteil des Strombedarfs der WP durch die PV-Anlage seit 2012

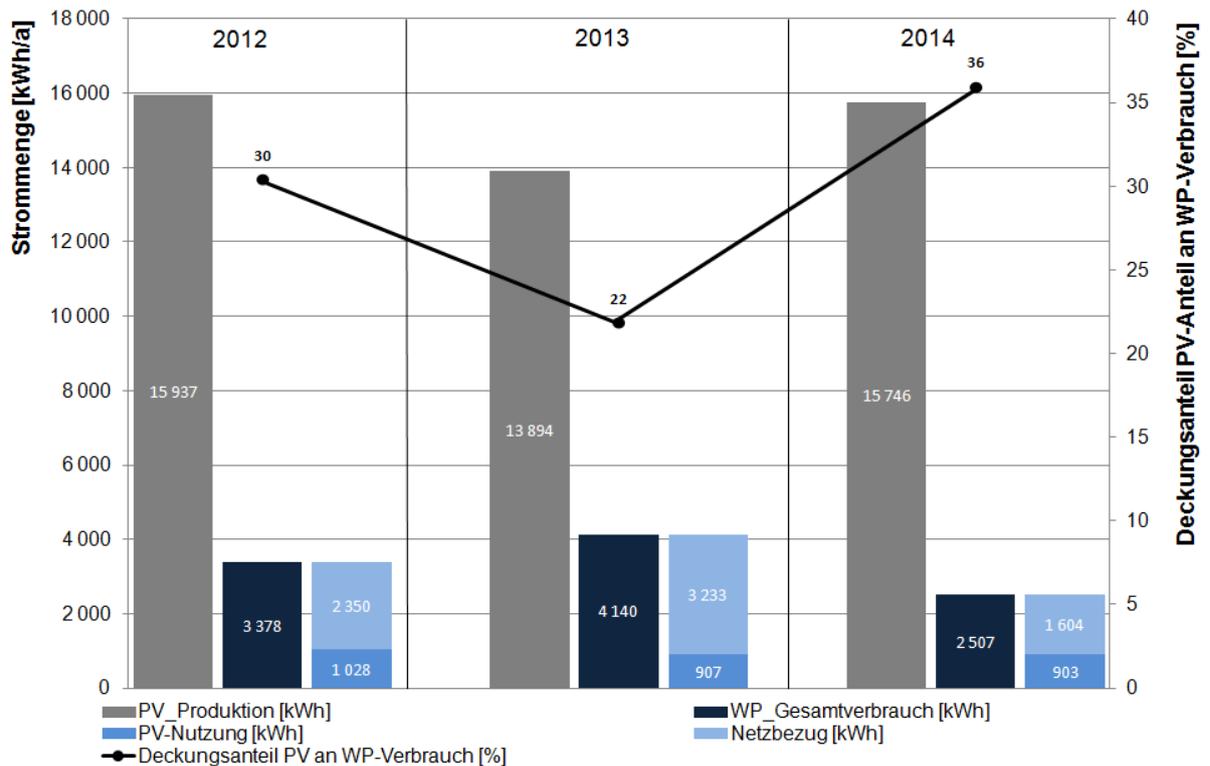


Abbildung 26: Jährlicher solarer Deckungsanteil des Strombedarfs der WP durch die PV-Anlage

5.2.5. Stromspeicher - Batterien

Zur Erhöhung der solaren Eigenstromnutzung werden in 2011 zwei Blei-Gel Batterien eingesetzt, die wechselstromseitig eingebunden sind. (September 2011 Speicherkapazität 7 kWh, Systemhersteller: Solarworld, Batterien: Hoppecke, Wechselrichter: SMA bzw. Dezember 2011 Speicherkapazität 20 kWh, Batterien: Hoppecke, Wechselrichter: SMA) Die größere Batterie wurde vom lokalen Energieversorger (EnBW) beigestellt und seit Ende 2013 vom Hausbesitzer übernommen. Durch die Einbindung der Batterien im Gebäude ist ein elektrischer Speicher vorhanden, der es ermöglicht durch Verschiebung, den über die PV-Anlage erzeugten Strom in den Nachtstunden zu nutzen und damit den Anteil der Eigenstromnutzung zu steigern. Über die kleine Batterie wird die künstliche Beleuchtung und über die größere Batterie die restlichen Verbraucher versorgt. (Abbildung 27 und Tabelle 6)

Seit Juni 2013 kann die große Batterie (20 kWh) nicht mehr angesteuert werden und steht somit als Speicher für PV-Überschuss nicht mehr zur Verfügung.

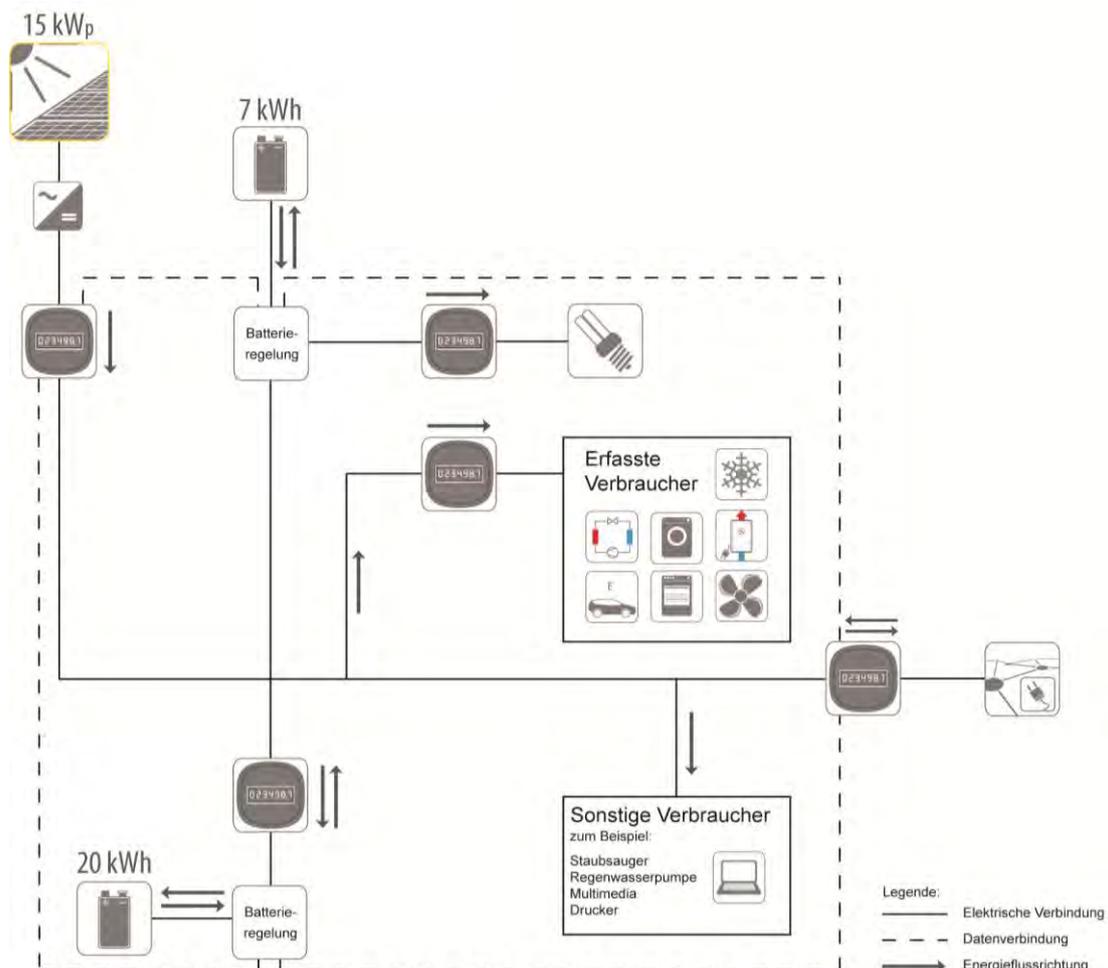


Abbildung 27: Einbindung der Batterien in das Energiekonzept



	7 kWh Batterie	20 kWh Batterie
Hersteller / Fabrikat	Systemhersteller: Solarworld, Batterien: Hoppecke, Wechselrichter: SMA	projektspezifisch erstellt, Batterien: Hoppecke, Wechselrichter: SMA
Typ	Sun Pac 6.9	16 Stück x solar bloc 6V250
Batterietyp	Blei-Gel	Blei-Gel
Speicherkapazität (absolut / effektiv)	7,0 kWh / 3,5 kWh	20,0 kWh / 10,0 kWh
Lade - / Entladeleistung über Wechselrichter	2,2 kW Dauerleistung	4,0 kW Dauerleistung

Tabelle 6: Kenndaten der Batterien

Deckungsanteile

Der monatliche Deckungsanteil der Batterien am Gesamt-Stromverbrauch variierte 2012 von 7 bis 44 % (Abbildung 28). Seit Juni 2013 ist die große 20 kWh-Batterie nicht mehr im ordnungsgemäßen Betrieb und wurde daher aus dem System entfernt. Die Relevanz der Batterie an der Deckung des Stromverbrauchs ist deutlich erkennbar. Durch den Wegfall der großen Batterie ist der Anteil der Batterien an der Deckung des Gesamtstromverbrauchs auf im Mittel 6% abgefallen. Der Stromanteil, der aus dem Netz bezogen werden muss, steigt ohne eine zusätzliche Batteriespeicherung von 20 kWh auf ~40% im Sommer bis zu 90% in den Wintermonaten an.

Resultierend aus der Einbindung der Batterien erfolgt eine Entlastung des Stromnetzes. Durch die Batterienutzung ist seit 2012 die Netzeinspeisung auf rund 75% statt 85% der PV-Stromproduktion in den Sommermonaten und auf 20% statt 40% des PV-Ertrages in den Wintermonaten gesunken.

Die Tagesverläufe, am Beispielzeitraum vom 24. – 26.03.2014 (Abbildung 29 und Abbildung 31), verdeutlichen noch einmal die zeitliche Verteilung von Beladung der Batterien in den Morgenstunden und der Entladung in den Abendstunden. Es ist anzumerken, dass im Betrachtungszeitraum nur noch die kleine 7-kWh Batterie im Betrieb war, die die Beleuchtung im Gebäude versorgen kann.

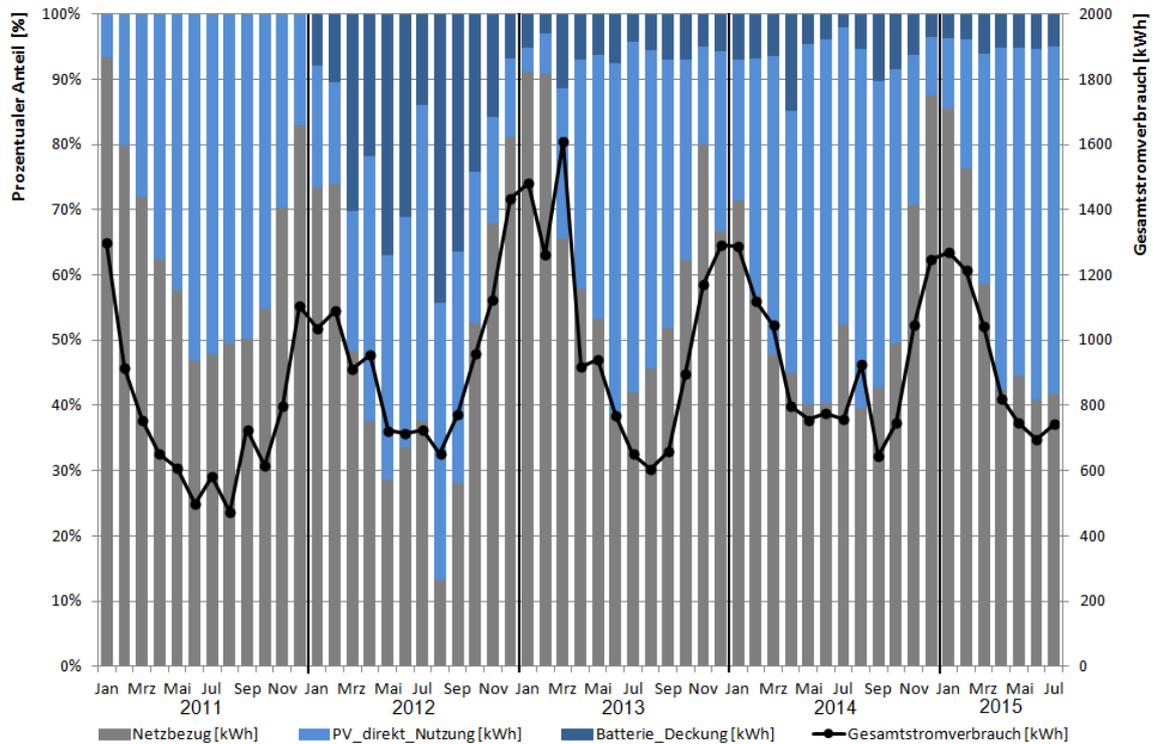


Abbildung 28: Monatliche Deckungsanteile am Stromverbrauch (PV, Batterie und Netzbezug)

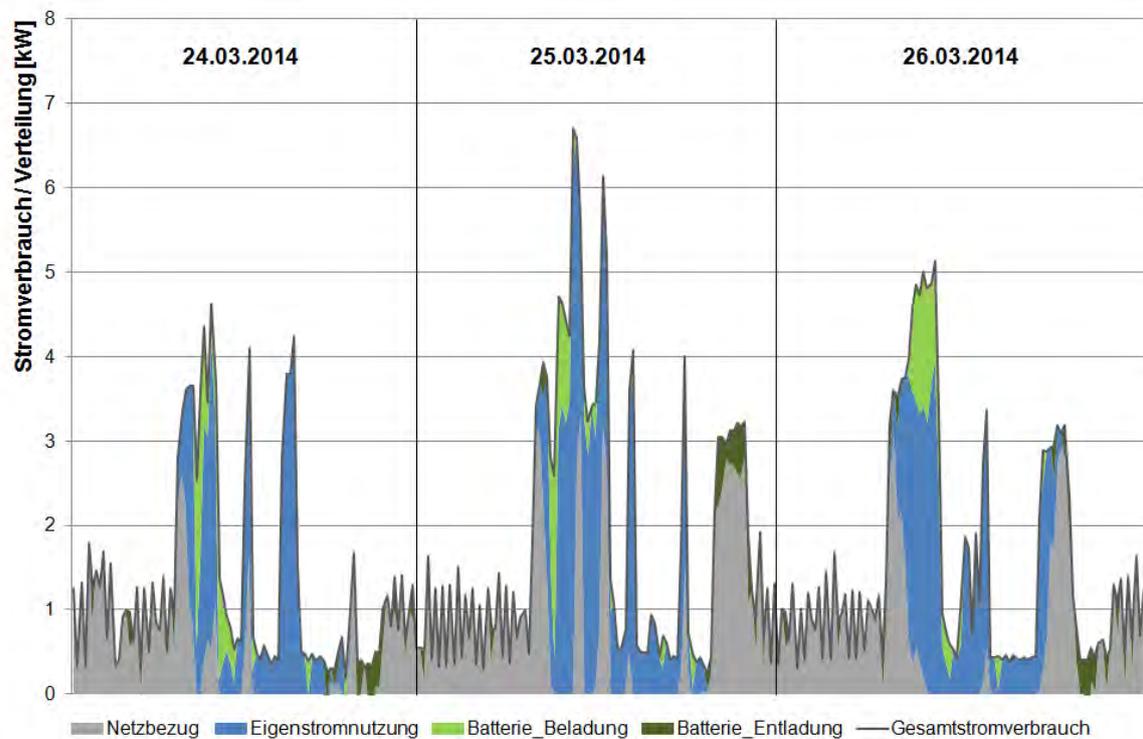


Abbildung 29: Tagesverläufe der Deckungsanteile Stromverbrauch (PV, Batterie und Netzbezug), Zeitraum 24. - 26.03.2014

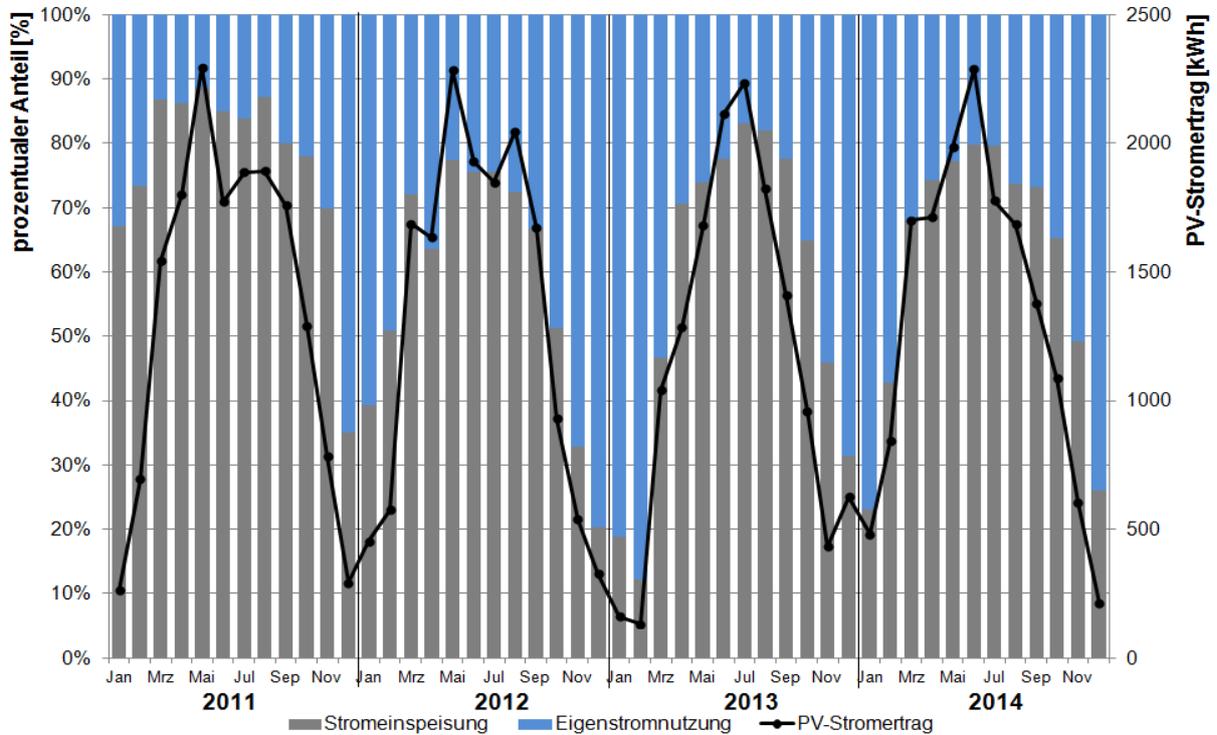


Abbildung 30: Monatliche Anteile der Netzeinspeisung und der Eigenstromnutzung am PV-Ertrag seit 2011

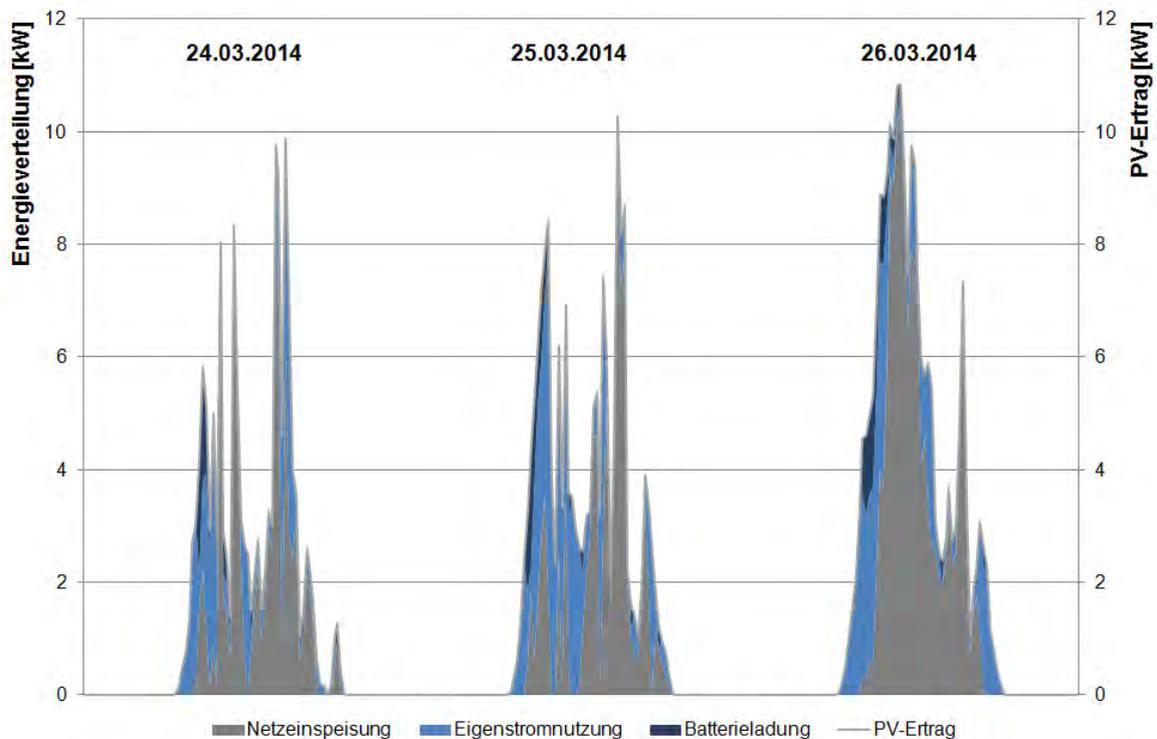
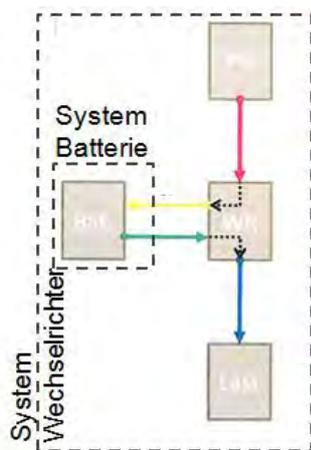


Abbildung 31: Tagesverläufe der Deckungsanteile am PV-Ertrag, Zeitraum 24. - 26.03.2014

Batteriewirkungsgrad / Systemwirkungsgrad

Der monatliche Wirkungsgrad der Batterien (des Systems) wird über das Verhältnis von Batterieentladung zu Batteriebeladung gebildet und beinhaltet auch die Verluste über die Wechselrichter (Bilanzgrenze System Wechselrichter):



$$\text{Wirkungsgrad } \eta = \frac{\text{Batterieentladung } E_{out}}{\text{Batterieladung } E_{in}}$$

Bei der Batterie mit einer Speicherkapazität von 7 kWh liegt der Wirkungsgrad seit der Datenerfassung im Mittel bei 65% (zwischen 54 bis 70 %), während die größere Batterie (Speicherkapazität 20 kWh) nur einen minimal höheren Wirkungsgrade (52 bis 78 %) aufzeigt (Abbildung 32).

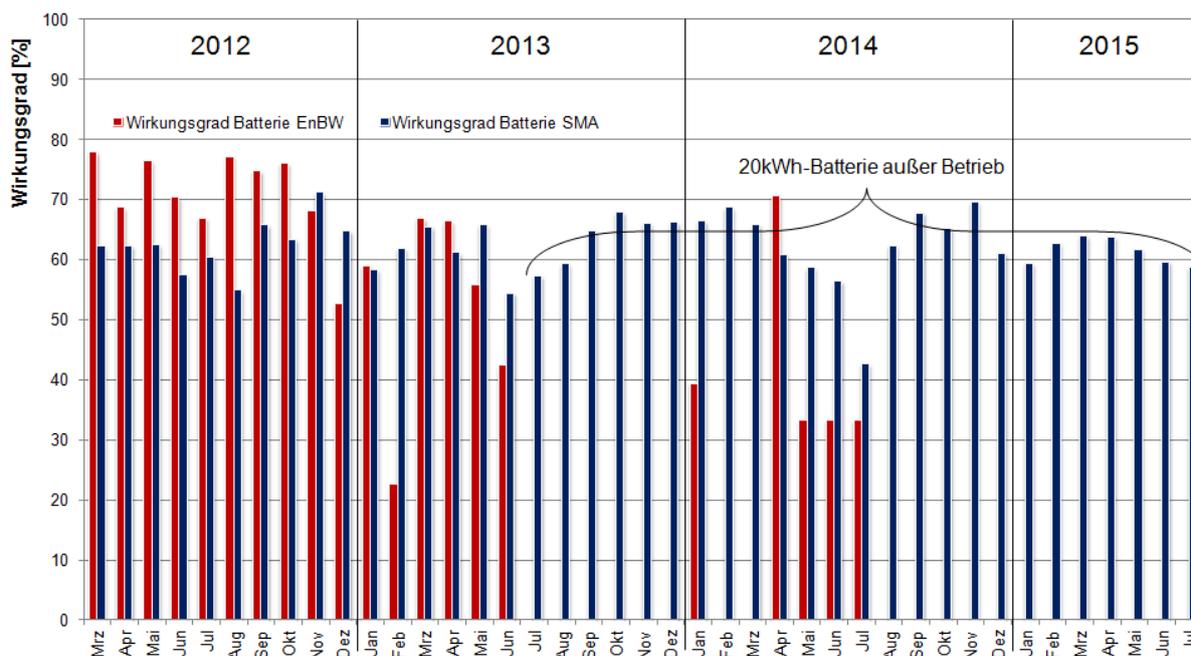


Abbildung 32: Monatliche Wirkungsgrade der Batterien seit März 2012

Lade- und Standby-Verluste

In Abbildung 34 sind die monatlichen und in Tabelle 7 die jährlichen Lade- und Standby-Verluste aufgeführt, die durch den Vorgang des Beladens- und Entladens der Batterie sowie durch den Standby-Betrieb der Batterie-Wechselrichter entstehen.

Die Batterieverluste ergeben sich aus der monatlichen Summe der Energie, die in der Batterie eingespeist und wieder entzogen wird.

$$\text{Batterieverluste}(\text{monat}) = \text{Batterieladung}(\text{monat})E_{in} - \text{Batterieentladung}(\text{monat})E_{out}$$

Die kleine 7kWh - Batterie weist mit ~25 kWh pro Monat recht konstante Ladeverluste auf. Hier wird die Batterie auch nur einmal pro Tag geladen und dann in der Nacht, je nach Bedarf, für die Beleuchtung im Haus entladen (Abbildung 33). Die große Batterie weist starke Schwankungen in den Ladeverlusten auf. Die Batterie wurde bis 2013 zudem mehr als ein Mal pro Tag be- und entladen. Es ergeben sich Ladeverluste zwischen 10 bis 80 kWh. Seit Juli 2013 ergeben sich Ladeverluste von rund 25 kWh/Monat durch den reinen Standby-Betrieb der Wechselrichter.

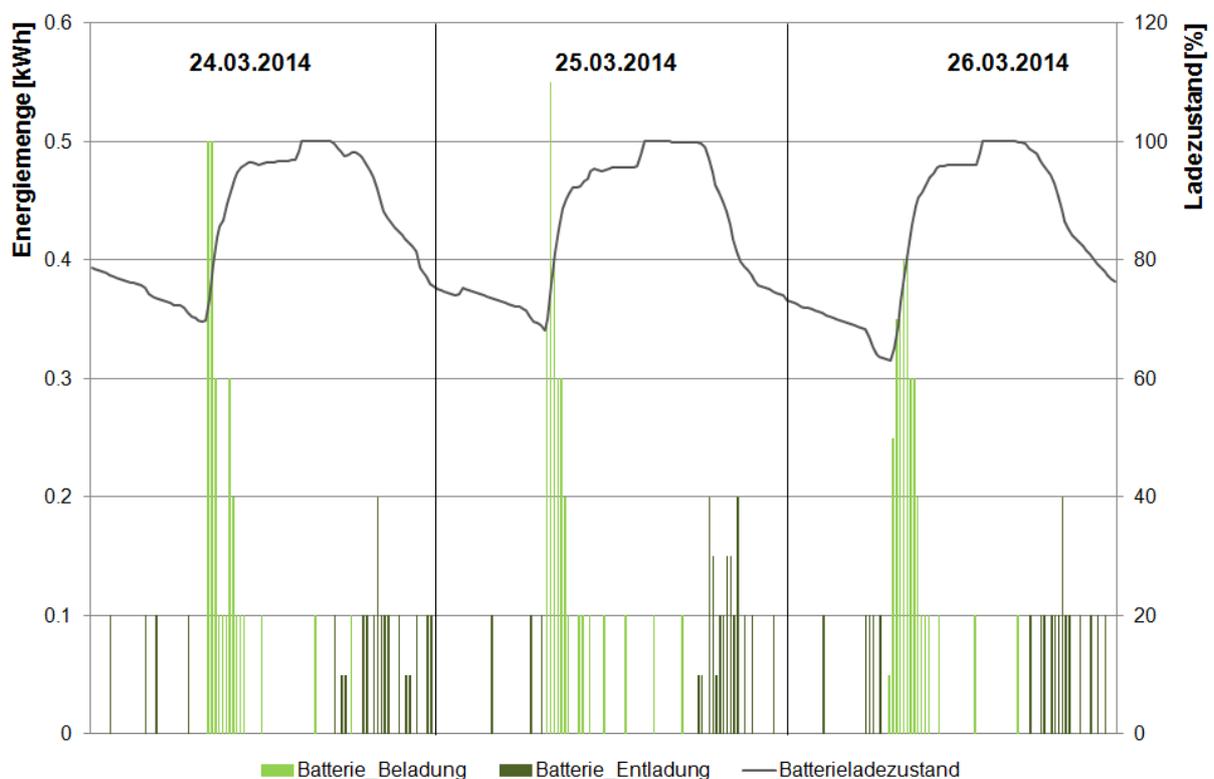


Abbildung 33: Tagesverläufe der Be- und Entladung der 7- kWh-Batterie sowie Ladezustand, Zeitraum 24. - 26.03.2014

	2012	2013	2014
	[kWh/ a]	[kWh/ a]	[kWh/ a]
Kleine Batterie (7 kWh)	287	325	348
Große Batterie (20 kWh)	724	302	106
Summe	1011	627	454

Tabelle 7: Jährliche Lade- und Standby-Verluste der Batterien 2012 – 2014

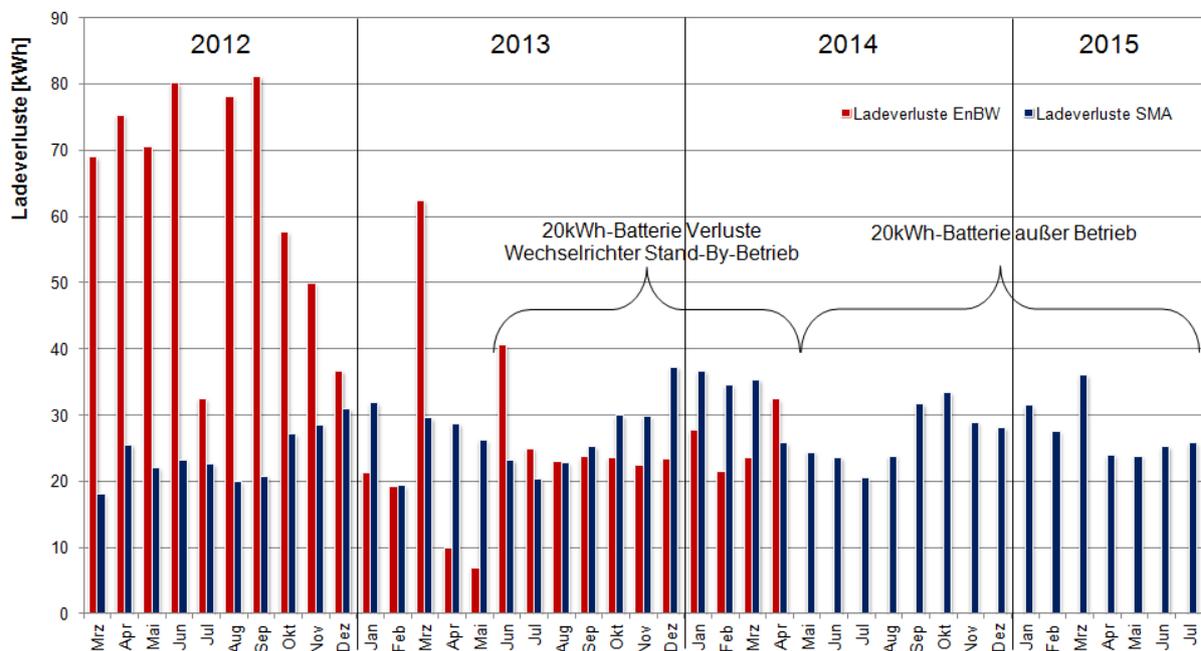


Abbildung 34: Monatliche Batterieverluste der Batterien seit März 2012

5.3. Ökologische Betrachtung - CO₂-Bilanz des Energieverbrauchs

Im Rahmen einer CO₂-Bilanzierung der Energieverbräuche (Tabelle 9) werden die CO₂ Emissionen durch den Strombezug aus dem Netz und die CO₂-Emissionen durch die PV-Produktion der Strom-Einspeisung und dem Eigenstromverbrauch gegenübergestellt. Für das EnergiePLUS-Gebäude Berghalde ergibt sich, unter Berücksichtigung der CO₂-Äquivalente aus Tabelle 8, eine jährliche CO₂-Gutschrift von ~4.800 kg/a (5 t/a), ergibt einen spezifischen Kennwert von ~18,0 kg/m²a. Für 2013 fiel die Gutschrift geringer aus, da der PV-Stromertrag, wie beschrieben, geringer war als in den beiden Vorjahren.

Wird das EnergiePLUS-Gebäude mit einem Gebäude mit konventioneller Wärme- und Stromerzeugung (Gasbrennwertkessel und Netzstromversorgung) (Abbildung 35) verglichen, so ergeben sich verringerte CO₂ Emissionen von bis zu 7.300 kg/a (ca. 7 t/a) in 2013 und 2014

(Abbildung 36 und Abbildung 37). Als Benchmark für die CO₂-Reduktion gegenüber konventionellen Energieerzeugern lassen sich somit ~15,0 kg/m²a CO₂ einsparen.

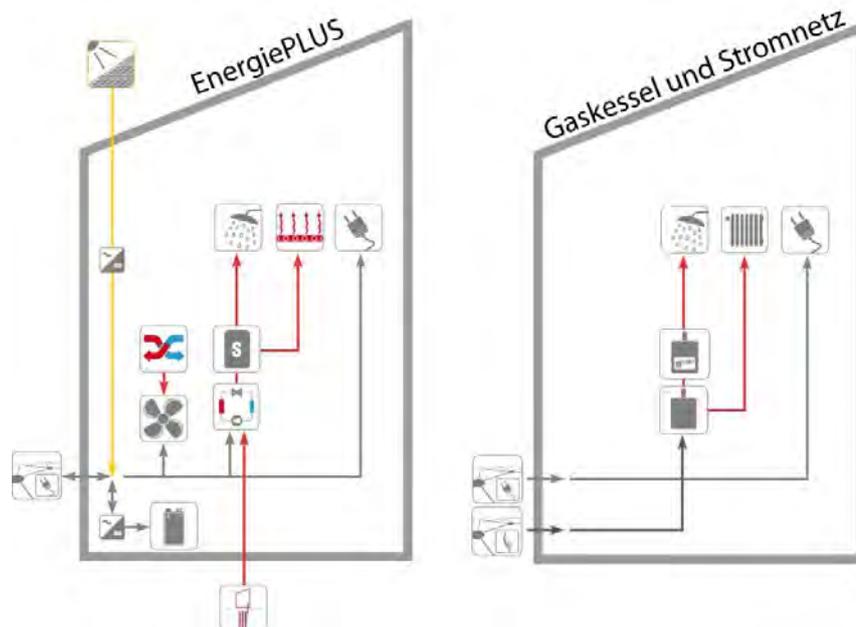


Abbildung 35: Energiekonzepte EnergiePlus vs. konventionelle Erzeugung

	CO ₂ Äquivalent [g/kWh]
Stromeinspeisung- und Eigennutzung	580
Strom-Bezug	580
PV-Stromproduktion	62
Erdgas	246

Tabelle 8: CO₂-Äquivalent (nach Gemis 4.8, Stand Juni 2014)

	Nutzwärmeverbrauch [kWh /a]	Gesamtstromverbrauch (ohne WP) [kWh/a]
2011	11.202	6.250
2012	13.918	7.530
2013	17.073	7.915
2014	12.829	8.191

Tabelle 9: Angesetzter Strom- und Nutzwärmeverbrauch von 2011 bis 2014 für die Bilanzierung

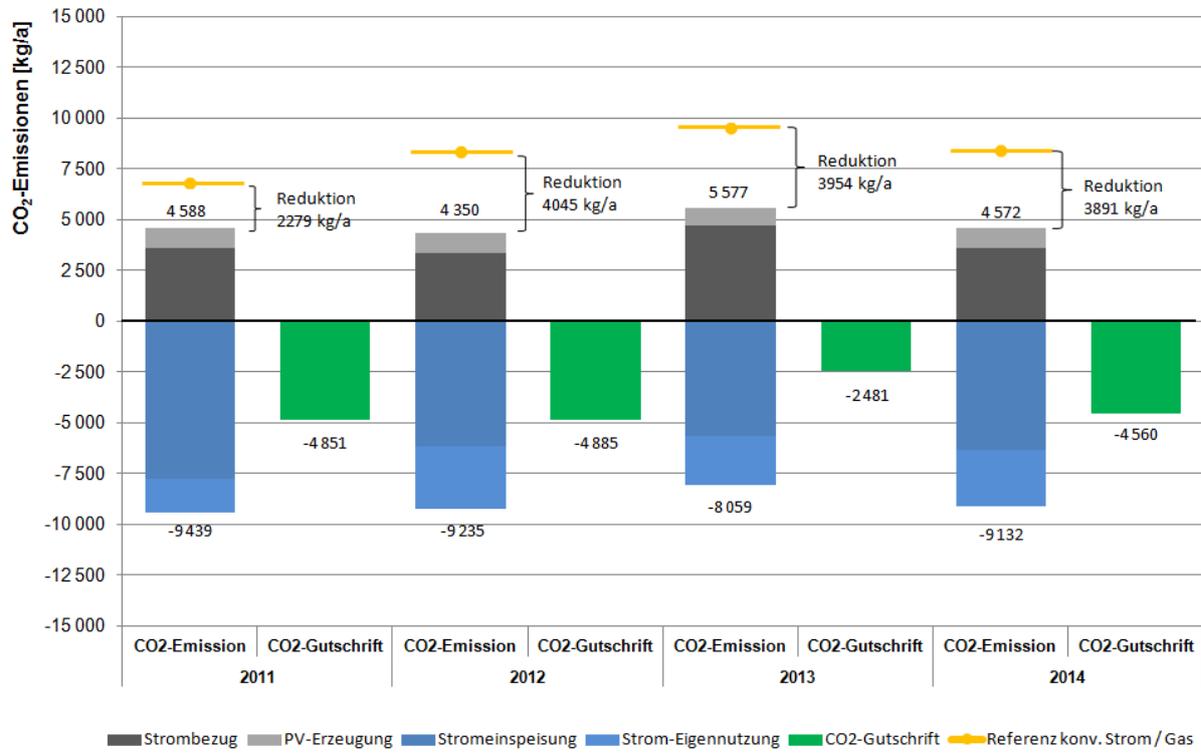


Abbildung 36: CO₂-Bilanz im Vergleich zu einem Gebäude mit konventioneller Strom- und Wärmebereitstellung (Gasbrennwertkessel) (2011 – 2014)

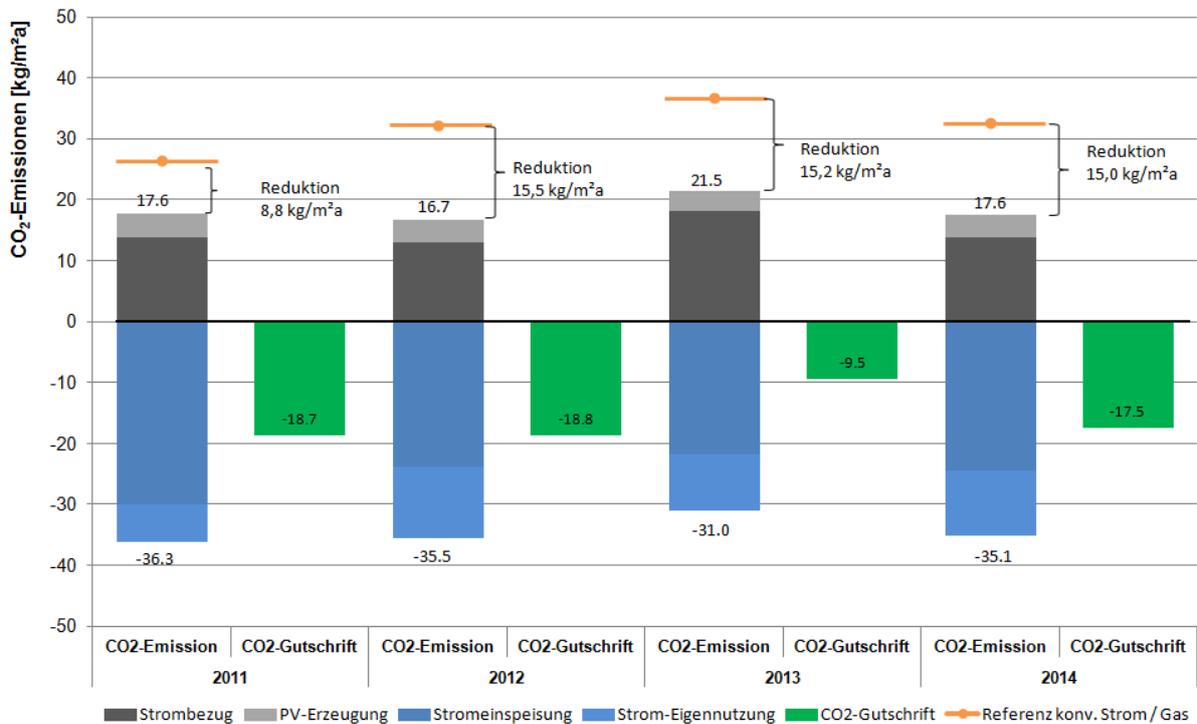


Abbildung 37: spez. Kenndaten der CO₂-Bilanz (Vergleich zu einem Gebäude mit konventioneller Strom- und Wärmebereitstellung (Gasbrennwertkessel)) (2011 – 2014)



6. ERSTELLUNG UND UMSETZUNG EINER `AKTIVEN FUNKTIONSBE-SCHREIBUNG` (AP3)

Im Rahmen des Forschungsprojektes wird im Arbeitspunkt 3 eine Aktive Funktionsbeschreibung (AFB) für die Berghalde mit der Software EnergieNavigator entwickelt. Für die Anlagen wird eine funktionale Spezifikation gebildet, Betriebsdaten importiert und mit der in der Planung spezifizierten Betriebsweise der Anlagen verglichen.

Im laufenden Betrieb untersucht werden:

- Wärmepumpenbetrieb
- Betrieb Fußbodenheizung
- PV-Übersteuerung; Betriebsmodi (Heizen, Kühlen, Übersteuerung, Todband)
- Vor- und Rücklauftemperaturen Fußbodenheizung / Trinkwarmwasser
- Erdreichtemperaturen (Erdreichtaustritt $>5^{\circ}\text{C}$)
- Batterieladezustände (20 kWh-Batterie) -> Kontrolle der Netzeinspeisung
- Lüftungsanlage (Betriebsstufen)
- Oberflächentemperatur Wohnbereich

Im Zuge des Abschlussberichtes wird jedoch nur auf einzelne Systeme beispielhaft eingegangen.

6.1. Methodik Aktiver Funktionsbeschreibungen

Die Methodik der Aktiven Funktionsbeschreibungen (AFB), 2013 in einer Dissertation von Plesser [4] vorgestellt, ermöglicht die präzise Spezifikationen von intendierten Anlagenfunktionen und deren automatisierte Prüfung im Betrieb durch Vergleich mit der Spezifikation.

Die Methodik greift das in der VDI 3814-6 [12] beschriebene Konzept von Zustandsgraphen zur Beschreibung von Anlagen und Automationsfunktionen auf. Das dort präsentierte Modellierungskonzept, nach dem ein Zustandsgraph für eine Anlagen aus Zuständen, Aktionen, Übergängen und Bedingungen für Übergänge besteht, wurde auf (Betriebs-) zustände und Aktionen bzw. Betriebsregeln einzelne Regelgrößen oder sonstige Vorgaben reduziert. Aus der Gebäudeautomation können dann im Betrieb Daten für einzelne Zeitpunkte mit den Vorgaben der Spezifikation verglichen werden. Durch das Strukturkonzept des Zustandsraums können die einzelnen Betriebsregeln boolesch ausgewertet und anschließend für einen Betriebszustand oder den gesamten Zustandsraum aggregiert werden. Dabei wird ein Betriebs-

zustand für einen Zeitpunkt als gültig gewertet, wenn zu diesem Zeitpunkt alle seine Betriebsregeln gültig waren. Der Zustandsraum ist gültig, wenn der jeweils gültige Betriebszustand gültig war. Die Bewertungen für einzelne Zeitpunkte können aggregiert und entsprechend bewertet werden. Damit steht ein automatisierter Qualitätsregelkreis für die Spezifikation und Prüfung von Funktionen der Gebäudeautomation zur Verfügung.

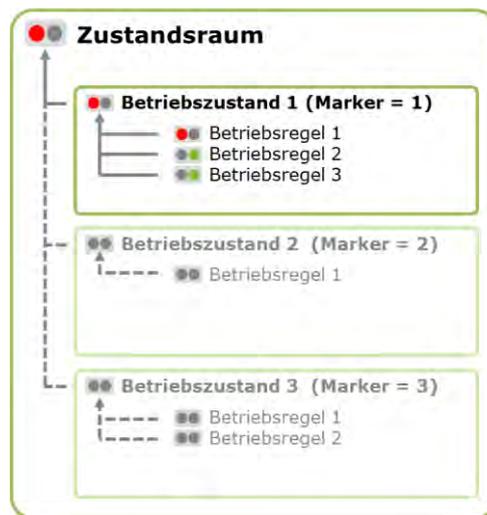


Abbildung 38 Zusammenhang zwischen Zustandsraum und Betriebsregel - Gültigkeiten [14]

6.2. Aktive Funktionsbeschreibungen (AFB) für die Berghalde

Für das Gebäude Berghalde liegt eine konventionelle textuelle Funktionsbeschreibung [13] vor. Die Beschreibung der Funktion erfolgt in Fließtext und Tabellenform (siehe Abbildung 39).

interne Kegeung der wärmepumpe
Die angegebenen Werte und Parameter sowie Einstellungen beziehen sich auf die Werte vom 16.10.2013 bzw. mit Änderungsdatum.

Geregelt wird die Wärmepumpe mittels einer eingebauten, außen-temperatur-abhängigen Rücklauf-temperaturregelung. Der Fühler für die Regelung sitzt nicht in der WP sondern wurde in den unteren Pufferspeicherbereich (PS1) eingebaut. Der Fühler der WP sitzt auf gleicher Höhe wie der Speichertemp.3 – Fühler (652B2). Der Temperaturfühler TWW sitzt ungefähr zwischen den PS Fühlern 651B1 und 651B2.

Zeitprogramm		
	Heizen	TWW
Normalbetrieb	Mo. – Fr. 6 - 22 Uhr Sa. + So. 7 - 23 Uhr	Mo.- So. 5 - 20 Uhr (Comfort-Regelung, sonst Eco) (geändert am 12.02.14, zuvor 10-17 Uhr)
Soll(raum)temperaturen		
Komfort	20 °C = Angabe für Heizkurve, angehoben auf 22 °C seit Dez 13	Seit 16.03.14 55 °C 60 °C (bis 23.11.13 55 °C)
Eco	20 °C = Angabe für Heizkurve	Seit 16.03.14 45 °C 55 °C (bis 23.11.13 50 °C)

Abbildung 39 Auszug aus der konventionellen Funktionsbeschreibung [13]



Für die dort beschriebene Wärmepumpenanlage mit Pufferspeicher und Fußbodenheizung wird eine Aktive Funktionsbeschreibung auf dem Virtuellen Prüfstand (EnergieNavigator) der synavision GmbH [14] erstellt.

Für das System werden zunächst die Betriebszustände definiert und anschließend einzelne Betriebsregeln beschrieben. Anschließend werden Betriebsdaten, gespeichert in 15-Minuten-Intervallen, der Jahre 2013 – Juli 2015 dieser Anlagen importiert, durch einen Verknüpfungsmechanismus den jeweiligen Spezifikationen zugewiesen und anschließend automatisiert auf Übereinstimmung ausgewertet.

6.2.1. Zustandsraum

Der Zustandsraum für die Anlage umfasst 4 Betriebszustände (BZ) (Tabelle 10, Stand 2014)

- Totband (Aus)
- Heizen
- Kühlen
- Heizfall Übersteuerung

Betriebszustand	Zustandsbedingung
Aus (Totband)	Nicht Heizfall und nicht Kühlfall sowie nicht Übersteuerung
Heizfall	$T_{_Au\beta en_72h} < 12 \text{ °C}$ oder $T_{_Au\beta en_48h}$ ab 12 Uhr für 5 Stunden $< 17 \text{ °C}$ oder $T_{_Au\beta en} < 6 \text{ °C}$
Kühlfall	$T_{_Au\beta en_72h} > 26 \text{ °C}$ oder $T_{_Au\beta en_48h}$ ab 12 Uhr für 5 Stunden $> 24 \text{ °C}$ oder $T_{_Au\beta en} > 30 \text{ °C}$
Übersteuerung	Es liegt der Heizfall vor und $P_{PV} > 3 \text{ kW}$

Tabelle 10: Betriebszustände der Anlage für 2014

Die Gebäudeautomation übergibt einen sogenannten Zustandsmarker als virtuellen Datenpunkt, so dass zu jedem Zeitpunkt bekannt ist, in welchem Zustand sich die Anlagen befinden.

Für die Betriebszustände werden jeweils individuelle Betriebsregeln definiert, die einzuhalten sind, wenn der jeweilige Betriebszustand vorliegt. In diesem Fall werden die Betriebsregeln für die Wärmepumpe abgebildet (siehe Tabelle 11, Stand 2014).

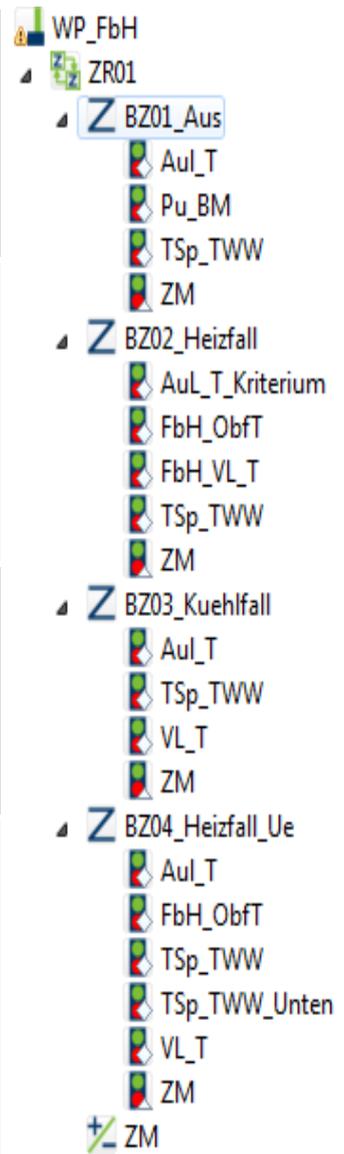
Aus (Totband)	Außenlufttemperatur > 6°C Pumpe Betriebsmeldung = AUS TWW Temperatur: Zeitprogramm → TWW > 50°C Kein Zeitprogramm → TWW > 40°C	
Heizfall	Außenlufttemperatur (siehe Heizfall Tabelle 10) Oberflächentemp. Fußbodenheizg. < Kennlinie Abweichung VL-Temperatur von Kennlinie < 1K TWW Temperatur: Zeitprogramm → TWW > 50°C & TWW < 60°C Kein Zeitprogramm → TWW > 40°C	
Kühlfall	Außenlufttemperatur > 6°C TWW Temperatur: Zeitprogramm → TWW > 50°C & TWW < 60°C Kein Zeitprogramm → TWW > 40°C Vorlauftemp.: Abweichung vom Sollwert 21°C < 0,5K	
Heizfall Übersteuerung	Außenlufttemperatur > 6°C Oberflächentemp. Fußbodenheizg. < Kennlinie +2K TWW Temperatur: Zeitprogramm → TWW > 50°C & TWW < 60°C Kein Zeitprogramm → TWW > 40°C Speichertemperatur unten < 60°C Vorlauftemp.: Abweichung vom Sollwert 21°C < 0,5K	

Tabelle 11: Betriebsregeln für die Wärmepumpe für 2014 (rechts: Zustandsraum Virtuellen Prüfstand)

Als Indikator (Zustandsmarker) des jeweils vorliegenden Betriebszustands wird ein virtueller Datenpunkt aus der Gebäudeautomation übergeben.

Abbildung 40 zeigt die Aktive Funktionsbeschreibung in der Software der synavision GmbH [14].

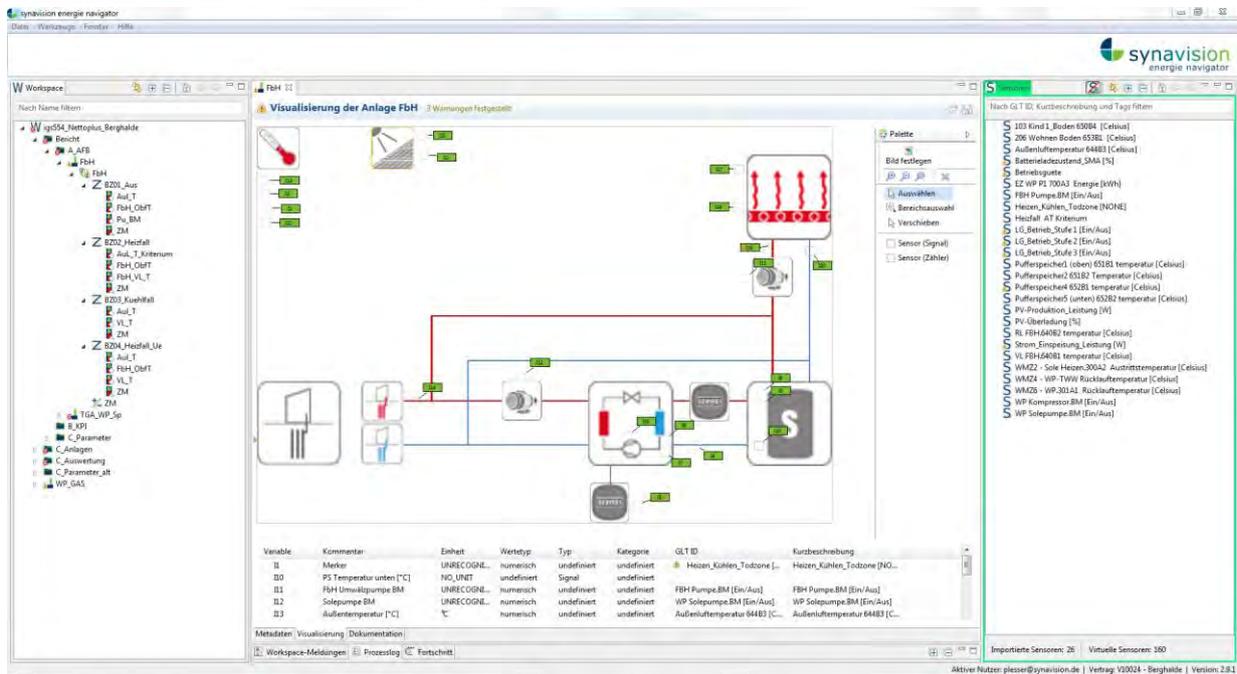


Abbildung 40 Bildschirmdarstellung der AFB im Virtuellen Prüfstand

6.2.2. Auswertung des Betriebes

Nach Fertigstellung der Spezifikation wurden entsprechende Betriebsdaten aus der Gebäudeautomation importiert und den verwendeten Parametern zugewiesen. Damit kann die Prüfung der Betriebsdaten auf Übereinstimmung mit den Vorgaben der Planung durchgeführt werden. Im Folgenden werden die Auswertungen für den gesamten Prüfzeitraum überwiegend als Rasterdiagramme dargestellt, in denen auf der X-Achse jeweils die Tage, auf der Y-Achse die Viertelstundenwerte der Tage aufgetragen sind.

Zustandsmarker (ZM)

Grün Todzone (kein Betrieb)

Dunkel blau Kühlfall

Hell blau Heizfall

Rot Übersteuerung

Betriebszustände und -regeln

Grün = Zustandsraum, Betriebszustand bzw. Betriebsregel erfüllt, gültig

Rot = Zustandsraum, Betriebszustand bzw. Betriebsregel nicht erfüllt, ungültig

Weiß = Betriebszustand lag nicht vor (entsprechend waren auch die Betriebsregeln im Betriebszustand nicht anzuwenden)

Auswertung des Zustandsraums (ZR)

Abbildung 41 zeigt beispielhaft einen Zustandsmarker, der angibt, wann die Anlagen sich in welchem Betriebszustand befanden, die Auswertung der Betriebszustände und des gesamten Zustandsraums.

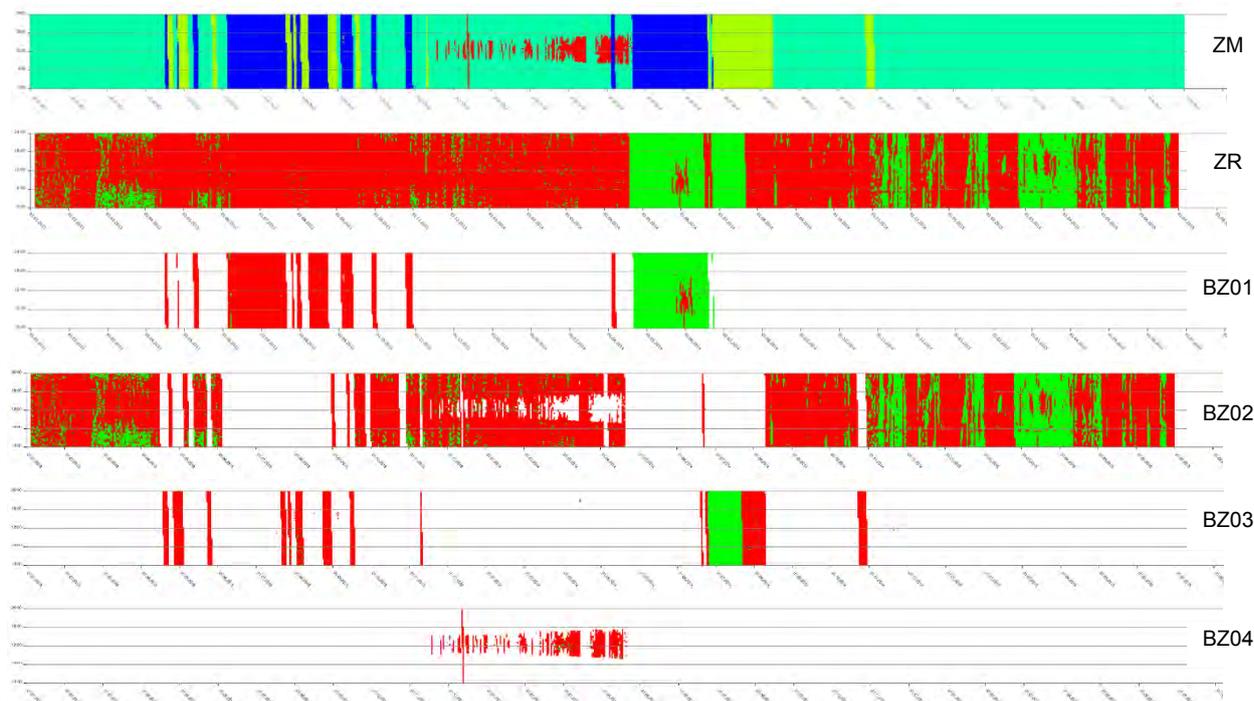


Abbildung 41 Zustandsmarker und Auswertung der Betriebszustände und des Zustandsraums

Abbildung 42 zeigt beispielhaft für den untersuchten Zeitraum die tägliche Betriebsgüte, also für jeden Tag den Anteil von Zeitpunkten, für die der Zustandsraum als gültig ausgewertet wurde, an allen (96) Zeitpunkten jeden Tages, für die Betriebsdaten ausgewertet wurden.

Die hier dargestellte Auswertung der Wärmepumpenanlage erreicht anfangs eine sehr schlechte Betriebsgüte, 2014 werden dann zeitweise 100% erzielt. Die Betriebsgüte ist aber insgesamt mit Schwankungen stark eingeschränkt.

Die Betriebsgüte kann in dieser Beispielauswertung nur für 2014 korrekt und zu 100% vorliegen, da 2013 sowie 2015 die in Tabelle 10 und Tabelle 11 aufgeführten Bedingungen so nicht vorlagen und Änderungen und Anpassungen vorgenommen wurden.

Für dieses Beispiel ist somit gut zu erkennen, dass auch die Regelstrategien und Zustandsbedingungen nachgeführt werden müssen.

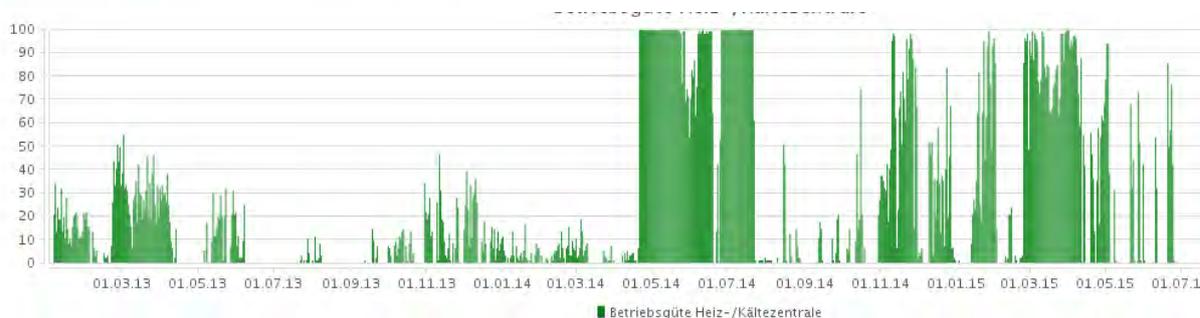


Abbildung 42: Tägliche Betriebsgüte der Wärmepumpenanlage im Betriebszeitraum

Auswertung Betriebszustand 1 (AUS)

Abbildung 42 zeigt jeweils für den Zeitraum 2013 bis Mitte 2015 den Zustandsmarker (ZM), die Auswertung des Zustandsraums (ZR) sowie die Auswertung des Betriebszustands BZ01 AUS und der drei Betriebsregeln in dem Betriebszustand.

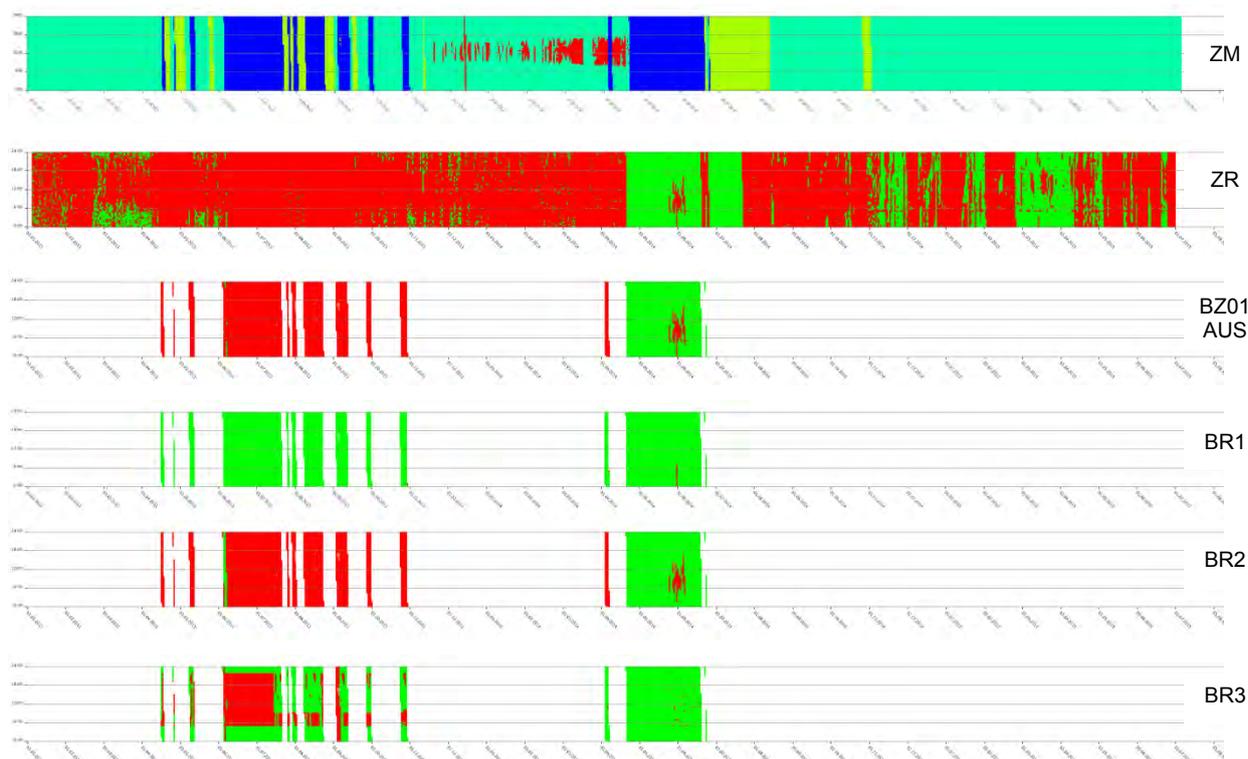


Abbildung 43: Auswertung des Betriebszustands 1 (AUS) für den Zeitraum 2013-2015
(BR1: Außenlufttemperatur, BR2: Pumpe Betriebsmeldung, BR3: Speichertemperatur TWW)

Der Betriebszustand BZ01 „AUS“ lag in 2013 und im ersten Halbjahr 2014 vor. Fehler traten überwiegend in 2013 auf. Zum einen lief die Umwälzpumpe weitgehend durch (BR2). Zum

anderen lagen im Juni/Juli 2013 für die Speichertemperatur oben (TWW) zeitweise fehlerhafte Werte vor (bzw. ein konstanter Wert von rund 48°C) vor bzw. wurde der untere Grenzwert von 50°C zeitweise leicht unterschritten. Ab Mitte 2014 lag der Betriebszustand BZ01 „AUS“ nicht mehr vor.

Auswertung Betriebszustand 2 (Heizfall)

Abbildung 44 zeigt jeweils für den Zeitraum 2013 bis Mitte 2015 den Zustandsmarker (ZM), die Auswertung des Zustandsraums sowie die Auswertung des Betriebszustands BZ02 Heizen und der vier Betriebsregeln in dem Betriebszustand.

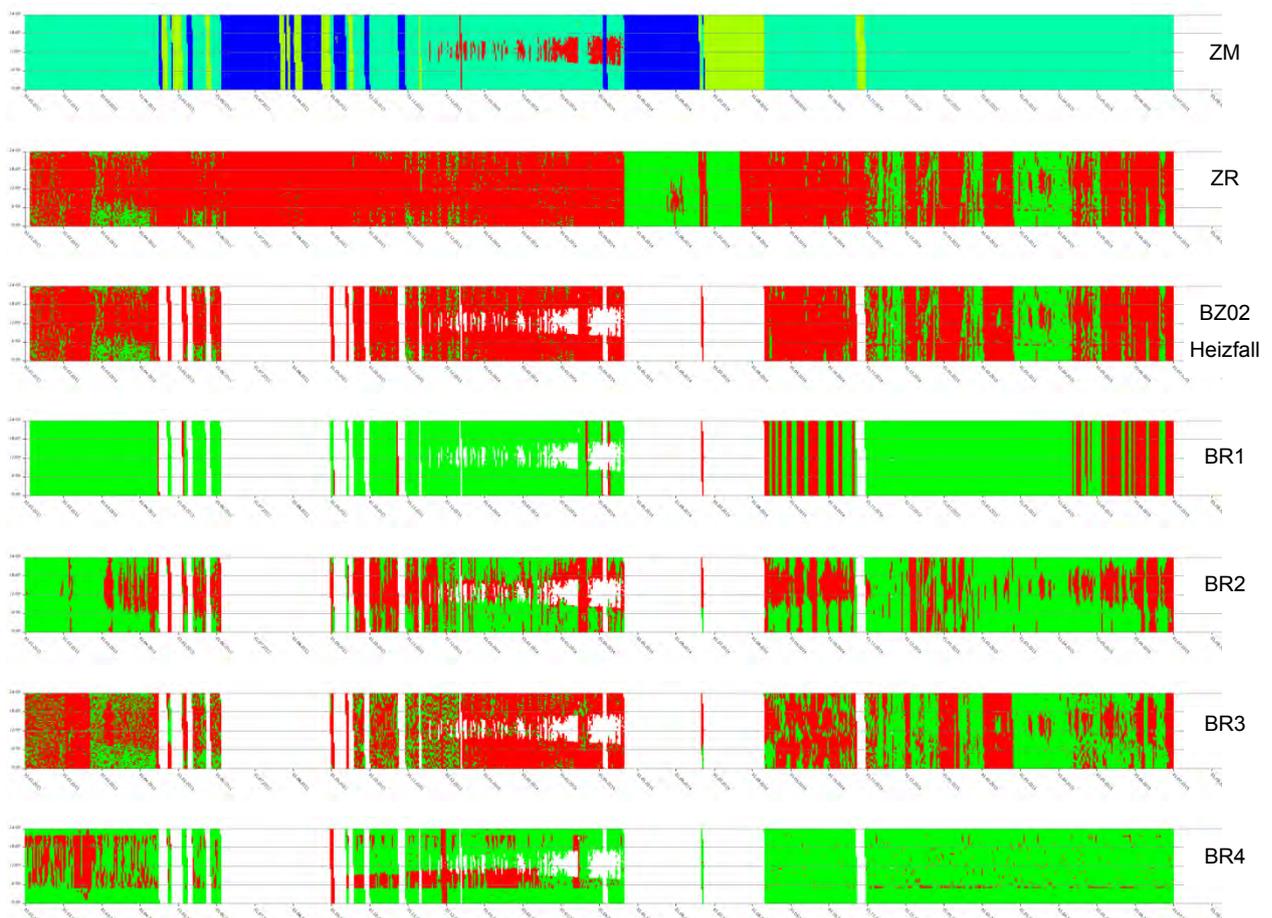


Abbildung 44: Auswertung des Betriebszustands 2 (Heizfall) für den Zeitraum 2013-2015 (BR1: Außenlufttemperatur, BR2: Oberflächentemperatur der Fußbodenheizung, BR3: Vorlauf-temperatur der Fußbodenheizung, BR4: Speichertemperatur TWW)

Während die Vorgaben für die Speichertemperatur (BR4) mit Ausnahme der Schaltzeitpunkte ab 2015 weitgehend eingehalten werden, werden die anderen Vorgaben oft nicht eingehalten.

Hintergrund ist, dass die zuvor automatisierte Umschaltung der Betriebsarten seit 2014 manuell erfolgt, aber dauerhaft der Zustandsmarker „Heizbetrieb“ übergeben wird. Entsprechend liegen Fehler bei der Bewertung des Betriebs vor.

Auswertung Betriebszustand 3 (Kühlfall)

Abbildung 45 zeigt jeweils für den Zeitraum 2013 bis Mitte 2015 den Zustandsmarker (ZM), die Auswertung des Zustandsraums sowie die Auswertung des Betriebszustands BZ03 Kühlen und der drei Betriebsregeln in dem Betriebszustand.

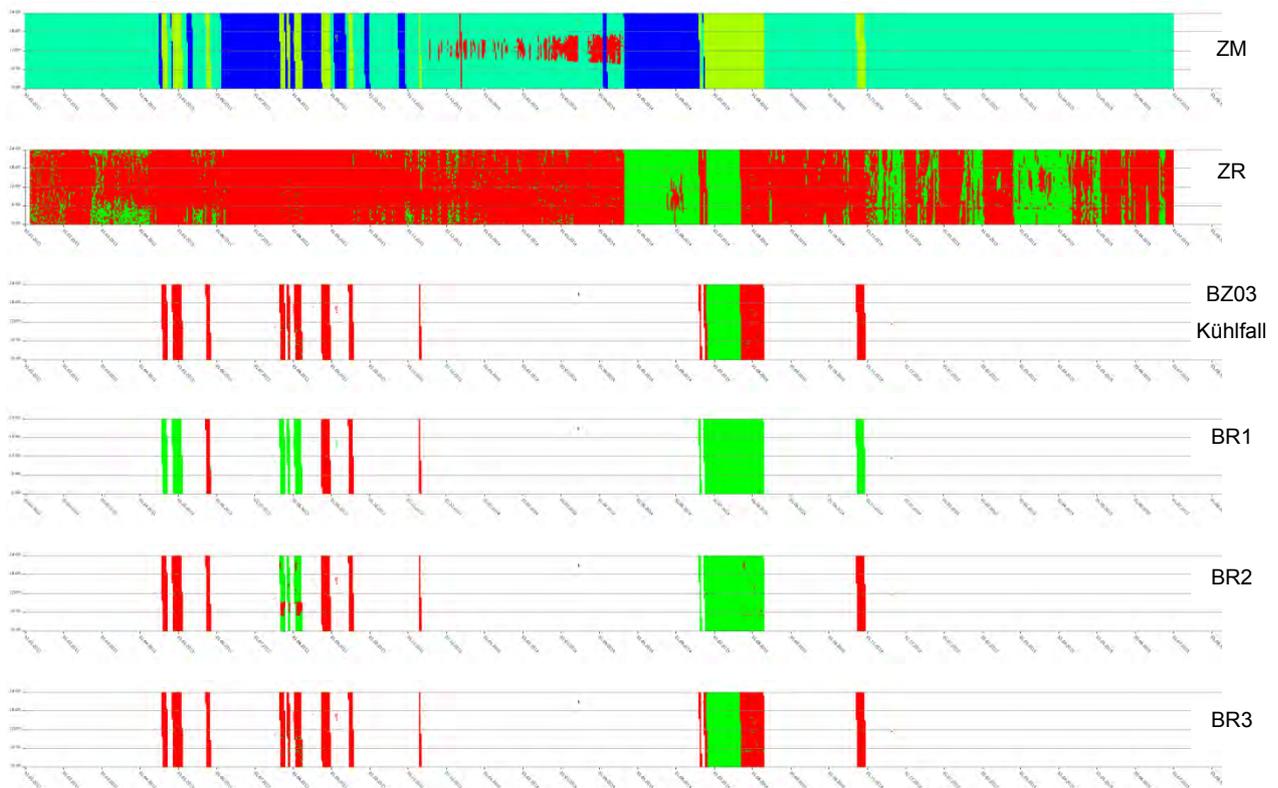


Abbildung 45: Auswertung des Betriebszustands 3 (Kühlfall) für den Zeitraum 2013-2015

(BR1: Außenlufttemperatur, BR2: Speichertemperatur, BR3: TWW Vorlauftemperatur der Fußbodenheizung)

Der Betriebszustand BZ03 „Kühlfall“ läuft überwiegend fehlerhaft in Bezug auf die aktuelle Funktionsbeschreibung. Das Kriterium für die Außenlufttemperatur ist in 2014 immer erfüllt (Als Vorgabe für den Kühlfall wurde die Negation des Einschaltkriteriums für den Heizfall ($T_{\text{außen}} < 6^{\circ}\text{C}$) verwendet). Für November 2014 wurde über den Zustandsmarker für ca. 1 Woche der Kühlfall angegeben. Die Betriebsregel für die Außenlufttemperatur war erfüllt, Spei-

chertemperatur und Vorlauftemperatur wurden als fehlerhaft ausgewertet. In 2015 wurde der Kühlfall nicht mehr angezeigt.

Auswertung Betriebszustand 4 (Heizfall Überhitzung)

Abbildung 46 zeigt für den Zeitraum 2013 bis Mitte 2015 die Auswertung des Betriebszustands BZ04 Überhitzung sowie der fünf Betriebsregeln im Betriebszustand.

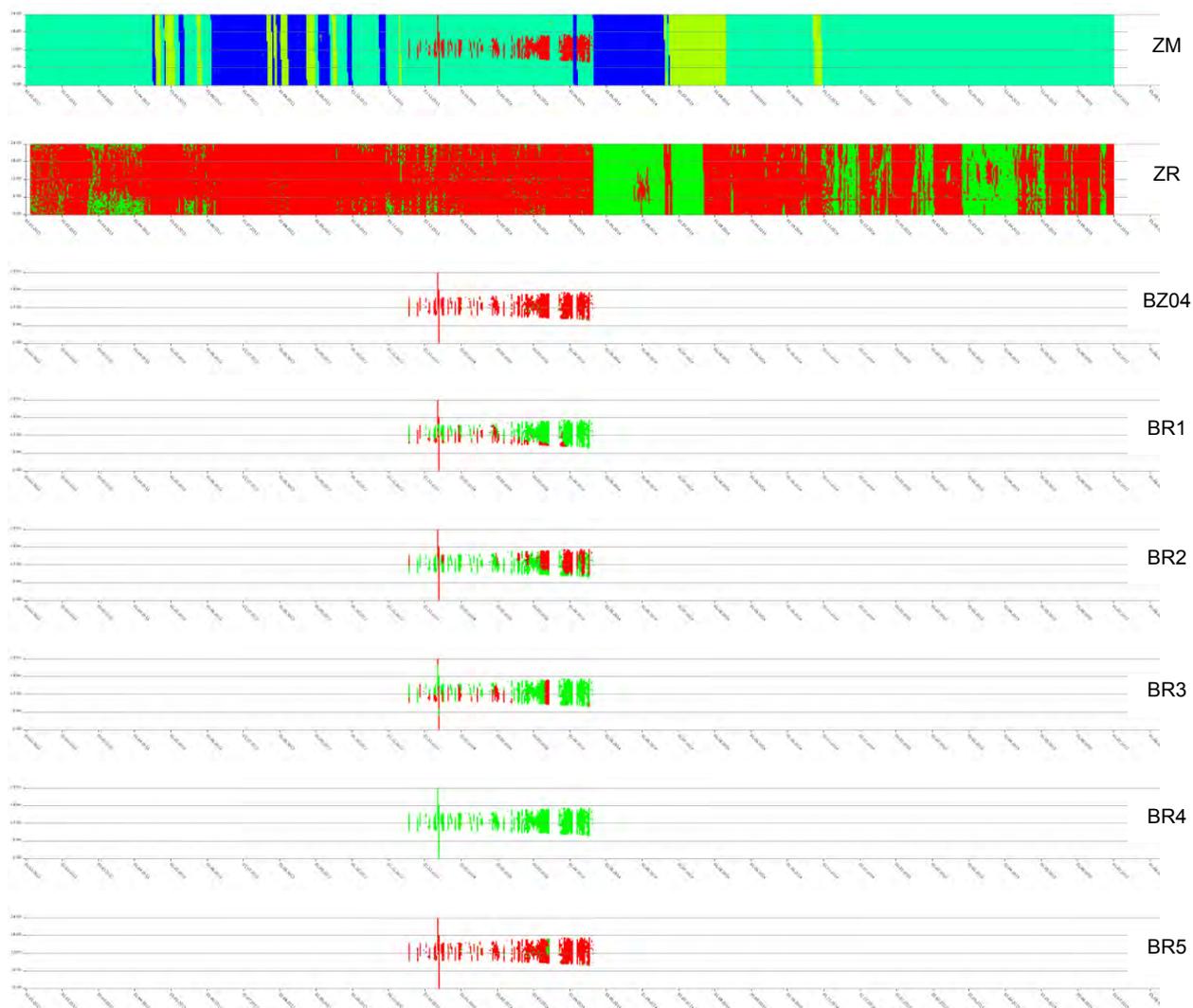


Abbildung 46 Auswertung des Betriebszustands 4 (Überhitzung) für den Zeitraum 2013-2015 (Betriebszustand BZ04, BR1: Außenlufttemperatur, BR2: Oberflächentemperatur der Fußbodenheizung, BR3: Speichertemperatur TWW (oben), BR4: Speichertemperatur TWW_unten; BR5: Vorlauftemperatur der Fußbodenheizung).

Im Betriebszustand BZ04 „Überhitzen“ zeigt sich zum einen, dass die Speichertemperaturen (BZ3&4) weitgehend mit der Spezifikation übereinstimmen. Die Oberflächentemperatur der Fußbodenheizung weist jedoch im Sommer, die Vorlauftemperatur im gesamten Überhitzungsbetrieb Fehler auf. Entsprechend wurde hierzu eine technische Detailanalyse durchgeführt, siehe Abbildung 47.

Die Vorlauftemperatur der Fußbodenheizung soll im Betriebszustand Heizfall einer Kennlinie folgen, die bei sinkenden Außentemperaturen auf 40°C ansteigt. Im Betriebszustand Überhitzung soll die Kennlinie um 2K angehoben werden.

Die Analyse zeigt, dass die Temperatur der Kennlinie nicht folgt. Die Visualisierung der Daten deutet eher auf eine gegenläufige Abhängigkeit und damit eine Überhitzung überwiegend bei Außentemperaturen von über 10°C hin, bei denen eigentlich kaum oder gar nicht geheizt werden müsste.

Die Analyse liefert eine Erklärung für die fehlerhaften Temperaturen im Vorlauf und an der Oberfläche der Fußbodenheizung. Die Regelung sollte korrigiert werden.

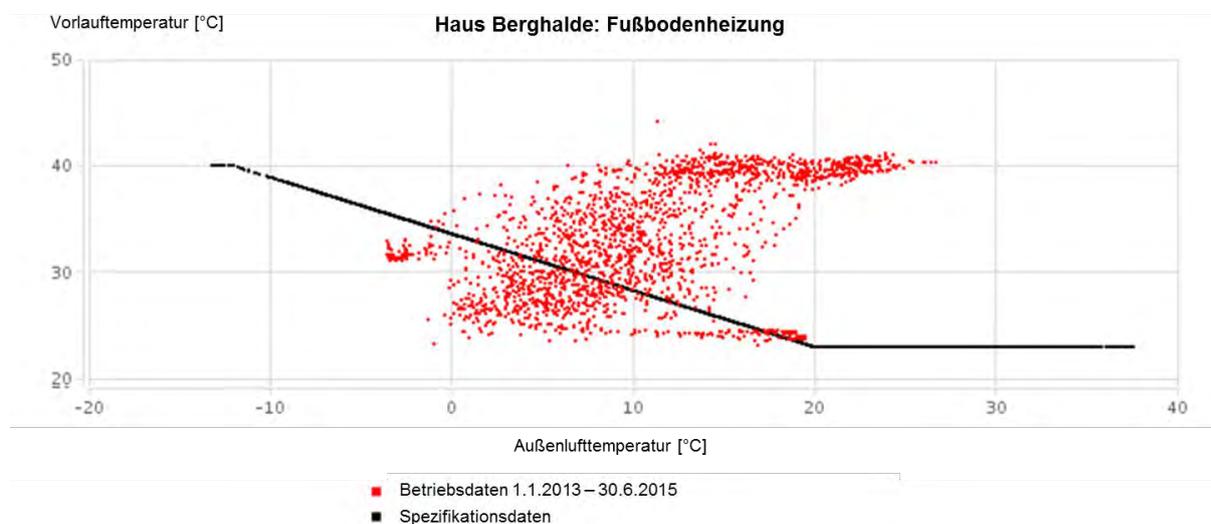


Abbildung 47 Spezifikation und Betriebsdaten für die Vorlauftemperatur der Fußbodenheizung

6.2.3. Bewertung der Betriebsgüte und Ansätze für die Betriebsoptimierung

Die Ergebnisse der Betriebsprüfung und entsprechende Empfehlungen sind in Tabelle 12 dargestellt.

Betriebszustand	Analyse
Zustandsraum	Der Zustandsmarker funktioniert nicht automatisiert. Handschaltungen werden nicht korrekt über den Datenpunkt Zustandsmarker übergeben. Die Übergabe ist zu korrigieren.
BZ01 Aus	Die Umwälzpumpe war zumindest zeitweise ein Dauerläufer. Dies sollte überprüft werden, um den Stromverbrauch zu senken und Zirkulationsverluste zu minimieren.
BZ02 Heizfall	Der Heizfall ist in 2014 und 2015 zu großen Teilen fehlerhaft. Ursache ist hier jedoch nicht zwangsläufig eine fehlerhafte Regelung, sondern zunächst der auf Grund der manuellen Schaltung vorliegende fehlerhaft übergebene Zustandsmarker. Die Wahl des Betriebszustands sollte wieder automatisch erfolgen.
BZ03 Kühlfall	In 2015 wurde der Kühlfall nicht mehr angezeigt. Die Wahl des Betriebszustands sollte wieder automatisch erfolgen.
BZ04 Heizfall Überhitzung	Die Vorlauftemperatur entspricht nicht der Spezifikation. Die Regelung ist zu korrigieren.

Tabelle 12 Ergebnisse der Betriebsprüfung 2013 -2015 und Empfehlungen

6.2.4. Fazit

Die Bearbeitung zeigt, dass die Regelung der Anlage in einer Aktiven Funktionsbeschreibung abgebildet werden kann. Einzelne Betriebsfehler können anschließend schnell und präzise erkannt werden. Die Betriebsgüte erreicht nur zeitweise mehr als 80%.

Es zeigt sich, dass die Zustandsmarker der Gebäudeautomation von zentraler Bedeutung für die Prüfung der Funktionen sind. Sie sollten entsprechend sorgfältig definiert und übergeben werden.

Es ist zu erkennen, dass 2014 die Übersteuerung im Heizfall umgesetzt wurde. Des Weiteren ist festzustellen, dass entgegen der Funktionsbeschreibung und definierten Regelung seit ca. Okt. 2014 nur der Heizbetrieb umgesetzt wird. Dies ist damit zu begründen, dass seit der DDC Umstellung nur noch die Betriebsmodi händisch eingestellt werden können. Zuvor lief der Wechsel noch automatisiert ab.

7. ALLGEMEINE KOSTENANALYSE ZUM EFFIZIENZHAUS-PLUS STANDARD (AP4)

Im Rahmen des Forschungsprojektes soll ein Kostenvergleich von EffizienzhausPLUS Gebäuden und Gebäuden nach EnEV-Mindeststandard aufgestellt werden, der die Investitions- und Jahresgesamtkosten berücksichtigt. Die Analyse soll belegen, dass der Standard Effizienzhaus PLUS eine wirtschaftliche und ökologische Alternative zu konventionell geplanten und betriebenen Gebäuden darstellt.

Für den Vergleich der Standards werden zur Ermittlung der Investitionskosten die Anforderungen gemäß EnEV2009 zu Grunde gelegt. Der Standard wird gewählt, da für das Gebäude Berghalde (als Referenzgebäude EnergiePLUS) zum Zeitpunkt der Errichtung diese Vorgaben einzuhalten waren. Die Vergleichsgebäude entsprechen in der Analyse insbesondere beim baulichen Wärmeschutz dem EnEV-Referenzgebäude. Zusätzlich werden die einzuhaltenden Vorgaben durch das EEWärmeG berücksichtigt.

Als Varianten für die Kostenanalyse und Gegenüberstellung werden gewählt (Abbildung 48):

- A EnergiePLUS Haus Berghalde
- B EnergiePLUS mit EnEV-Standard (Wärmepumpe + PV)
- C EnEV-Standard mit Wärmepumpe
- D EnEV-Standard mit Gaskessel und Solarthermie

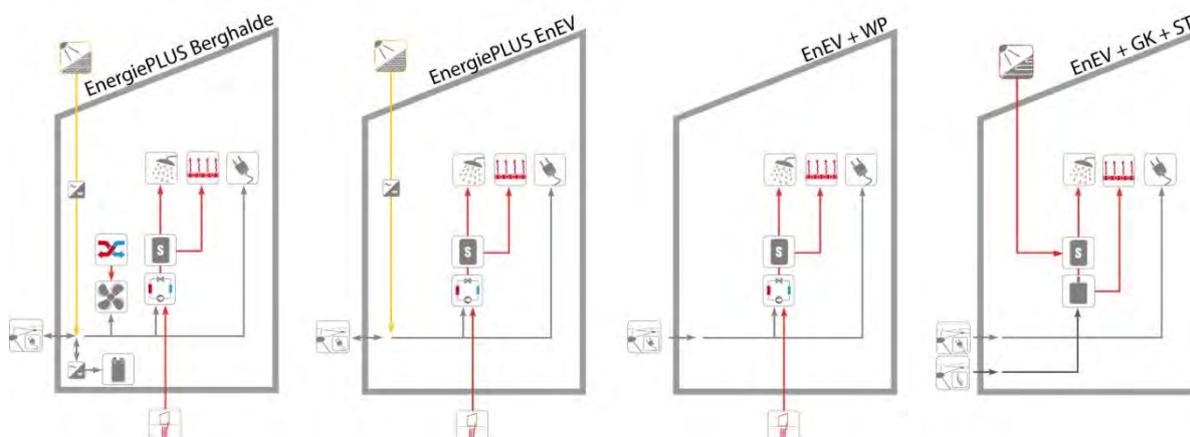


Abbildung 48: Energiekonzepte der analysierten Gebäudestandards

Der Kostenvergleich bezieht sich auf die Investitionskosten in den Kostengruppen 300 (Baukonstruktion) und 400 (Technische Anlagen).

7.1. Kostengruppe 300 – Baukonstruktion

Die Berghalde als Bezugsgebäude ist mit einem baulichen Wärmeschutz ausgestattet, der über die EnEV 2009 deutlich hinausgeht (Tabelle 13).

Da ein allgemeiner Vergleich bezüglich der umgesetzten Gebäudehülle (U-Werte) von EnergiePLUS-Gebäuden zu EnEV2009 keine Abweichungen aufzeigen sollte, wird neben dem Gebäude Berghalde (verbesserte thermische Gebäudehülle) ein EnEV EnergiePLUS Gebäude generiert, deren Gebäudehülle auf dem EnEV2009-Gebäudestandard (U-Werte gemäß EnEV2009-Referenzgebäude) basiert.

In Tabelle 14 sind die Investitionskosten der Baukonstruktion für die beiden Gebäudestandards aufgeführt. Die drei EnEV-Varianten werden bezüglich des baulichen Wärmeschutzes mit einer Standardgebäudehülle ausgestattet, die denen des Referenzgebäudes entspricht (Tabelle 13).

Zwischen dem Gebäude Berghalde und den EnEV Varianten ergibt sich eine Differenz in der Höhe der Investitionskosten von 14.800 € ($57 \text{ €/}(m^2_{\text{Wfl}})$). Größter Kostentreiber mit ca. 50% sind dabei die Fenster, siehe Abbildung 49 und Abbildung 50. Die übrige Kostendifferenz ergibt sich aus einer größeren Dämmstärke in der Außenwand und im Dach sowie niedrigeren Wärmeleitgruppen bei den Dämmmaterialien.

Die Gründung wird in der Betrachtung nicht mit einbezogen, da sie in allen vier Varianten als identisch angenommen wird.

Gebäudehülle	EnergiePLUS Berghalde	EnEV2009 Referenzgebäude
Fenster	0,6 – 0,8 W/m ² K	1,3 W/m ² K
Außenwand	0,15 W/m ² K	0,28 W/m ² K
Dach	0,12 W/m ² K	0,20 W/m ² K
Bodenplatte	0,30 W/m ² K	0,35 W/m ² K

Tabelle 13: U-Werte des Gebäudes Berghalde und des EnEV2009-Referenzgebäudes

Gebäudehülle	A - EnergiePLUS Berghalde		B - EnergiePLUS EnEV C - EnEV2009 +WP D - EnEV2009 + GK+ST	
	Fenster (hoher Fenster- flächenanteil)	3-fach Verglasung	115.000 €	2-fach Verglasung
Dämmung – Außenwand	WLG 032 20 cm	22.500 €	WLG 035 14 cm	19.500 €
Dämmung - Dach	WLG 035 27 cm	12.500 €	WLG 035 20 cm	9.520 €
Summe KG 300	150.000 €		135.720 €	

Tabelle 14: Investitionskosten der Kostengruppe 300 (brutto; basierend auf Baukosten des Gebäudes Berghalde, Herstellerangaben und dem Mittelwert gemäß BKI [23])

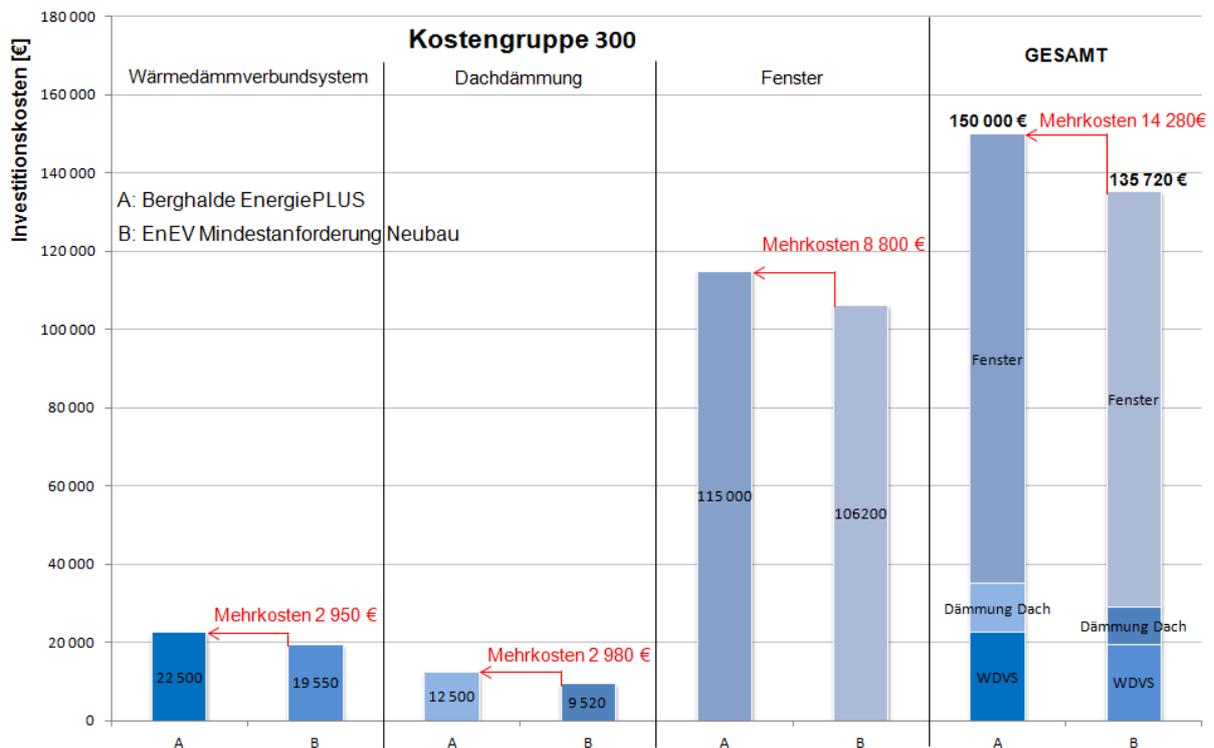


Abbildung 49: Investitionskosten – Vergleich in der Kostengruppe 300 (brutto)

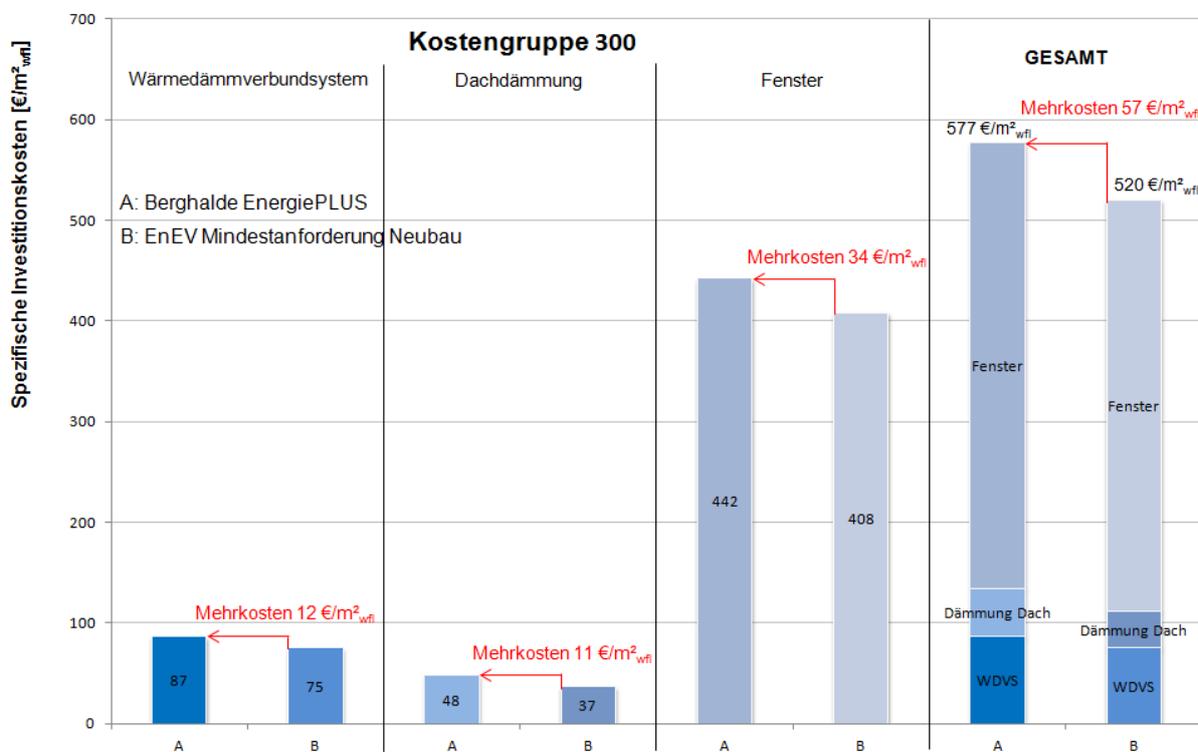


Abbildung 50: spezifische Investitionskosten – Vergleich in der Kostengruppe 300 (brutto)

7.2. Kostengruppe 400 – Technische Anlagen

Zur Darstellung des Effizienzhaus PLUS Standard wird zum einen die Berghalde als Demonstrationsgebäude und zum anderen das EnEV2009 Referenzgebäude der Berghalde inkl. einer PV-Anlage und Wärmepumpe herangezogen. Die beiden Vergleichs-Gebäude sind jeweils nur mit Wärmepumpe bzw. Gaskessel und Solarthermie (min. Fläche) ausgestattet. (Tabelle 15 und Abbildung 48)

Die größte Differenz der Investitionskosten ist in der Anlagentechnik der beiden Gebäude-Standards zu finden. Im Gegensatz zum EnEV-Standard ist gerade die Anlagentechnik das entscheidende Kriterium für ein EnergiePLUS Gebäude.

Eine detaillierte Bewertung der Zusammenhänge von zusätzlichen Investitionskosten bzgl. Batterien, Pufferspeichererweiterungen oder Regelstrategien und Umsetzung kann der Gegenüberstellung der Parameterstudie im Abschnitt 9.1 entnommen werden.

Im Rahmen des Kostenvergleichs wird ausschließlich die Wärme- und Stromerzeugung betrachtet, die Bilanzgrenze bezieht sich auf die Erzeugerseite. Die Übergabesysteme und Leitungen im Gebäude bleiben unberücksichtigt bzw. werden als identisch angenommen.



Anhand der Kostenzusammenstellung in Abbildung 51 und Abbildung 52 ist zu erkennen, dass bei einem Gebäude nach EnEV-Standard nur ein Wärmeerzeuger erforderlich ist. Um den EnergiePLUS Gebäude zu erreichen ist mindestens eine PV-Anlage erforderlich. In der Berghalde sind zusätzlich noch eine Lüftungsanlage mit WRG sowie die Batterie und die Ausstattung für MSR zu berücksichtigen. Die Mehrkosten für das Gebäude Berghalde im Vergleich zu den EnEV-Standard Gebäuden belaufen sich auf 27.000 bis 59.000 € (100 bis 130 €/m²_{Wfl}).

Ein Detailvergleich bezüglich der Wärmeerzeuger zeigt, dass mit Mehraufwand von rund 7.000 € gerechnet werden muss, wenn für die Wärmeerzeugung statt eines Gaskessels und Solarthermie eine erdgekoppelte Wärmepumpe in das Energiekonzept eingebunden werden soll.

Für diese Konzeptvariante ist anzumerken, dass die Investitionskosten der erdgekoppelten Wärmepumpe deutlich über denen einer Luft-Wasser-Wärmepumpe liegen. Die Investitionskosten von Gaskessel und Solarthermie verhalten sich identisch zu denen einer Luft-Wasser-Wärmepumpe.

Weitere Mehrkosten, die für eine Lüftungsanlage, wie sie in der Berghalde verbaut wurde, aufgebracht werden müssten, nicht zwingend zur Einhaltung des EnergiePLUS Standards erforderlich.

Eine zusätzliche Investition in Höhe von ca. 32.000 € bzw. ca. 130 €/m²_{Wfl} macht das Erreichen des EnergiePLUS Standard möglich.

Im Forschungsprojekt *furure:solar* [24] werden weitere Systeme und deren Investitionskosten zur Deckung des Gesamtenergiebedarf über eine 100% Anteil aus erneuerbaren Energien aufgeführt (Abbildung 53). Für den Kostenvergleich wurde hier ebenfalls nur die Erzeugerebene und nicht die Verteilung im Gebäude betrachtet. Anhand eines Referenzgebäudes (EFH, Neubau, 149 m²_{NGF}, EnEV2009 Standard) wurden die Investitionskosten für die Anlagentechnik ermittelt. Es ist festzustellen, dass die Investitionskosten in annähernd ähnlichen Investitionskosten münden, wie die im Vergleich von EnergiePLUS zu EnEV2009 dargestellt werden.

	Wärmeerzeuger	Übergabe- system	zusätzliche Anla- gentechnik	Summe
EnergiePLUS Berghalde	erdgekoppelte Wärme- pumpe (Erdsonden) (WP + EWS)	Lüftung mit WRG	PV-Anlage 15 kW _p Batterie 7 kWh MSR / GA	
	7.000 € + 15.000€	10.000 €	25.000 € + 6.500 € + 8.500 €	72.000 €
EnergiePLUS EnEV	erdgekoppelte Wärme- pumpe (Erdsonden) (WP + EWS)		PV-Anlage 15 kW _p	
	7.000 € + 15.000€		25.000 €	47.000 €
EnEV2009 + WP	erdgekoppelte Wärme- pumpe (Erdsonden) (WP + EWS)			
	7.000 € + 15.000€			22.000 €
EnEV2009 + GK	Gaskessel ^{*)} + Solarthermie (6 m ²) (
	15.000 €			15.000 €

Tabelle 15: Investitionskosten der Kostengruppe 400 (brutto, basierend auf Baukosten des Gebäudes Berghalde, Hersteller Angaben und Mittelwerte der BKI [23]) (^{*)} Gaskessel = Gerät, Installation und Anschluss)

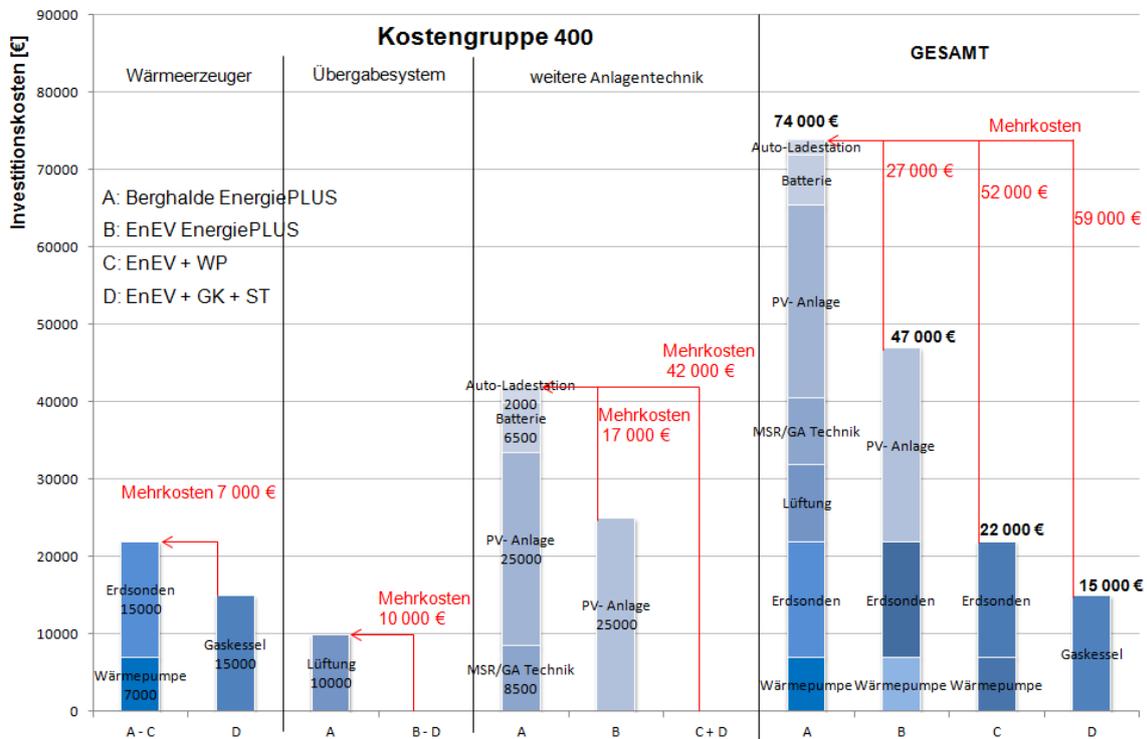


Abbildung 51: Investitionskosten – Vergleich in der Kostengruppe 400 (brutto)

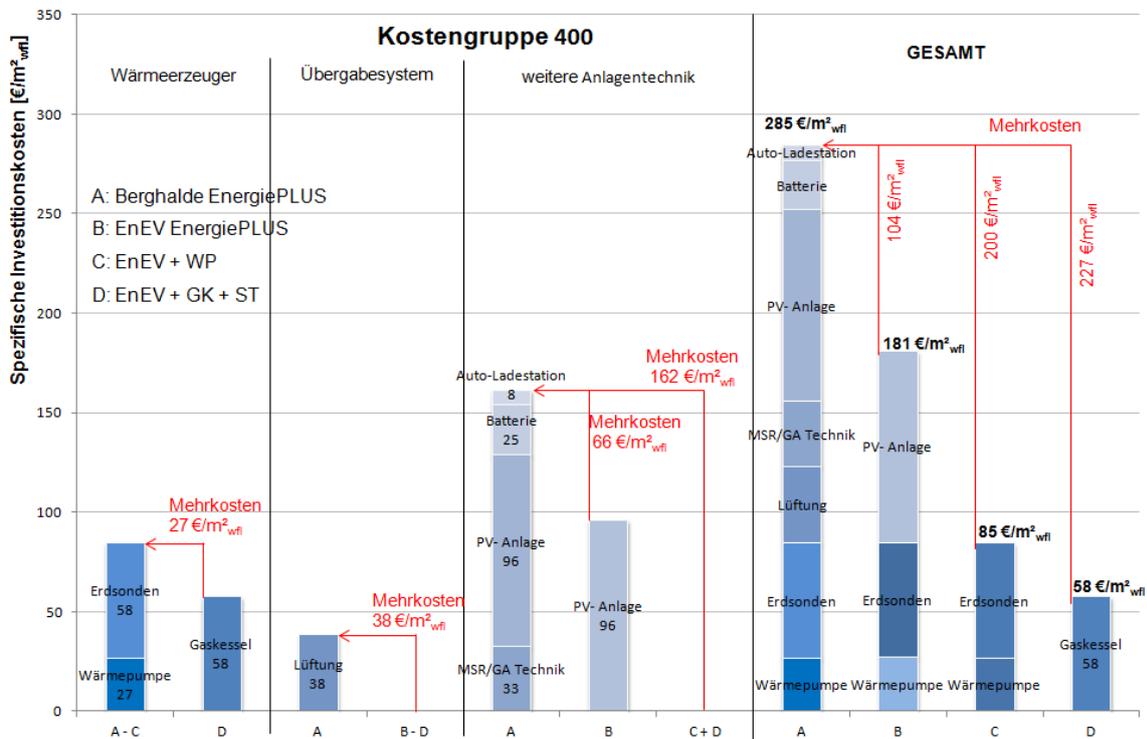


Abbildung 52: spezifische Investitionskosten – Vergleich in der Kostengruppe 400 (brutto)

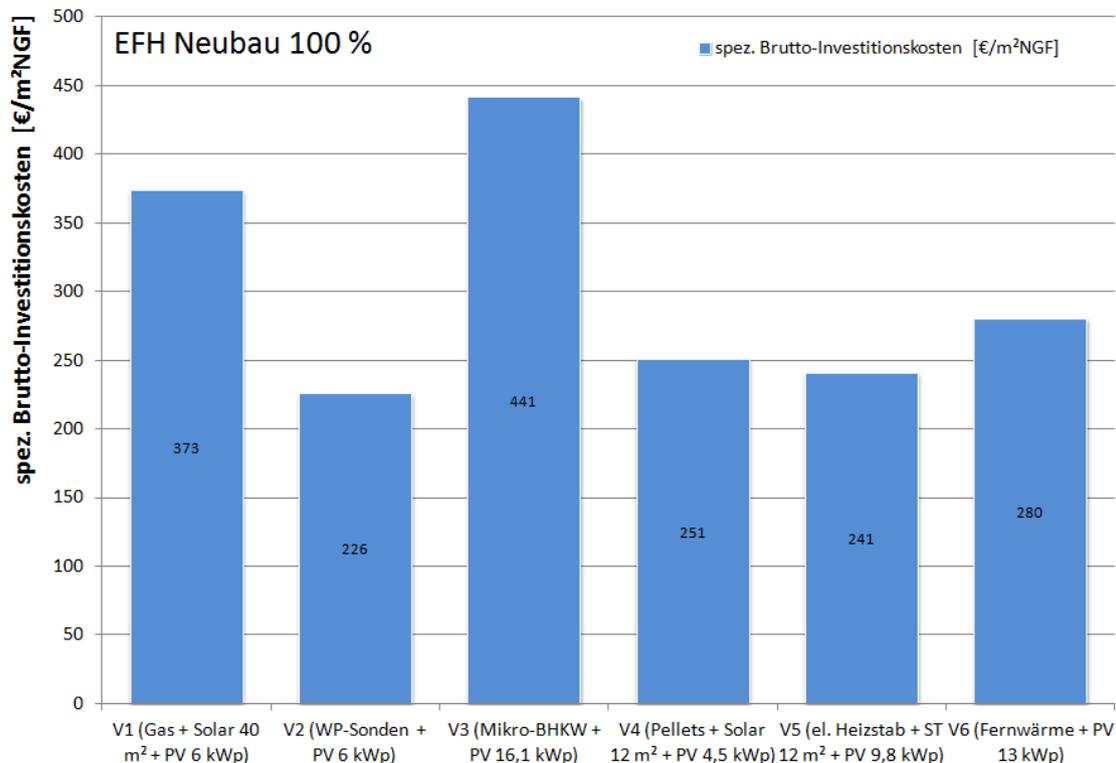


Abbildung 53: spezifische Investitionskosten aus dem Forschungsprojekten future:solar [24]

7.3. EnergiePLUS vs. EnEV2009

Bereits in Abschnitt 7.2 wird herausgearbeitet, dass die Mehrkosten in der Anlagentechnik für ein Effizienzhaus-Plus im Einfamilienhausbereich bei rund 130 €/m² bzw. 32.000 € liegen. Die Auswertung zeigt, dass Effizienzhaus-Plus Gebäude auf einem ähnlichen Preisniveau errichtet werden können, wie konventionelle Gebäude nach EnEV- oder KFW-Standard.

Die anfänglichen Investitionskosten liegen bis zu 20 % (Gebäude Berghalde 50 %) höher als die eines konventionellen und Standardkonformen EnEV2009 Gebäudes mit Gaskessel und Solarthermie (Abbildung 54).

Für die Anschaffung der PV-Anlage und der damit verbundenen Umsetzung eines EnergiePLUS Gebäudes sind für dieses Beispiel Investitionskosten in Höhe von ca. 25.000 € erforderlich. Unter der Annahme eines PV-Ertrages von 16.000 kWh/a und einer Einspeisevergütung von 0,124 €/kWh sowie einem Eigennutzungsanteil von 30% (Energiestromkosten Strom 0,26 €/kWh) kann mittels einer statischen Amortisationsberechnung eine Amortisation der PV-Anlage nach 9,5 Jahren erzielt werden.

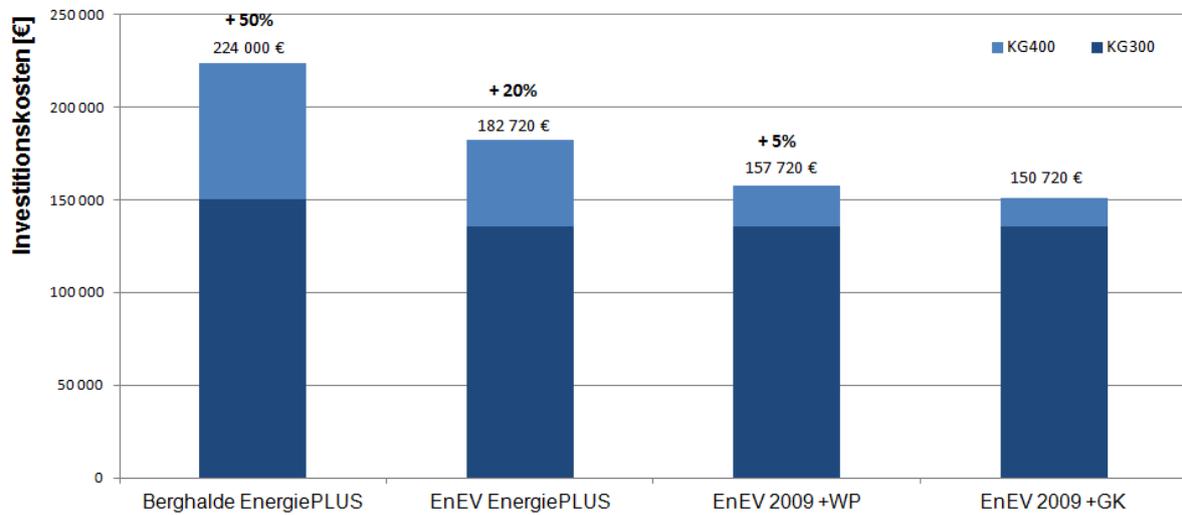


Abbildung 54: Gesamte Investitionskosten KG300 und KG400 (brutto) der vier betrachteten Varianten

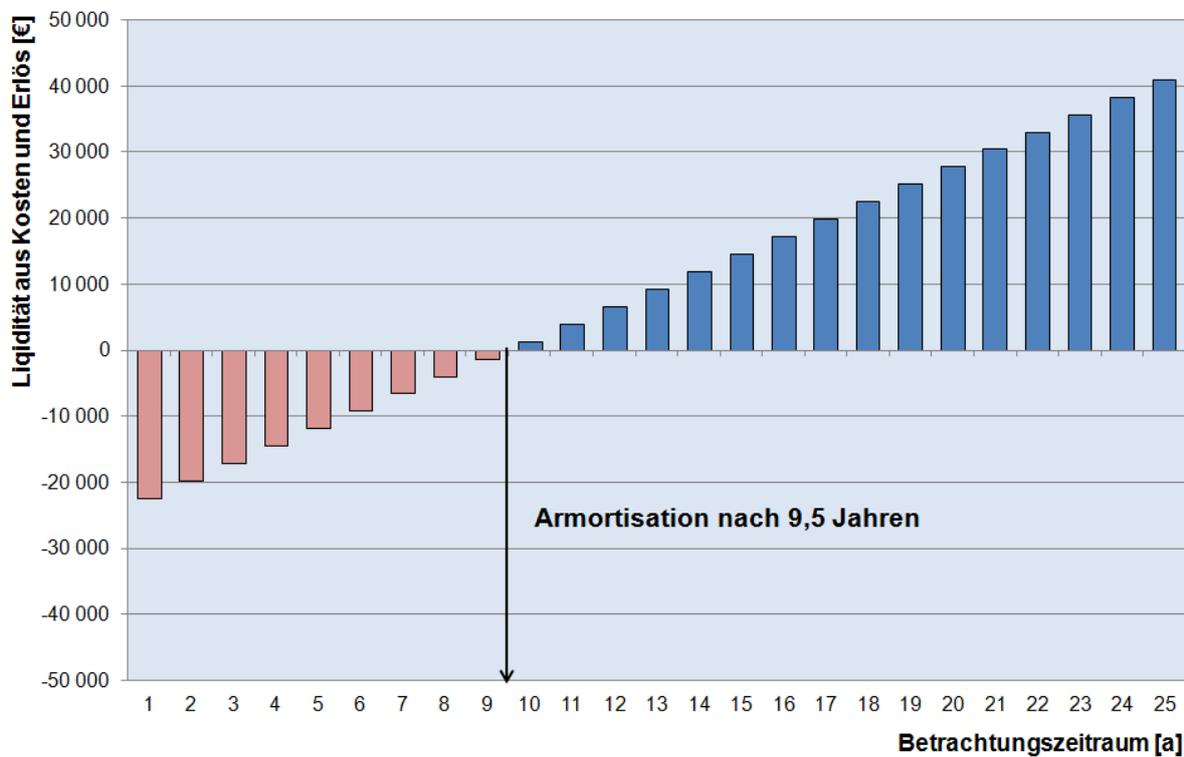


Abbildung 55: Amortisation einer zusätzlichen PV-Anlage zur Umsetzung eines EnergiePLUS Gebäudes

Eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung soll aufzeigen, dass die Umsetzung eines EnergiePLUS Einfamilienhauses mit der heutigen Einspeisevergütung umsetzbar ist.

Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung werden die in Tabelle 16 zusammengetragenen Annahmen und Rahmenbedingungen festgelegt. Für die Einspeisevergütung wird der Stand von Juni 2015 hinterlegt. Nach derzeitigem Stand reduziert sich jedoch die Einspeisevergütung monatlich um 0,25% [19].

Die angesetzten Energiekosten basieren auf den Verbrauchswerten des Gebäudes Berghalde sowie dem Energiebedarf des entsprechenden EnEV2009-Referenzgebäudes.

Kalkulatorischer Zins		3 %
Inflation		1 %/a
Preissteigerung Energie		2%/a
Degression PV-Ertrag		0,25 %/a
Einspeisevergütung PV-Strom (Stand Juni 2015, PV-Anlagen bis 10 kWp) [19]		0,124 €/kWh
Energiekosten	Gas (Grundpreis 174 €/a)	0,07 €/kWh
	Strom (Grundpreis 72 €/a)	0,26 €/kWh

Tabelle 16: Annahmen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung (brutto)

[Quelle der Energiekosten: gerundete Tarife der EnBW AG, August 2015]

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zeigt, dass in den Jahresgesamtkosten bereits zu Beginn des Betriebs der Anlage die Kosten für ein EnergiePLUS Gebäude nach EnEV nicht teurer ist als ein herkömmliches EnEV-Standard Einfamilienhaus mit Gaskessel und Solarthermie (Abbildung 56). Im Vergleich zum höherwertig gedämmten und technisch abweichend ausgestatteten Demonstrationsgebäude Berghalde, sind alle drei Varianten – auch nach 20 Jahren - deutlich kostengünstiger in den Jahresgesamtkosten.

Die kumulierten Gesamtkosten nach 20 Jahren (Abbildung 57 und Tabelle 17) zeigen deutlich die Minderkosten in den Energiekosten bei EnergiePLUS Gebäuden. Die kumulierten Jahresgesamtkosten nach 20 Jahren sind dennoch um ~6% höher bei einem Vergleich von EnEV + WP gegenüber EnergiePLUS EnEV. Gegenüber der konventionellen Variante mit Gaskessel



und Solarthermie ist das EnergiePLUS EnEV Gebäude in den kumulierten Jahresgesamtkosten nahezu vergleichbar (Abweichung – 0,5%).

Das Ziel, den EffizienzhausPLUS Standard gegenüber Standard Einfamilienhäusern markfähig zu gestalten und darzustellen, scheint somit erreichbar. Die Auswertung zeigt, dass bei Effizienzhaus-Plus Gebäude mit Mehrkosten von ca. 20% zu rechnen ist, ein Ausgleich aber über geringere Jahresgesamtkosten möglich ist.

Ein EnergiePLUS Gebäude kann somit auf einem ähnlichen Preisniveau errichtet und im Anschluss kostengünstiger betrieben werden. Der Ausbaustandard ist jedoch maßgebend.

	Jahresgesamtkosten	Instandsetzungskosten	Energiekosten	Kapitalkosten
EnergiePLUS Berghalde	361.692 €	139.485 €	- 32.417 €	254.624 €
EnergiePLUS EnEV	285.730 €	96.688 €	- 5.751 €	194.793 €
EnEV + WP	270.417 €	64.016 €	45.216 €	161.185 €
EnEV + GK + ST	287.038 €	73.096 €	55.750 €	158.192 €

Tabelle 17: Jahresgesamtkosten – kumuliert über 20 Jahre

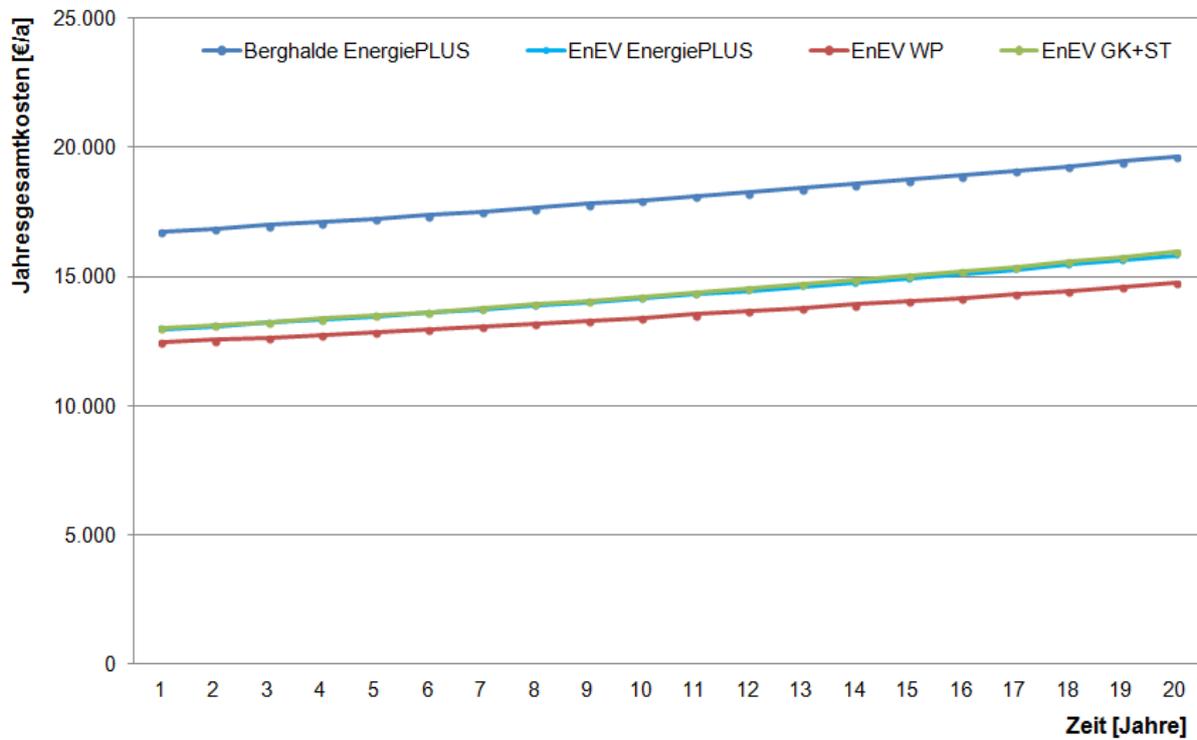


Abbildung 56: Jahresgesamtkosten im Vergleich – EnergiePLUS vs. EnEV

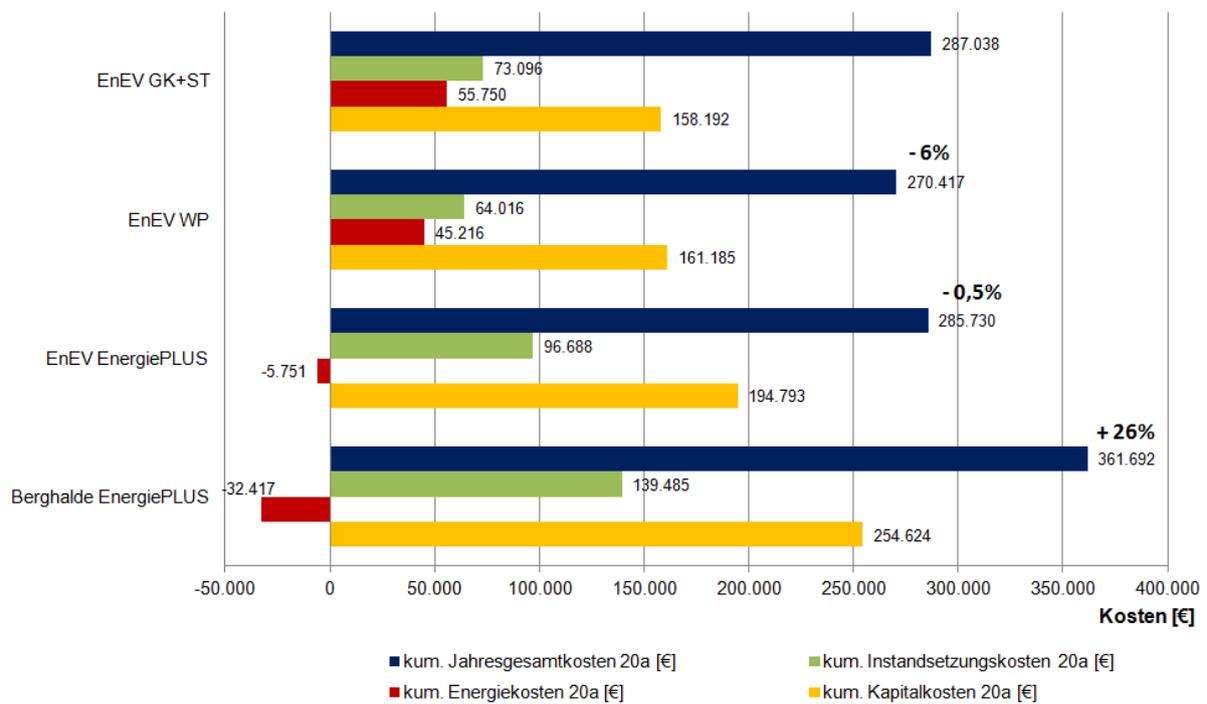


Abbildung 57: Kumulierte Jahresgesamtkosten über 20 Jahre – EnergiePLUS vs. EnEV



8. SYSTEMSIMULATIONEN ZUR PLAUSIBILISIERUNG UND BEWERTUNG VON TECHNISCHEN LÖSUNGEN ZUR STEIGERUNG DER EFFIZIENZ (AP5)

Im Rahmen des Arbeitspunktes 5 werden im Forschungsprojekt anhand von Simulationen Regelstrategien und Optimierungen zur Eigenstromnutzungssteigerung getestet und erprobt.

8.1. Gebäude- und Anlagensimulation in TRNSYS 17

Die Untersuchung erfolgt auf der Basis eines umfangreichen in TRNSYS 17 [11] erstellten und mit Messdaten validierten und kalibrierten Simulationsmodells [6]. Das Simulationsmodell bildet das Gebäude mit seinen bauphysikalischen Eigenschaften sowie die für den Gebäudebetrieb notwendigen technischen Anlagen wie beispielsweise Heizung und Lüftung ab. (Abbildung 58).

Im ersten Schritt wurde das Gebäudemodell mit dem architektonischen Entwurf und den bauphysikalischen Eigenschaften sowie den Nutzungsrandbedingungen der Bewohner umgesetzt. Im Weiteren erfolgte die Umsetzung und Implementierung der anlagentechnischen Komponenten. Abschließend wurde das erstellte Gebäudemodell mit den Messdaten aus dem Jahr 2013 validiert.

Im Simulationsmodell sind nachstehende Komponenten und Regelungen abgebildet:

- 4 thermische Zonen (thermische Hülle, Interne Gewinne, Infiltrationsverluste, Luftwechselrate)
- Lüftungsgerät mit Regelung (Reco Boxx 300, Fa. Maico)
- L-EWT fürs Lüftungsgerät (AWADUKT Thermo, Fa. REHAU)
- außenliegender Sonnenschutz mit strahlungsabhängiger Steuerung
- Parametereingabe zur Verschattung durch Nachbargebäude und Fensterlaibungen
- manuelle Fensterlüftung bei erhöhten Raumtemperaturen
- außentemperaturgeführte Heizungssteuerung (Heizkurve mit Vorlauftemperatur-Regelung)
- tageslichtabhängige Kunstlichtsteuerung
- Fußbodenheizung mit Regelung und Nachtabenkung sowie Rücklaufbeimischung
- Stromerzeugung mittels PV-Anlage und Wechselrichter
- Batteriespeichersystem bestehend aus einer Blei-Säure Batterie, dem Batteriewechselrichter sowie dem Laderegler



- Warmwasserbereitung bestehend aus Frischwasserstation, elektrischer Nacherwärmung, Rücklaufbeimischung und Warmwasser-Zapfprofil
- Wärmepumpe mit angeschlossenem Erdsondenfeld, Pufferspeicher sowie die zugehörige Wärmepumpen- und Pufferspeicherregelung
- Die Soll-Vorlauftemperatur wird über eine Heizkurve und der notwendige Massenstrom über die Raumlufftemperatur der jeweiligen Zone geregelt.
- Umwälzpumpen

Der Strombedarf der kontrollierten Wohnungslüftung, der Wärmepumpe, der Umwälzpumpen sowie der elektrischen Nacherwärmung des Trinkwarmwassers wird über die ermittelten Bedarfswerte aus der Simulation bestimmt. Daneben wird der Haushaltsstrombedarf über ein erstelltes Stromlastprofil (Messdaten Jahr 2013) ins Simulationsmodell eingebunden.

Im Zuge des Projektes und dem Ziel der Eigenstromsteigerung werden im Haus an der Anlagentechnik Änderungen vorgenommen. Die umgesetzten Änderungen im Gebäude werden ebenfalls im Anlagenmodell sowie in den hinterlegten Regelungen implementiert und angepasst.

Im Rahmen des Projektes und der während der Laufzeit vorgenommene Änderungen:

- Wärmepumpe der Firma Rehau wird durch eine neue Wärmepumpe der Firma Stiebel Eltron ersetzt.
- Pufferspeichererweiterung um einen zusätzlichen 700 Liter Speichers der Firma Stiebel sowie deren Regelung.
- Zur Kühlung des Gebäudes im Sommer sowie zur Unterstützung der Regeneration des Erdreichs, wird eine freie Kühlung über die Erdsonden implementiert.

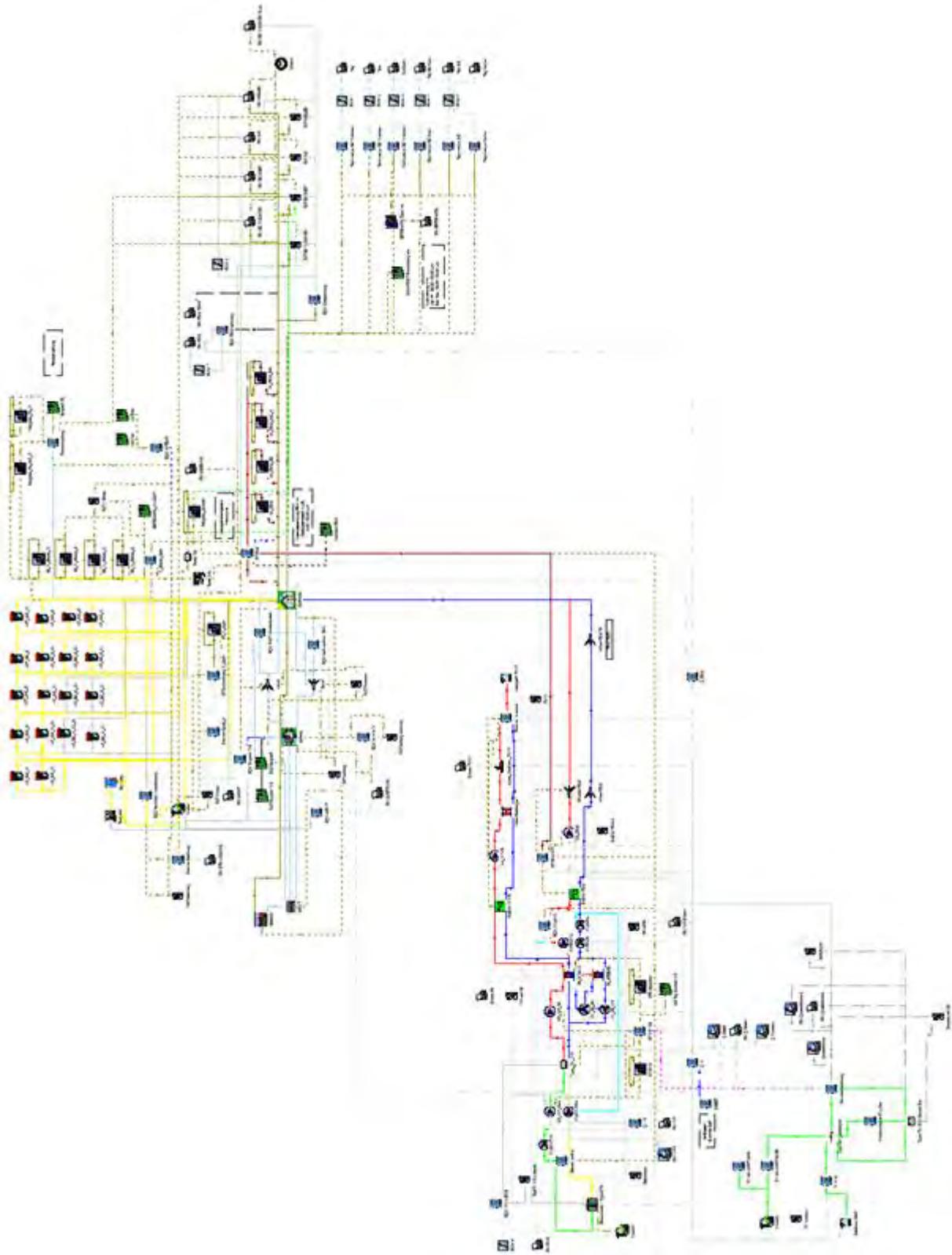


Abbildung 58: TRNSYS Modell - Gesamtübersicht Gebäude- und Anlagenmodell

8.2. Varianten und Parameterstudie

Im Rahmen der Varianten und Parameterstudie sollen in einem ersten Schritt u.a. die in der nachstehende Tabelle 18 aufgeführten Aspekte und Ansätze untersucht werden, um den Einfluss auf die Steigerung des Eigenstromanteils abgrenzen zu können.

In einem zweiten Schritt (siehe Kapitel 9) werden dann die Ergebnisse aus den einzelnen Parameteranalysen in gezielte Komponenten zur Steigerung des Eigenstromanteils zusammengefügt.

Im Rahmen der Parameterstudie und -auswertung wird bereits auf resultierende Kosteneinsparungen beim Strombezug aus dem Netz eingegangen. Durch die Steigerung des Eigennutzungsanteils muss folglich weniger Strom aus dem Netz bezogen werden. Bei der Kostenreduktion wird mit einem Ansatz von 0,21 €/ kWh (netto) für die Stromkosten ausgegangen.

Bei den Kosteneinsparungen wird nur der Netzstrombezug betrachtet, Investitionskosten oder Kosten für Programmierungen werden nicht berücksichtigt. Eine Jahresgesamtkostenbetrachtung wird in Kapitel 9 bezüglich der verschiedenen Umsetzungsvarianten durchgeführt.

	Variante
A	Freigabe Heiz- und Kühlfall
B	Anpassung Pufferspeicherregelung
C	Nachtabsenkung
D	PV-Überschussregelung – PV-Leistung
E	PV-Überschussregelung – Temperaturerhöhung
F	PS-Erweiterung / Speichervolumenanpassung
G	Batteriekapazität
H	Netzdienlicher Betrieb

Tabelle 18: Varianten- und Parameterzusammenstellung

8.2.1. Variante A – Freigabe Heiz- und Kühlfall

Im Rahmen der Varianten „Freigabe des Heiz- und Kühlfalls“ soll gezeigt werden, dass die Freigaberegulierung für den Heiz- und Kühlfall einfach gehalten werden kann und sollte. Des Weiteren soll überprüft werden, welchen Einfluss eine Verschiebung der Temperaturgrenzen sowie die Mittelwertbildung auf den Eigenstromanteil hat.

	HEIZFALL		KÜHLFALL	
	EIN	AUS	EIN	AUS
Basis	$T_{amb,72h} < 12^{\circ}\text{C}$ UND 2 Tage $< 17^{\circ}\text{C}$ Generell Heizen ab $T_{amb} < 6^{\circ}\text{C}$	$T_{amb,72h} > 15^{\circ}\text{C}$	$T_{amb,72h} > 26^{\circ}\text{C}$ UND 2 Tage $> 24^{\circ}\text{C}$ Generell Kühlen ab $T_{amb} > 30^{\circ}\text{C}$	$T_{amb,72h} < 22^{\circ}\text{C}$
A1	$T_{amb,72h} < 12^{\circ}\text{C}$	$T_{amb,72h} > 15^{\circ}\text{C}$	$T_{amb,72h} > 26^{\circ}\text{C}$	$T_{amb,72h} < 22^{\circ}\text{C}$
A2	$T_{amb,48h} < 14^{\circ}\text{C}$	$T_{amb,48h} > 16^{\circ}\text{C}$	$T_{amb,48h} > 20^{\circ}\text{C}$	$T_{amb,48h} < 18,5^{\circ}\text{C}$
A3	$T_{amb,24h} < 14^{\circ}\text{C}$	$T_{amb,24h} > 16^{\circ}\text{C}$	$T_{amb,24h} > 20^{\circ}\text{C}$	$T_{amb,24h} < 18,5^{\circ}\text{C}$
A4	$T_{amb,72h} < 12^{\circ}\text{C}$ Generell Heizen ab $T_{amb} < 6^{\circ}\text{C}$	$T_{amb,72h} > 15^{\circ}\text{C}$	$T_{amb,72h} > 22^{\circ}\text{C}$ Generell Kühlen ab $T_{amb} > 30^{\circ}\text{C}$	$T_{amb,72h} < 20^{\circ}\text{C}$

Tabelle 19: Parameteränderung Variante A – Heiz- und Kühlfallfreigabe

Eine Vereinfachung der Basisvariante auf eine einfache Mittelwert-Regelung (A1) hat einen vernachlässigbaren Einfluss auf den Heizwärmebedarf sowie auf eine Erhöhung der Eigenstromnutzung. Eine komplizierte Regelung über einen Mittelwert sowie zusätzlichen Bedingungen für zwei Tage (Basis) kann somit entfallen.

Eine Änderung der Mittelwertbildung von einer mittleren Außentemperatur über 72 h auf 48 h und 24 h (Variante A2 und A3) mit gleichzeitiger Anhebung der Einschalttemperatur auf 14°C führt zu einem Anstieg beim Heizwärmebedarf von rund 2 bis 3 % (Abbildung 59). Der PV-Eigennutzungs- und Deckungsanteil steigt nur sehr geringfügig $< 1\%$. Der Gesamtstrombedarf steigt um rund 1 %. Resultierend daraus bleibt der Netzstrombezug zur Basisvariante nahezu identisch. (Abbildung 60 und Abbildung 61)

Aufgrund der früheren Freigabe des Kühlbetriebs in der Variante A4 steigt der Kühlbedarf an. Der Gesamtstrombedarf bleibt nahezu identisch mit der Basis-Variante. Der Eigennutzungsanteil, Deckungsanteil und der Netzstrombezug verändern sich ebenfalls nicht. Der zusätzliche Strombedarf für die Umwälzpumpen zur freien Kühlung kann über die PV-Anlage zeitgleich gedeckt werden.

Die Behaglichkeit und der Raumkomfort im Gebäude im Heiz- sowie im Kühlfall bleiben erhalten, ein negativer Einfluss der Änderungen ist nicht festzustellen.

- ➔ **Für die Simulation wird die Basis belassen, da im Demonstrationsgebäude ebenfalls die Basis-Variante beibehalten wurde. Für zukünftige Regelungen sollte jedoch eine Vereinfachung auf eine einfache Mittelwertregelung vorgesehen werden, z.B. Regelung über T_{amb24h} .**

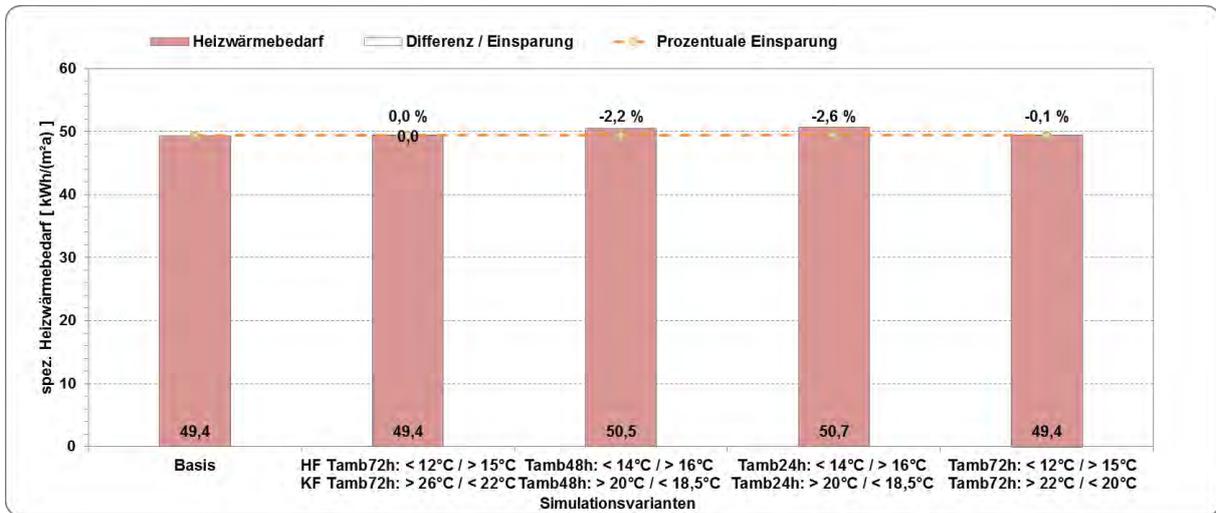


Abbildung 59: Heizwärmebedarf – Variante A – Freigabe Heiz- und Kühlfall

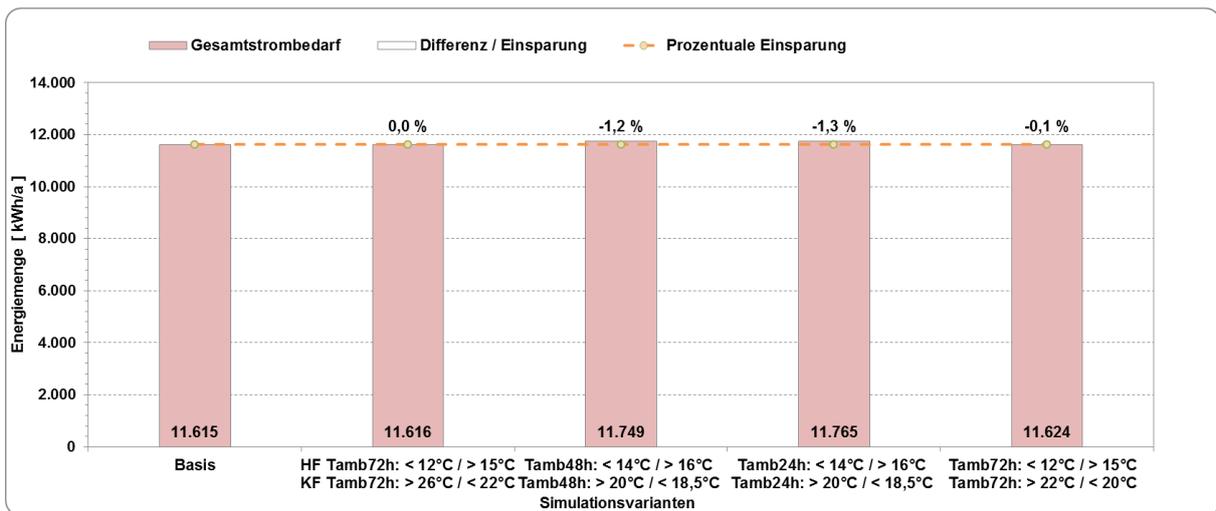


Abbildung 60: Gesamtstrombedarf – Variante A - Freigabe Heiz- und Kühlfall

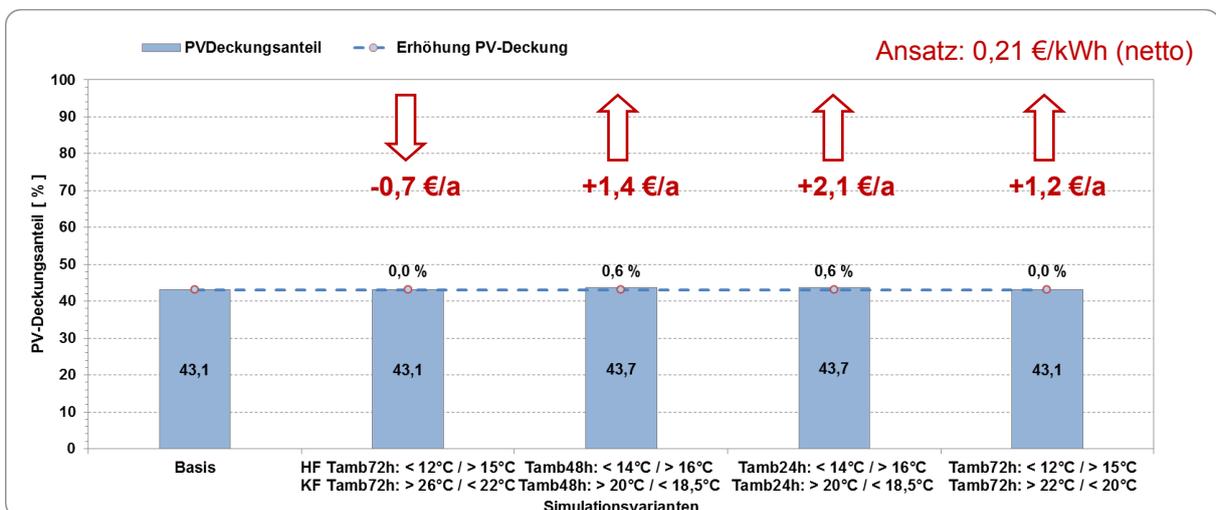


Abbildung 61: PV-Deckungsanteil und Kosteneinsparung – Variante A - Freigabe Heiz- / Kühlfall

8.2.2. Variante B – Anpassung Pufferspeicherregelung

Innerhalb der Variantenstudie zur Pufferspeicherregelung soll erarbeitet werden, inwieweit die Vorgabe der Pufferspeichertemperatur Einfluss auf den weiteren Betrieb der Anlage hat und bei welchen Temperaturen Grenzen festzustellen sind. Bei der Pufferspeicherregelung handelt es sich um die Temperatur im Pufferspeicher die bereitgestellt werden muss, um die Fußbodenheizung zu versorgen. Der Temperaturfühler (T-PS4) ist im Pufferspeicher auf einer Höhe von rund 70 cm von unten positioniert.

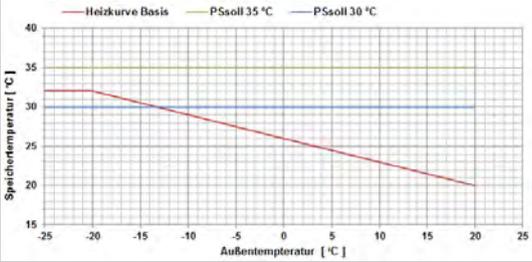
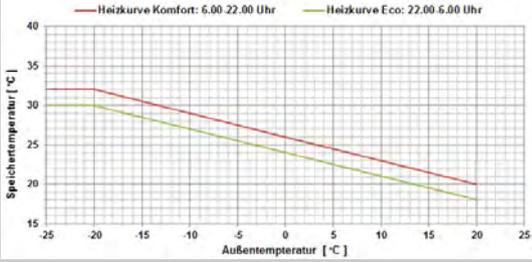
<p>Basis</p>	<p>Heizkurve (rot, ohne Hysterese) für die Speichertemperatur der Fußbodenheizung</p> 
<p>B1</p>	<p>Feste Sollwerttemperatur im Pufferspeicher von 35 °C (ohne Hysterese)</p>
<p>B2</p>	<p>Feste Sollwerttemperatur im Pufferspeicher von 30 °C mit 5 K Hysterese (WP AN < 30°C und WP AUS > 35°C)</p>
<p>B3</p>	<p>Fester Sollwerttemperatur im Pufferspeicher von 30 °C ohne Hysterese</p>
<p>B4</p>	<p>Regelung über Heizkurve mit Nachtabsenkung (Eco und Komfort Betrieb) Komfort: 6.00 bis 22.00 Uhr und Eco: 22.00 bis 6.00 Uhr</p> 

Tabelle 20: Parameteränderung Variante B – Anpassung Pufferspeicherregelung

Eine Anpassung der Pufferspeicherregelung von der bisherigen Regelung über eine Heizkurve der Speichertemperatur auf eine feste Pufferspeichersollwert-Regelung sowie die Berücksichtigung einer Hysterese hat keine wesentlichen Auswirkungen auf den Eigenstromanteil.

Der Eigennutzungsanteil bleibt nahezu konstant. Der Deckungsanteil sinkt minimal bis zu 1 %. (Abbildung 63 bis Abbildung 65)

Entscheidend in diesem Fall ist, welche Auswirkungen die vorgegebenen zu erreichenden Temperaturniveaus auf die Jahresarbeitszahl und somit auf die Effizienz der Wärmepumpe haben. Durch eine Erhöhung der Bereitstellungstemperatur sinkt entsprechend die Arbeitszahl der Wärmepumpe und der Strombezug sowie die Energiekosten steigen an (Abbildung 62). Die Bereitstellungsvorlauftemperatur für die Fußbodenheizung im Pufferspeicher wird dauerhaft auf einem höheren Temperaturniveau gehalten als für die Beheizung des Gebäudes (in Abhängigkeit der Außentemperatur) erforderlich wäre.

Bei einem Betrieb mit Nachtabsenkung von 22.00 bis 6.00 Uhr kommt es zu einer Einsparung des Heizwärmebedarfs von rund 0,6 %. Aufgrund der niedrigeren Systemtemperaturen in der Nacht steigt die Jahresarbeitszahl und somit die Effizienz des Wärmepumpensystems an.

Die Speicherregelung mittels einer Heizkurve sollte weitergeführt werden, eine Anpassung auf eine feste Sollwertregelung ist aus energetischer Sicht nicht sinnvoll. Von Vorteil für das System ist eine Absenkung der Heizkurve in der Nacht. Dies bewirkt eine Einsparung beim Heizwärmebedarf und dem Gesamtstrombedarf sowie einer Reduzierung des Netzstrombezugs. Eine Absenkung der Speichertemperatur muss nachführend jedoch eine gleichzeitige Absenkung der Soll-Vorlauftemperatur und Soll-Oberflächentemperatur mit sich ziehen.

➔ **Gewählte Variante: Gemäß den Ergebnissen ist die sinnvollste Variante eine Regelung über die Heizkurve mit Nachtabsenkung. Eine Absenkung der Speichertemperatur muss nachführend jedoch eine gleichzeitige Absenkung der Soll-Vorlauftemperatur und Soll-Oberflächentemperatur mit sich ziehen.**

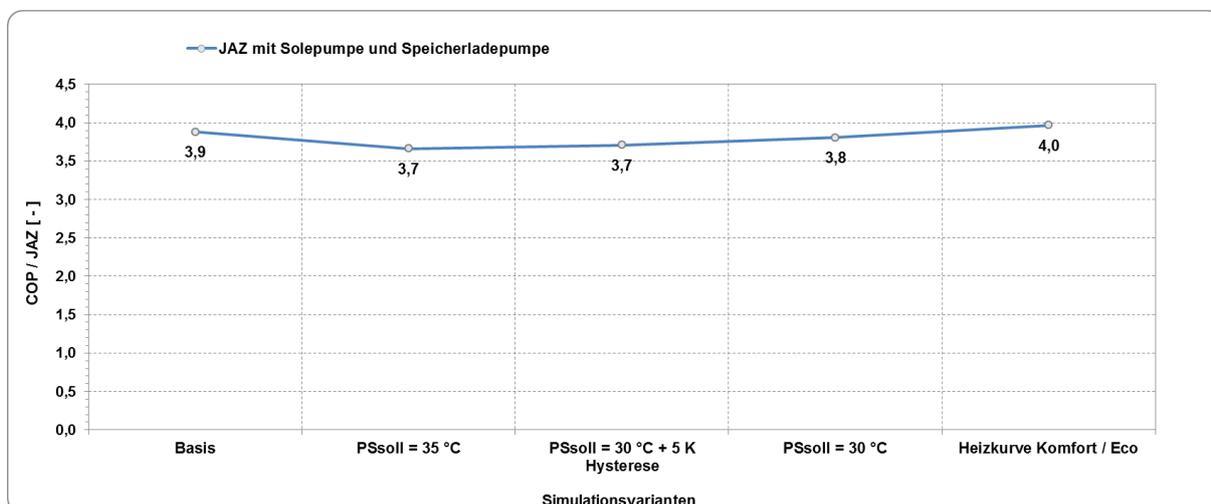


Abbildung 62: Arbeitszahl der Wärmepumpe – Variante B - Pufferspeicherregelung

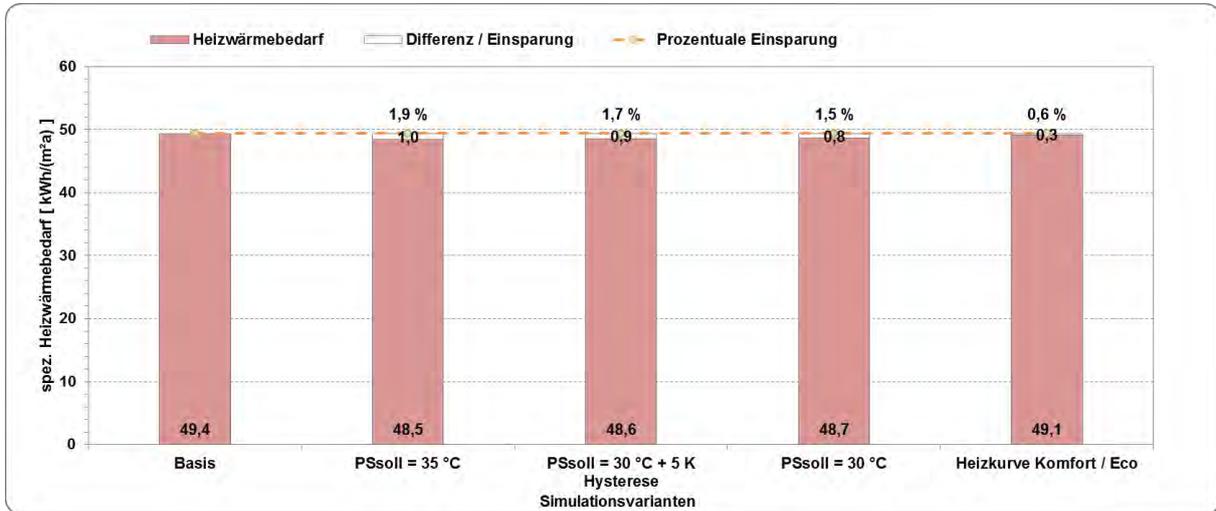


Abbildung 63: Heizwärmebedarf – Variante B - Pufferspeicherregelung

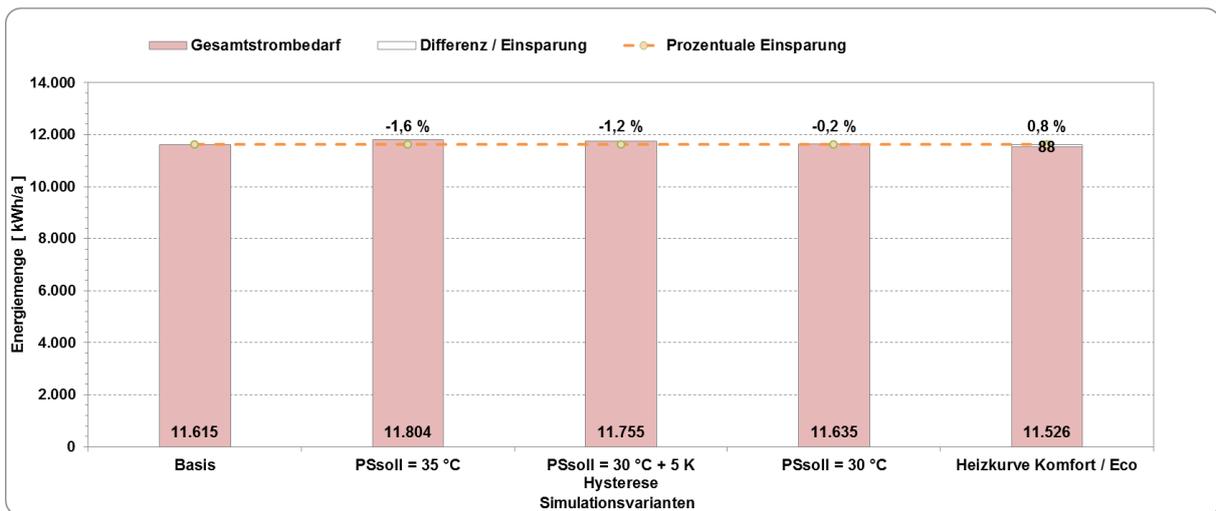


Abbildung 64: Gesamtstrombedarf – Variante B – Pufferspeicherregelung

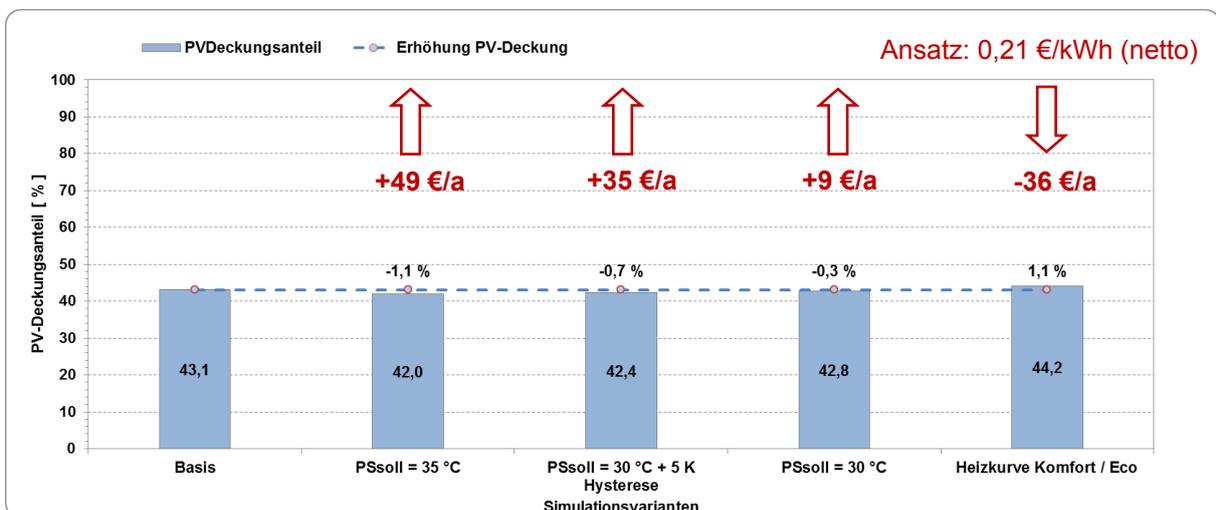


Abbildung 65: PV-Deckungsanteil und Kosteneinsparung – Variante B – Pufferspeicherregelung

8.2.3. Variante C – Nachtabsenkung

Im Rahmen der Variantenstudie „Nachtabsenkung“ sollen die Einflüsse einer Absenkung der Vorlauftemperaturen im Zeitraum von Mo. – So. von 22:00 bis 5:00 Uhr (Eco) an den unterschiedlichen Heizkurven und somit Systemkomponenten, Speichertemperatur, Vorlauf-Fußbodenheizung und Soll-Oberflächentemperatur, ermittelt werden.

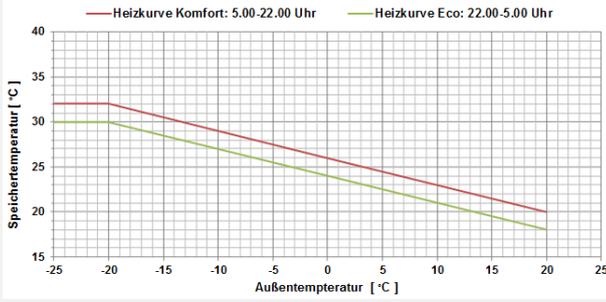
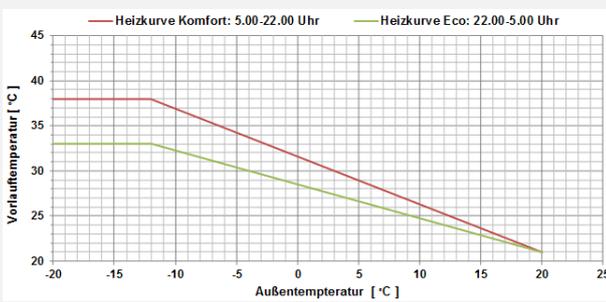
Basis	keine Nachtabsenkung und Betrieb der Wärmepumpe ganztägig
C1	<p>Die Heizkurve (Rücklaufregelung) für den Pufferspeicher wird als Nachtabsenkung um 2K gesenkt.</p> 
C2	Absenkung der Soll-Oberflächentemperatur in der Nacht auf minimal $T_{OFT} = 19\text{ °C}$; entspricht einer minimalen Raumlufttemperatur $T_{Raum} = 17\text{ °C}$
C3	<p>Nachtabsenkung der Soll-Oberflächentemperatur + FBH-Vorlauftemperatur: Soll-Oberflächentemperatur in der Nacht auf minimal $T_{OFT} = 19\text{ °C}$ und Verschiebung der Heizkurve FBH-Vorlauf von max. 38 °C auf max. 33 °C.</p> 
C4	Nachtabsenkung der Soll-Oberflächentemperatur + FBH-Vorlauftemperatur + PS-/WP-Rücklaufregelung. Variante C1 bis C3 zusammen.

Tabelle 21: Parameteränderung Variante C – Nachtabsenkung



Bezüglich des Raumkomforts kann bei einer Umsetzung der Nachtabsenkung in allen Varianten keine Raumtemperatur unter 18°C verzeichnet werden. Die Wärme wird in der massiven Gebäudehülle gespeichert und über Nacht abgegeben. Der Raumkomfort wird somit nicht beeinträchtigt.

Ein Absenken der Heizkurve bei der Speicherregelung (Var. C1) hat auf den Heizwärmebedarf keinen nennenswerten Einfluss. Der Gesamtstrombedarf sinkt leicht um 0,6 %. Aufgrund der Verschiebung der Betriebszeiten der Wärmepumpe auf den Tagbetrieb sinkt der Netzstrombezug und der PV-Deckungsanteil kann um 0,7 % gesteigert werden.

Die Umsetzung einer Nachtabsenkung der Soll-Oberflächentemperatur (Var. C2) bewirkt die größte Einsparung. Der Heizwärmebedarf reduziert sich um 6,3 % bzw. 3,0 kWh/(m²a). Beim Gesamtstrombedarf wird eine Einsparung von 2,4 % erreicht. Der Netzstrombezug wird um 5,9 % verringert und resultiert aus der Steigerung des Deckungsanteils von 41,6 % auf 43,8 %.

Ein Absenken der Heizkurve der FBH-Vorlauftemperatur (Var. C3) sowie die Kombination aus allen einzelnen Varianten (Var. C4) erzielen keine zusätzliche Einsparung am Heizwärmebedarf, Gesamtstrombedarf und / oder Netzstrombezug. Der PV-Eigennutzungs- und Deckungsanteil bleibt nahezu gleich.

Eine Nachtabsenkung der Soll-Oberflächentemperatur ist zu Favorisieren. Die Nachtabsenkung führt zu einer Raumtemperaturabsenkung während den Nachstunden und demzufolge zu niedrigeren Transmissionswärmeverlusten. Die sinkenden Wärmeverluste bewirken eine Energieeinsparung ohne Komforteinschränkungen für die Nutzer. Des Weiteren können durch die Umsetzung jährlich Einsparungen von 82 €/a umgesetzt werden.

Das Simulationsergebnis verdeutlicht auch, dass eine Nachtabsenkung bei der Wärmeübergabe zuerst stattzufinden hat. Ein Absenken der FBH-Vorlauftemperatur oder der Pufferspeichertemperatur ohne gleichzeitiges Absenken der Soll-Raumtemperatur (Soll-Oberflächentemperatur) führt zu keiner Einsparung. Es besteht dagegen die Gefahr eines erhöhten Heizwärmebedarfs, aufgrund der längeren Laufzeiten der Umwälzpumpen mit niedrigeren Systemtemperaturen, um die Solltemperatur im Raum zu erreichen.

→ Gewählte Variante: Variante C2 (Absenkung der Oberflächentemperatur) wird umgesetzt, da eine weiterführende Absenkung der Pufferspeicher oder Vorlauf-temperatur keine weiteren Reduktionen erzielt werden.

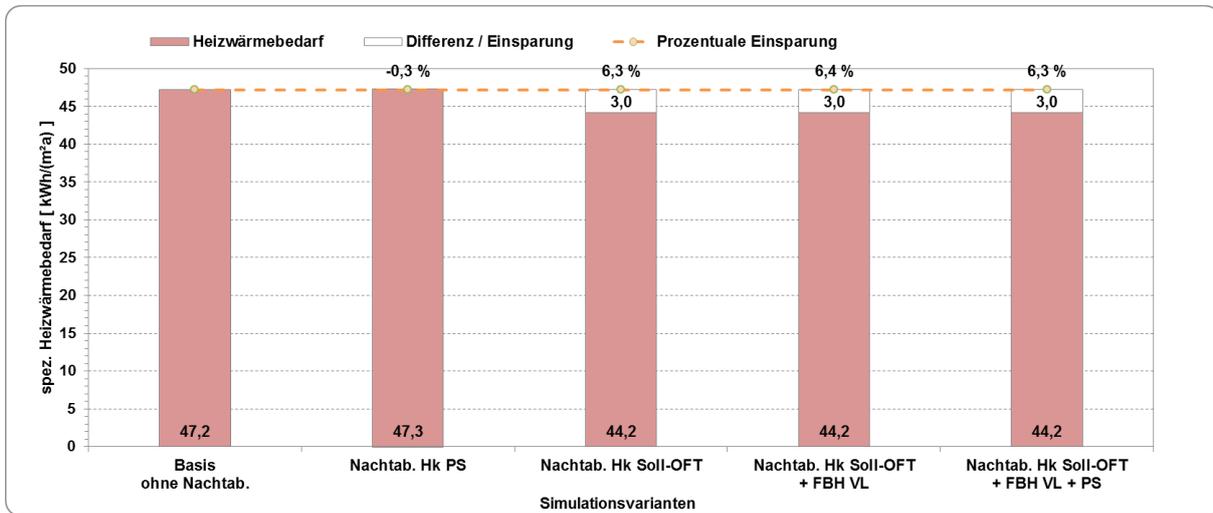


Abbildung 66: Heizwärmebedarf – Variante C – Nachtabsenkung

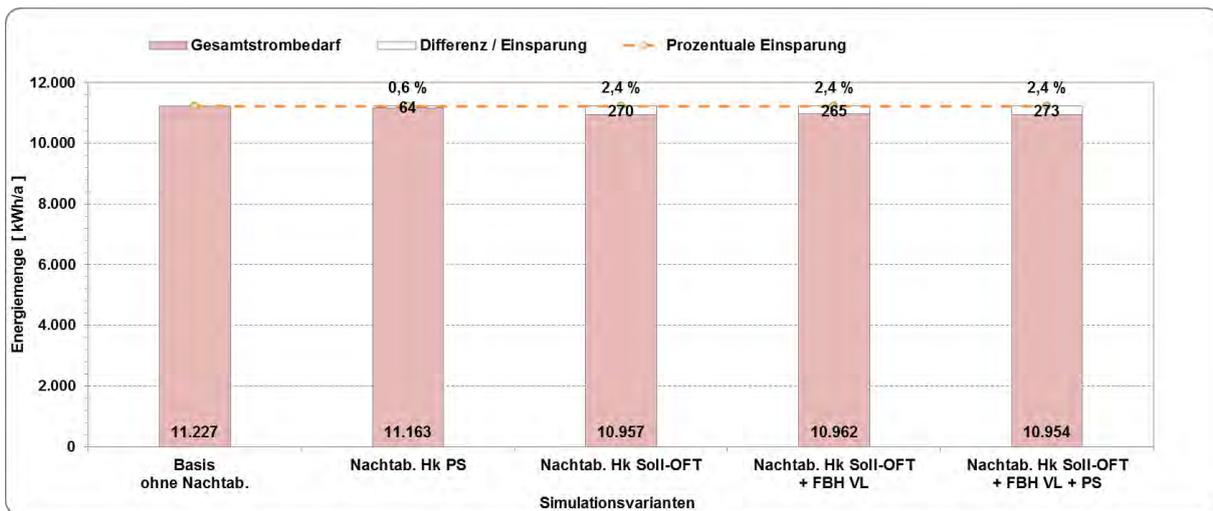


Abbildung 67: Gesamtstrombedarf – Variante C – Nachtabsenkung

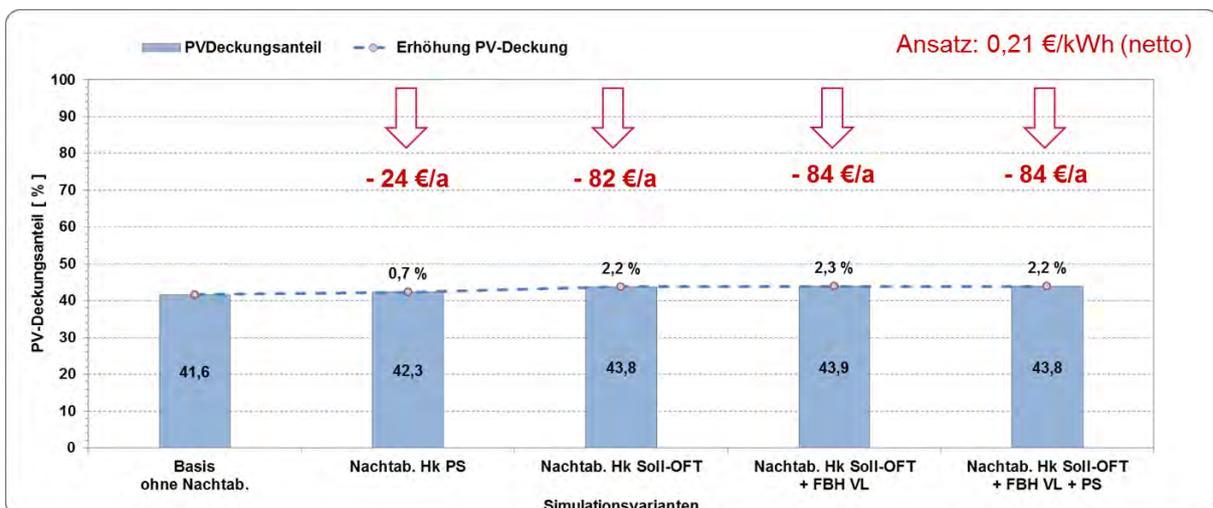


Abbildung 68: PV-Deckungsanteil und Kosteneinsparung – Variante C - Nachtabsenkung

8.2.4. Variante D – PV-Überschussregelung – PV-Leistung

Im Zuge der Parameterstudie zur PV-Überschussregelung soll ermittelt werden, ab welcher PV-Ertragsleistung eine Regelung zum erzwungenen Betrieb der Wärmepumpe ausschlaggebend wird, um den Einstromanteil zu steigern.

Die PV-Überschussregelung tritt ein, wenn in der Heizperiode die PV-Anlage eine definierte PV-Produktionsleistung überschreitet. In dem Fall werden die Erhöhung der Oberflächentemperatur (OFT), des Pufferspeichers und der Heizkurve für die Fußbodenheizung aktiviert. Für die Regelung bedeutet dies, dass

- sich der Sollwert der Oberflächentemperatur um +2 K erhöht,
- der Pufferspeicher auf 55 °C durchgeheizt und
- die FBH-Vorlauftemperatur um +2 K angehoben wird.

Tabelle 22 stellt die einzelnen Varianten und Abstufungen. Grenz-PV-Ertragsleistung für die Freigabe der Überschussregelung dar.

Basis	Variante C2
D1	PV Überschuss bei PV-Leistung > 2 kW
D2	PV Überschuss bei PV-Leistung > 3 kW
D3	PV Überschuss bei PV-Leistung > 4 kW
D4	PV Überschuss bei PV-Leistung > 5 kW

Tabelle 22: Parameteränderung Variante D – PV-Überschussregelung – PV Leistung

Durch die Erhöhung der Oberflächentemperatur des Fußbodens steigen die operativen Raumtemperaturen in den Zonen, es stellt sich ein wärmeres Raumklima ein (Abbildung 69). Verglichen mit der Basisvariante kommt es in der Zone Wohnbereich im OG bei der Auswertung der Raumtemperaturen zu einem Anstieg der Stunden im Temperaturbereich von 24 °C bis 26 °C von 123 h auf bis zu 373 h bei der Var. D1. Bei allen Varianten kommt es in der Zone EG verglichen zur Basisvariante zu keiner Unterschreitung der Raumtemperatur von < 20 °C. Lediglich bei der Var. D4, bei einer PV-Überschussregelung > 5 kW, treten operative Raumtemperaturen von < 20 °C an rund 40 h während der Heizperiode auf.

Die PV-Überschussregelung – PV Leistung führt zu einer Steigerung des Heizwärmebedarfs. Dieser erhöht sich bei den untersuchten Varianten zwischen 3,7 % und 7,3%. Dies beruht auch auf die Erhöhung der Speicherverluste von ~2 % bis 5 %. (Abbildung 70)

Der PV-Eigennutzungsanteil konnte um 3,8 % bei Var. D4 bis auf 6,0 % bei der Var. D gesteigert werden. Gleichzeitig stieg der PV-Deckungsanteil zwischen 3,8 % bis 5,6 % an. Der Unterschied zwischen einem Einschaltwert der Wärmepumpe bei einer PV-Leistung von 2 kW oder 3 kW ist nur minimal. Eine weitere Erhöhung des Einschaltwertes auf 4 kW oder 5 kW führt beim Eigennutzungsanteil und Deckungsanteil schrittweise zu einer Reduzierung. Der Gesamtstrombedarf steigt bei der Var. D1 auf bis zu 4,6 % an. Der Unterschied der Erhöhung des Gesamtstrombedarfs liegt zwischen den Varianten bei rund 1 %. Gleichzeitig konnte der Netzstrombezug zwischen 4,5 % und 6,5 % gesenkt werden.

Die höchste Einsparung wird bei der Var. D2 mit einem Einschaltwert von PV > 3 kW erzielt. Bei der Wahl des Freigabewertes ist darauf zu achten, dass dieser über der Summe aus Grundlast (Haushaltsstrom / Nutzerstrom) und Wärmepumpe-Strom liegt. Unterhalb des Bedarfs würde für den Betrieb der Wärmepumpe zusätzlich Strom aus dem Netz bezogen werden müssen, um den dann vorhandenen Strombedarf durch den erzwungenen Betrieb der WP zu decken.

➔ **Gewählte Variante: Bei der untersuchten Regelung liegt somit das Optimum bei einem Einschaltwert der Wärmepumpe bei einer PV-Leistung > 3 kWp.**

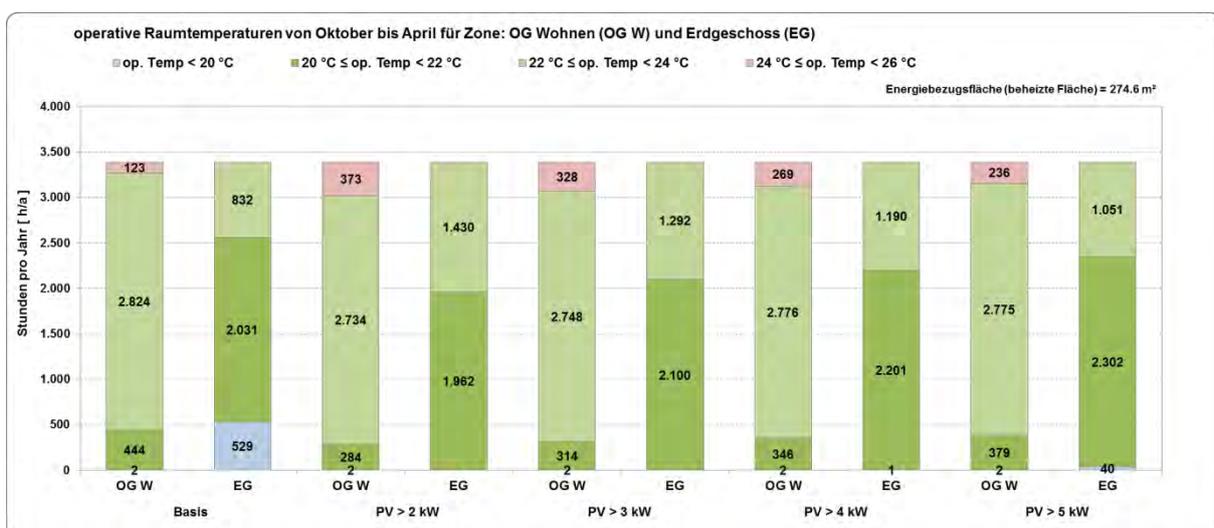


Abbildung 69: Raumtemperatur – Variante D – PV-Überschussregelung – PV Leistung

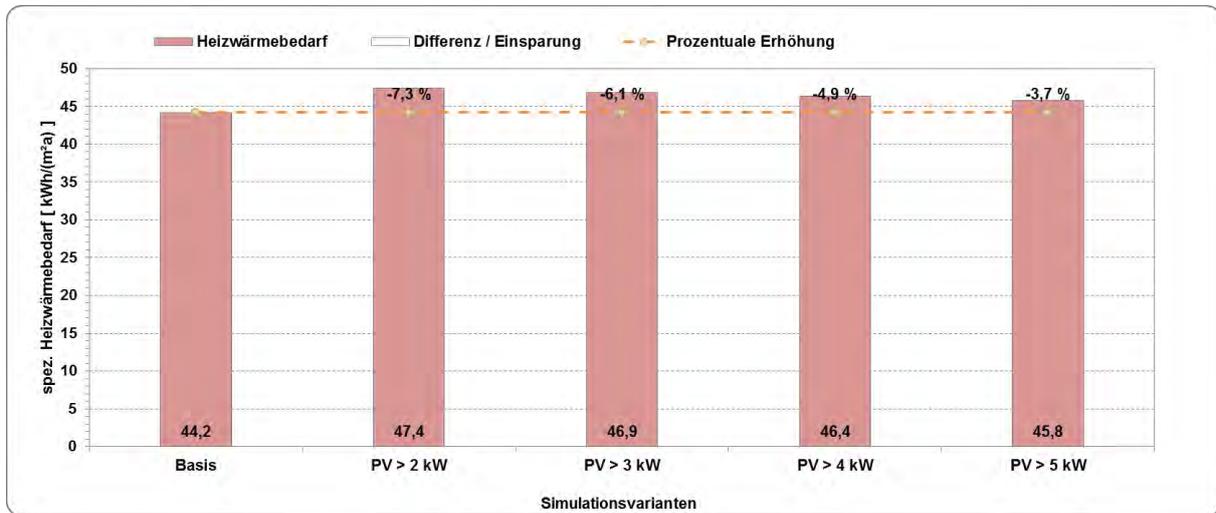


Abbildung 70: Heizwärmebedarf – Variante D – PV-Überschussregelung – PV Leistung

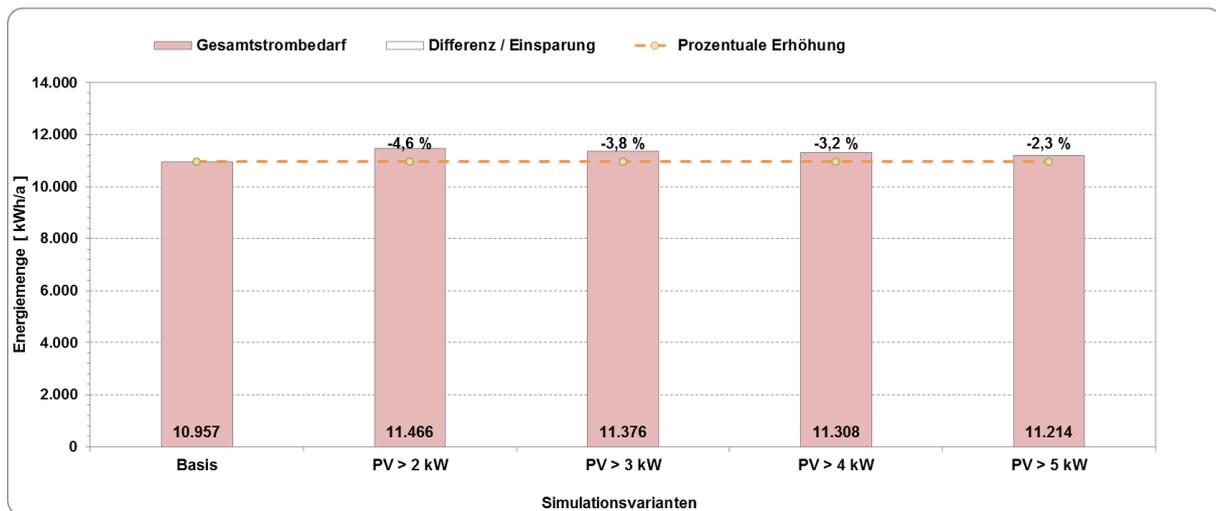


Abbildung 71: Gesamtstrombedarf – Variante D – PV-Überschussregelung – PV Leistung

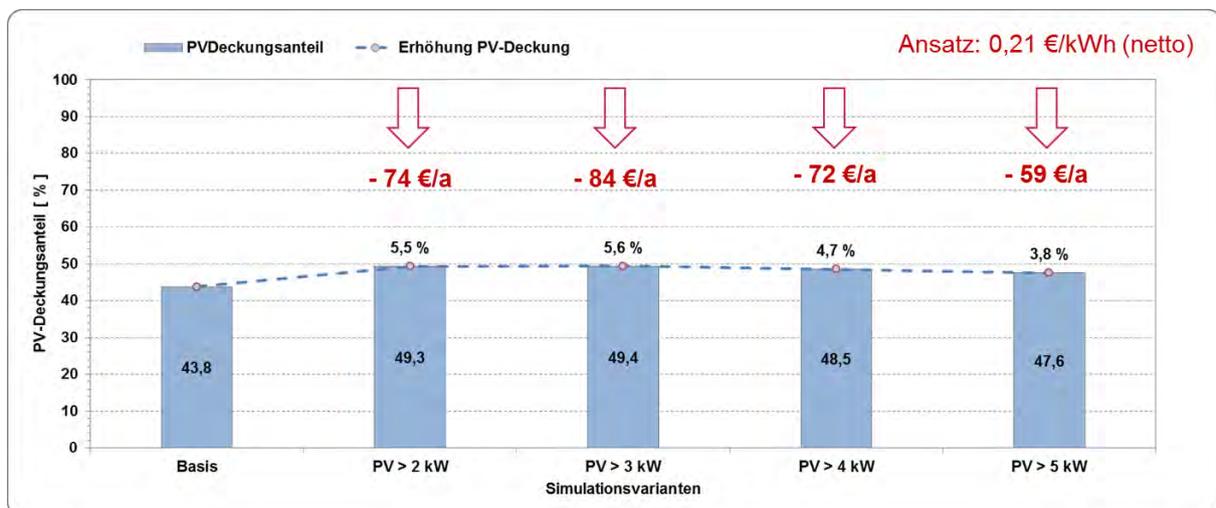


Abbildung 72: PV-Deckungsanteil und Kosteneinsparung – Variante D

8.2.5. Variante E – PV-Überschussregelung - Temperaturerhöhung

Im Zuge der Parameterstudie zur PV-Überschussregelung soll neben der PV-Leistung auch ermittelt werden, wie weit die Solltemperaturerhöhung ausgereizt werden kann, ohne Einschränkungen beim Komfort zu erhalten

Die PV-Überschussregelung tritt ein, wenn in der Heizperiode die PV-Anlage eine PV-Produktionsleistung von > 3 kW überschreitet. In dem Fall werden die Überhitzung der Oberflächentemperatur (OFT), des Pufferspeichers und die Erhöhung der Heizkurve für die Fußbodenheizung aktiviert. Bei der Basisvariante wird der Sollwert der Oberflächentemperatur und die FBH-Vorlauftemperatur jeweils um $+2$ K erhöht. (siehe auch Abschnitt 8.2.4)

Tabelle 23 stellt die einzelnen Varianten und Abstufungen der Temperaturanpassung für die PV-Überschussregelung – Temperaturerhöhung dar.

Basis	Variante D2
E1	Erhöhung Soll-OFT und FBH-Vorlauftemperatur um $+1$ Kelvin
E2	Erhöhung Soll-OFT und FBH-Vorlauftemperatur um $+3$ Kelvin
E3	Erhöhung Soll-OFT und FBH-Vorlauftemperatur um $+4$ Kelvin

Tabelle 23: Parameteränderung Variante E – PV-Überschussregelung - Temperaturerhöhung

Der Heizwärmebedarf steigt bei der Var. E2 um 5 % sowie bei der Var. E3 um 11 % an. Durch die höhere Überhitzung des Estrichs kann der PV-Eigennutzungsanteil bei der Var. E2 und E3 um 2 bis 4 % gesteigert werden. Der PV-Deckungsanteil erhöht sich in dem Zuge um 1,5 bis 2,7 %. Beim Netzstrombezug wird bei den beiden Varianten eine Reduzierung von 1,3 bzw. 1,9 % erreicht. Die Erhöhung der Eigenstromnutzung hat jedoch einen wesentlichen Einfluss auf die Behaglichkeit und den Wohnkomfort im Gebäude. Bei der Var. E2 und E3 verdoppelt sich die Anzahl der Stunden mit einer operativen Raumtemperatur > 24 °C. Bei der Var. E1 ($+1$ K) sinkt die Stundenanzahl um nahezu die Hälfte im Vergleich zur Basis mit 2 K Überhitzung. (Abbildung 73) In dieser Variante sinkt der PV-Eigennutzungs- und Deckungsanteil um 2 %.

Ausgehend von der Basisvariante (Überhitzung $+2$ K) führt eine weitere Erhöhung der Überhitzungstemperatur zu einer negativen Beeinflussung der Behaglichkeit aufgrund zu hoher

operativen Raumtemperaturen. Eine Absenkung der Überhitzung auf 1 Kelvin führt zu einer Reduzierung bei der Eigenstromnutzung und einem Anstieg am Netzstrombezug.

➔ **Gewählte Variante:** Es wird empfohlen die 2 Kelvin Überhitzung der Oberflächentemperatur und FBH-Vorlauftemperatur bei der PV-Überschuss Regelung beizubehalten.

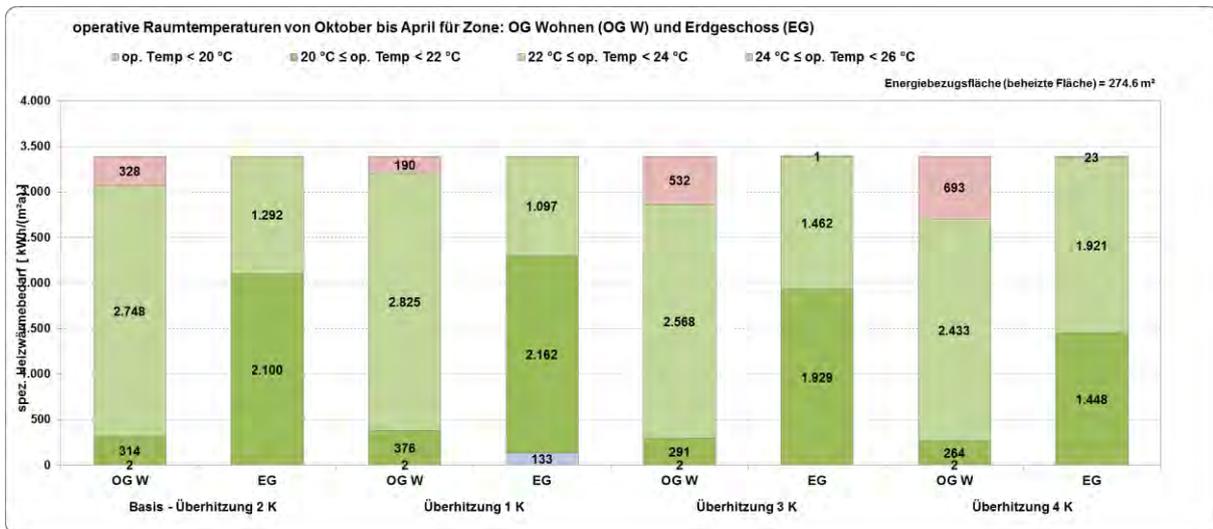


Abbildung 73: Raumtemperatur – Variante E – PV-Überschussregelung - Temperaturerhöhung

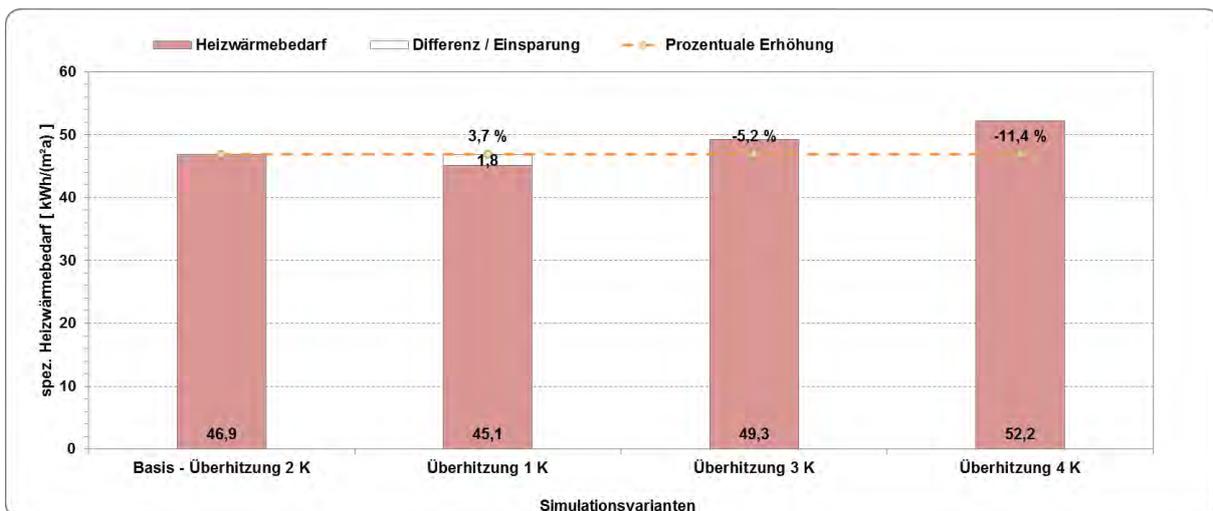


Abbildung 74: Heizwärmebedarf – Variante E – PV-Überschussregelung - Temperaturerhöhung

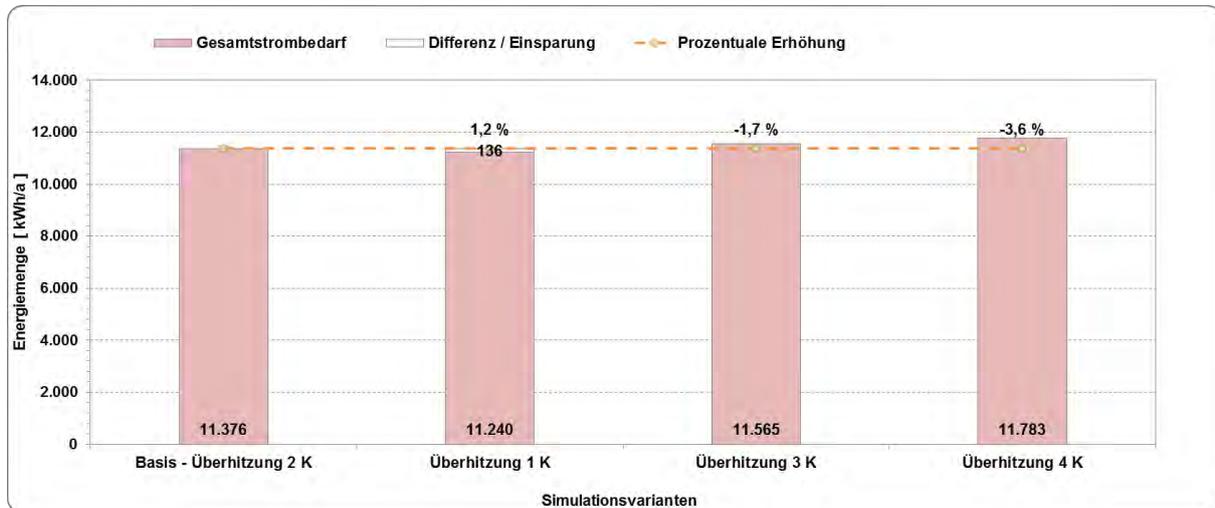


Abbildung 75: Gesamtstrombedarf – Variante E – PV-Überschussregelung -Temperaturerhöhung

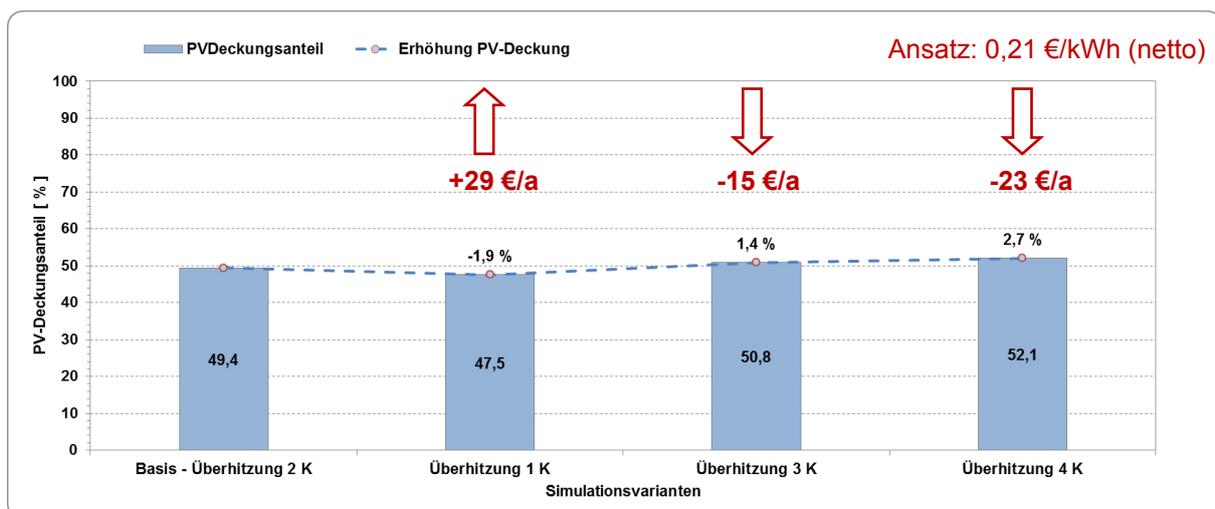


Abbildung 76: PV-Deckungsanteil und Kosteneinsparung – Variante E – PV-Überschussregelung - Temperaturerhöhung

8.2.6. Variante F – Pufferspeichererweiterung / Speichervolumenanpassung

Im Fall der Pufferspeicher (PS)-Erweiterung / Speichervolumenanpassung sollen Kriterien ermittelt werden, wann es sinnvoll ist das Pufferspeichervolumen in Kombination mit der PV-Überschussregelung zu erhöhen, um eine Steigerung der Eigenstromnutzung zu erzielen. Zum einen sollen die Unterschiede bei einer Trennung von Heiz- (HP) und Kühlperiode (KP) erarbeitet werden. Zum anderen stellen sich die Fragen: Wann / bei welcher Regelung (Temperaturmittel, Tagesmittel, 72h-Mittel, etc.) ist die Umschaltung von HP zu KP und zurück am

sinnvollsten? Sollte die Umschaltung zwischen HP und KP und zurück nur ein Mal im Jahr vorgesehen werden?

Die Pufferspeicher-Erweiterung bewirkt, dass nicht nur der 825 l Pufferspeicher als thermisches Speichervolumen zur Verfügung steht, sondern noch ein weiterer Pufferspeicher mit einem Volumen von 700 l zugeschaltet werden kann.

Gezielte Untersuchungen zur Optimierung des Pufferspeichervolumens sind der Masterarbeit von Herrn Kley zu entnehmen [6].

Basis	Variante D2
F1	PS-Erweiterung gemäß Regelung / Freigabe der Heiz- / Kühlperiode, Erweiterung nur in der Heizperiode
F2	PS-Erweiterung ganzjährig
F3	PS-Erweiterung bei Aktivierung der PV-Überschussregelung (PV-Leistung > 3 kW), Erweiterung nur in der Heizperiode
F4	PS-Erweiterung nach festem Datum: von 27.09. bis 10.05. wird der PS erweitert

Tabelle 24: Parameteränderung Variante F – Pufferspeichererweiterung

Eine Nebenerkenntnis der Variantenstudie ist, dass es durch die PS-Erweiterung zu einer deutlichen Erhöhung der Pufferspeicherverluste von bis zu 80% führen kann.

Die Speichervolumenerweiterung führt bei allen Varianten zu einem Anstieg der solaren Eigenstromnutzung. Der PV-Eigennutzungsanteil steigt bei der Var. F3 (PS-Erweiterung bei Aktivierung der PV-Überschussregelung) um +2,7 % auf insgesamt 44,6 % an. Gleichzeitig erhöht sich der PV-Deckungsanteil um +1,4 % auf 50,8 %. Die größte Erhöhung beim PV-Eigennutzungs- und Deckungsanteil wird mit der Var. F2 (ganzjährige PS-Erweiterung) erzielt. Die Erhöhung des Eigennutzungsanteils beträgt hier 4,5 % und beim Deckungsanteil ~ 3 %. (Abbildung 79) Dies wird jedoch durch den gestiegenen Gesamtstrombedarf um rund 5,2 % nahezu kompensiert. Bei der Var. F1, F3 und F4 entsteht ein Gesamtstrombedarf der zwischen 3 und 4 % verglichen zur Basisvariante größer ausfällt (Abbildung 78). Die größte Einsparung bei dem Netzstrombezug wird mit der Var. F1 und F4 erreicht, bei Var. F3 dagegen kommt es zu einem geringen Anstieg des Netzstrombezugs.

Die Variantenuntersuchung zeigt, dass mit einer Speichervolumenanpassung nach der Heiz- / Kühlperiode sowie der Vorgabe eines festen Datums der PV-Eigennutzungsanteil um +3 %

und Deckungsanteil um +2 % gesteigert werden kann. Gleichzeitig kann die größte Einsparung am Netzstrombezug erreicht werden.

Der Variantenvergleich verdeutlicht, dass die Art der Speichererweiterung - nach der Heiz- / Kühlerperiode, ganzjährig, nach der PV-Überschuss Regelung oder nach festem Datum - keinen nennenswerten Einfluss hat. Die Ergebnisse liegen bei allen Varianten relativ nahe beieinander.

➔ **Gewählte Variante:** Die einfachste Regelung stellt die ganzjährige Pufferspeichererweiterung dar. Im Fall der Berghalde wird der Trinkwasserbereich im PS 1 über einen separaten Fühler geregelt. Die PS-Erweiterung hat keinen negativen Einfluss auf die Regelung und Bereitstellung der Trinkwarmwasserbereitung im Winter und Sommer. Die PS-Erweiterung wird im Sommer nicht durchströmt. Die Freie Kühlung erfolgt direkt über den Fußbodenkreislauf und betrifft nicht die Speicher. Somit ist eine ganzjährige PS-Erweiterung möglich.

Aufgrund des Anstiegs der Speicherverluste und dem erhöhten Gesamtstrombedarf sowie Netzstrombezug bei der ganzjährigen PS-Erweiterung, wird jedoch eine PS-Erweiterung nach einem festen Datum bevorzugt.

Hierbei kann die regelungsunabhängige Umstellung des 3-Wege-Ventils auch händisch durchgeführt werden. Zusätzlicher Regelungsaufwand und Kosten fallen nicht an.

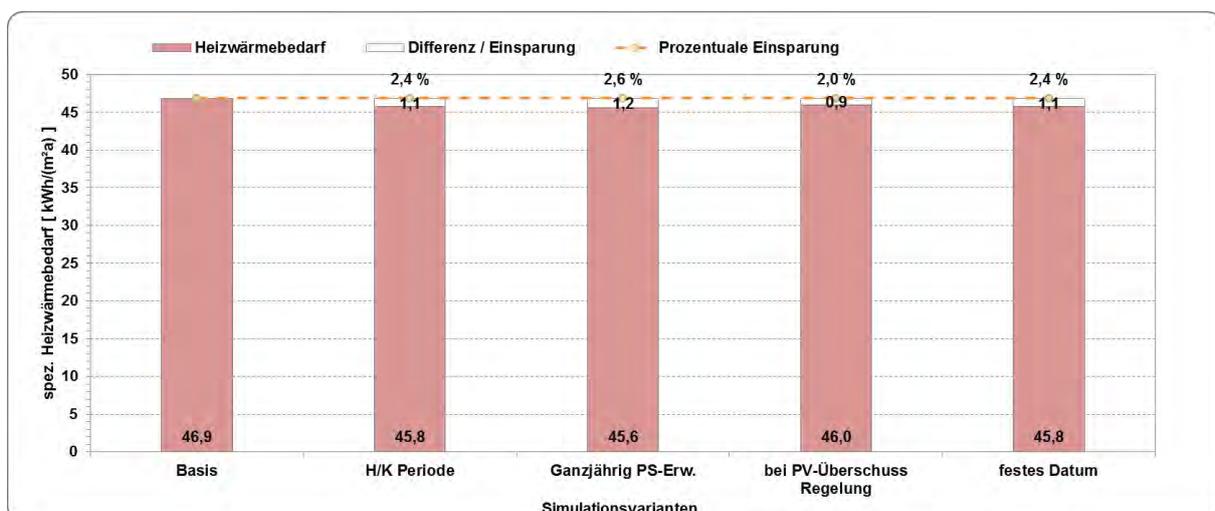


Abbildung 77: Heizwärmebedarf – Variante F – PS-Erweiterung

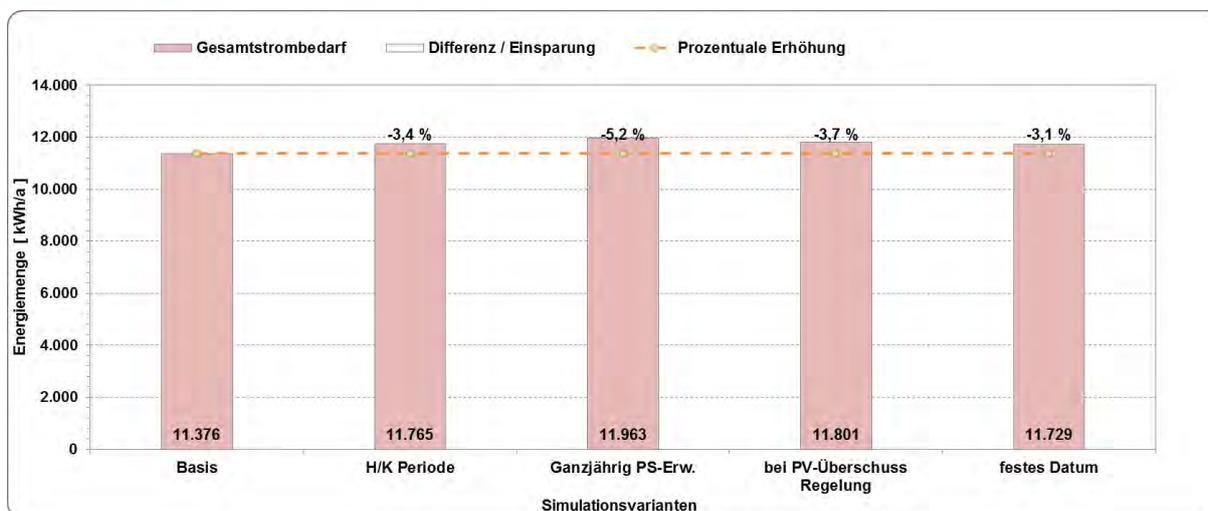


Abbildung 78: Gesamtstrombedarf – Variante F – PS-Erweiterung

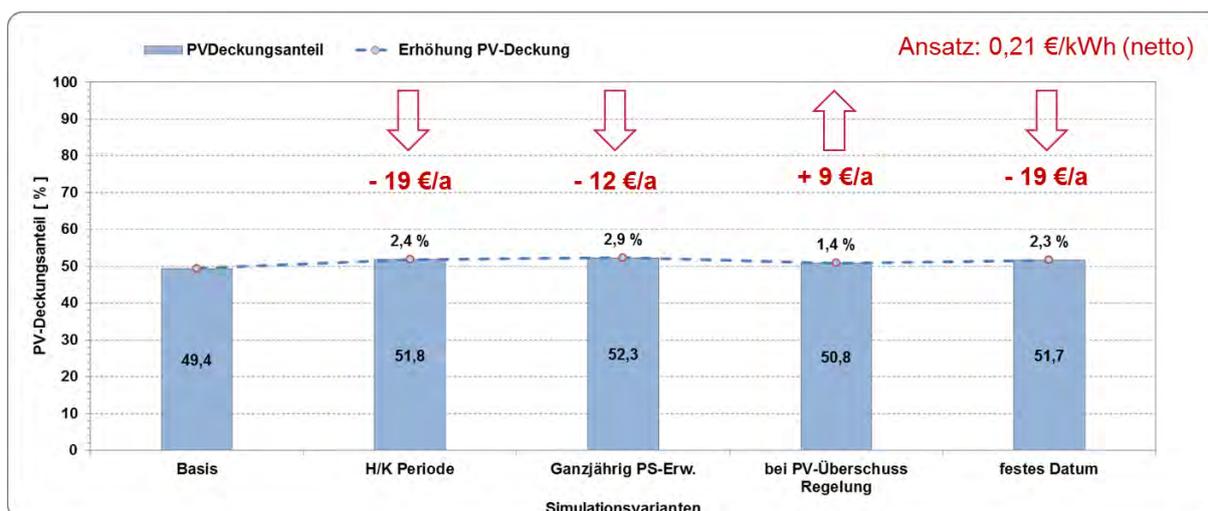


Abbildung 79: PV-Deckungsanteil und Kosteneinsparung – Variante F – PS-Erweiterung

8.2.7. Variante G – Batteriekapazität

In der Variante G soll noch einmal der Einfluss der Batteriekapazität und -größe auf die Eigennutzung sowie die Wirkung im System erarbeitet werden.

Grundlage der Variantenstudie ist die Ausgangslage, dass eine PV-Überschussregelung, eine Pufferspeichererweiterung sowie eine Batterie im System vorhanden sind. Des Weiteren wird an dieser Stelle nur die Batteriegröße variiert. Die zur Verfügung stehende PV-Fläche (Anzahl der PV-Module) bleibt konstant und verändert sich nicht.



Im Rahmen der Parameterstudie wird nur auf den Einfluss der Steigerung des Eigenstromnutzungsanteils eingegangen. Eine wirtschaftliche Betrachtung der Umsetzung von elektrischen Speichern in EnergiePLUS Gebäuden ist der Masterarbeit von Herrn Kley [6] zu entnehmen

Basis	Variante F4 mit 7 kWh Batterie
G1	14 kWh Batterie
G2	20 kWh Batterie
G3	27 kWh Batterie
G4	40 kWh Batterie

Tabelle 25: Parameteränderung Variante G – Batteriekapazität

Die Ergebnisse zeigen, wie es zu erwarten war, dass mit einer Vergrößerung der Batterie der Eigennutzungs- und Deckungsanteil ansteigt und gleichzeitig der Netzstrombezug sinkt. Eine Verdoppelung der Batteriegröße auf 14 kWh führt zu einem Anstieg des Deckungsanteils um 5,4 % auf 57,1 %. Mit einer 20 kWh Batterie wird ein Deckungsanteil von 60 % erreicht. Der Netzstrombezug reduziert sich um rund 17 %. Eine weitere Vergrößerung der Kapazität auf 27 kWh führt zu einem Deckungsanteil von über 62 %. Die Vergrößerung auf 40 kWh bewirkt lediglich noch einen Anstieg um rund 2 %. Der Netzstrombezug kann dadurch um 26 % gesenkt werden. (Abbildung 80 bis Abbildung 82)

Eine Vergrößerung um 7 kWh führt zu einer Einsparung am Netzstrombezug von rund 91 kWh pro Batteriekapazität. Eine Vergrößerung um 20 kWh führt zu einer Netzstrombezugseinsparung von rund 62 kWh pro Batteriekapazität. Bei einer 40 kWh Batterie liegt dieser nur noch bei rund 45 kWh pro Batteriekapazität. Eine Linearität ist somit nicht vorhanden.

Aus energetischer Sicht kann festgehalten werden, je Größer eine Batterie und somit der elektrische Speicher ausfällt, umso mehr überschüssigen PV-Strom kann gespeichert und somit selber genutzt werden.

➔ **Gewählte Variante: In den weiteren Betrachtungen wird sich auf eine Batterie mit einer Kapazität von 7 kWh und 27 kWh bezogen.**

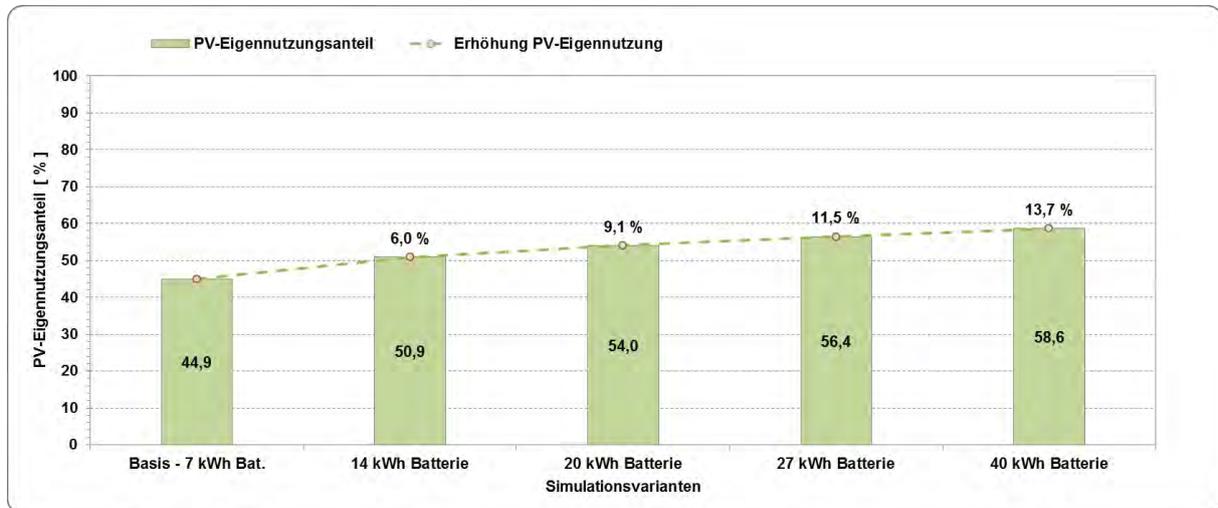


Abbildung 80: PV-Eigennutzungsanteil – Variante G – Batteriekapazität

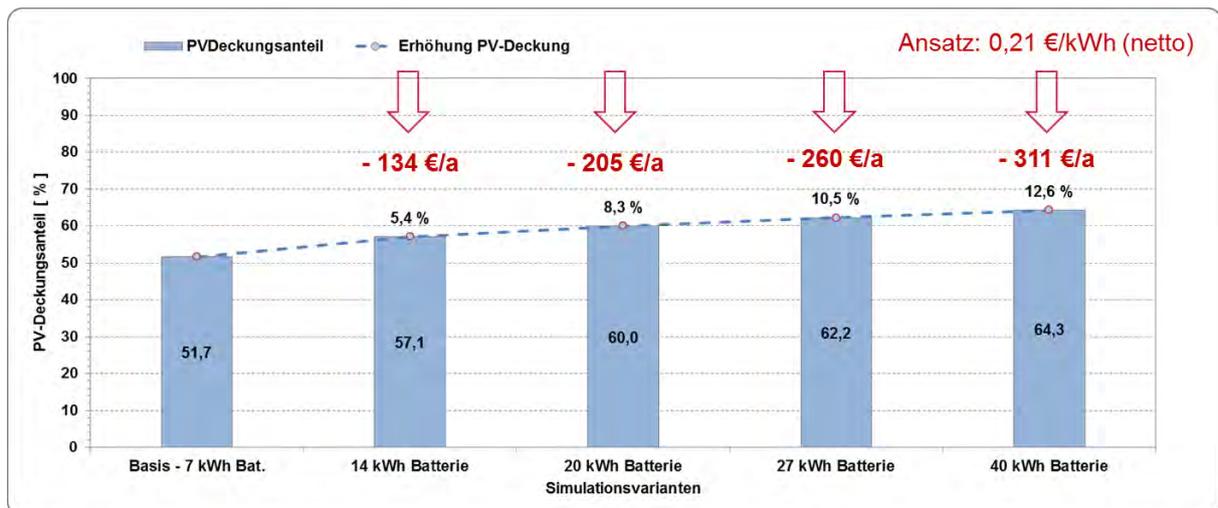


Abbildung 81: PV-Deckungsanteil und Kosteneinsparung – Variante G – Batteriekapazität

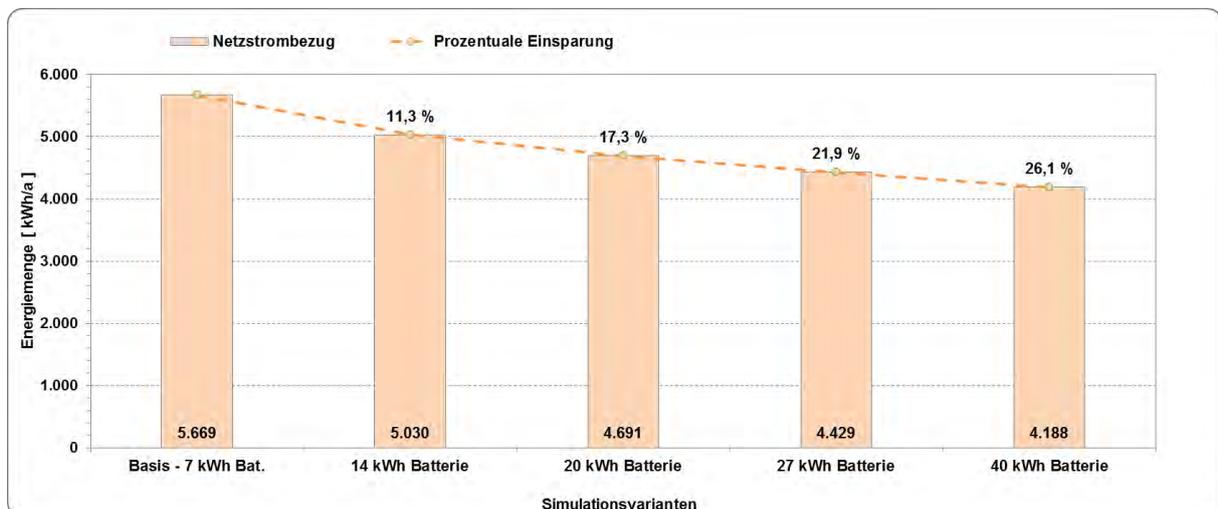


Abbildung 82: Netzstrombezug – Variante G – Batteriekapazität



8.2.8. Variante H – Netzdienlicher Betrieb

Mit einer netzdienlichen Batteriebeladung und PV-Regelung soll eine Netzentlastung durch Reduktion der Einspeisespitzen und des Strombezugs in den Abendstunden erreicht werden. In der Variante H wird daher untersucht, wie sich ein Netzdienlicher Betrieb auf den Eigenstromanteil auswirkt und ob dieser sich auch dienlich auf den Eigenstromanteil auswirken kann.

Ausgehend von der Basisvariante mit einer 27 kWh Batterie wird zuerst versucht, eine einfache netzdienliche Regelung umzusetzen. Hierzu wird die Batteriebeladung in den Morgenstunden gesperrt und erst ab 11 Uhr freigegeben (Var. H1). Durch die Freigabe ab 11 Uhr sollen die Netzeinspeisespitzen zur Mittag- und Nachmittagszeit abgefangen werden.

Bei der Var. H2 erfolgt die Beladung der Batterie nach einer Wetterprognose. Aus der prognostizierten PV-Leistung für die kommenden 24 Stunden, wird der Zeitpunkt der Beladung der Batterie ermittelt, um die Netzeinspeisespitzen zu reduzieren, aber die Batterie vollständig beladen zu können.

In der Var. H3 erfolgt neben der dynamischen Batteriebeladung auch die Beladung des Pufferspeichers sowie der thermischen Massen bei PV-Überschuss nach der Wetterprognose. Die bisherige statische PV-Regelung wird durch die dynamische Wetterprognoseregulung ersetzt. Für die Dämpfung der Einspeisespitzen steht somit in der Heizperiode eine größere Kapazität zur Verfügung.

Basis	Basierend auf Variante G3 <u>ohne</u> Pufferspeichererweiterung (Beladung der Batterie bei PV-Überschuss und Beladung des Pufferspeichers sowie der thermischen Masse nach PV-Regelung)
H1	27 kWh Batterie mit Beladung nach Uhrzeit ab 11 Uhr, Pufferspeicherbeladung und thermische Massen gemäß PV-Regelung
H2	dynamische Beladung der 27 kWh Batterie nach Wetterprognose, Pufferspeicherbeladung und thermische Massen gemäß PV-Regelung
H3	dynamische Beladung der 27 kWh Batterie, des Pufferspeichers und der thermischen Massen (PV-Regelung) nach Wettervorhersage

Tabelle 26: Parameteränderung Variante H – Netzdienlicher Betrieb

In den Abbildung 83 bis Abbildung 86 ist beispielhaft die Beladung der Batterie sowie die Netzeinspeisung der Varianten an einem sonnigen Tag dargestellt.

Bei der klassischen Beladung (Basis) wird die Batterie in den Morgenstunden beladen. Zu den PV-Spitzenlastzeiten ist die Batterie bereits vollgeladen und das Netz wird mit den PV-Einspeisespitzen belastet. Bei der statischen Beladung (Var. H1) wird die Batterie ab 11 Uhr beladen. Die Einspeisespitzen nach 11 Uhr können somit gedämpft werden. Mit der dynamischen Beladung (Var. H2) werden sämtliche Einspeisespitzen mit Hilfe der Batteriebeladung abgefangen. Es kann eine konstante Einspeiseleistung umgesetzt werden. Neben der Reduzierung der Einspeisespitzen ist eine konstante Einspeiseleistung netzdienlich. Größere Netzschwankungen können hierdurch vermieden werden. Die Netzeinspeisung und Beladung bei der Var. H3 erfolgt identisch zur Var. H2 und reduzieren nochmals die Einspeiseleistung. Es ist bei der Var. H3 zu berücksichtigen, dass die zusätzliche Kapazität des Pufferspeichers und der thermischen Massen nur in der Heizperiode zur Verfügung steht.

Legende:

Batteriebeladung und **Batterieentladung**

Netzeinspeisung und **Netzbezug** sowie Strombedarf (Linie)

PV-Eigennutzung und PV Ertrag (Linie)

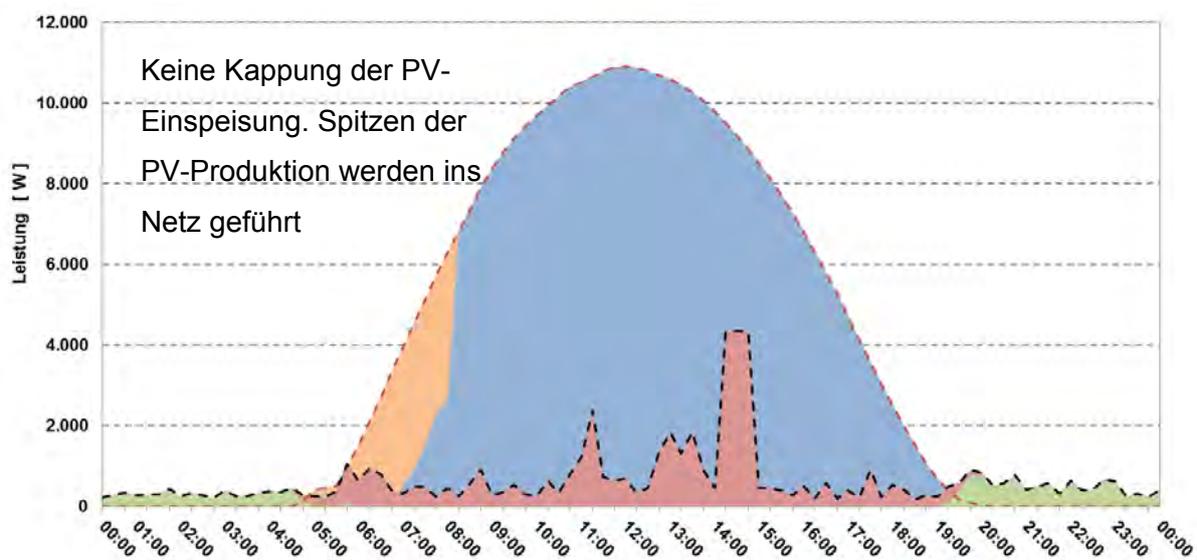


Abbildung 83: Batteriebeladung – Variante Basis – netzdienlicher Betrieb

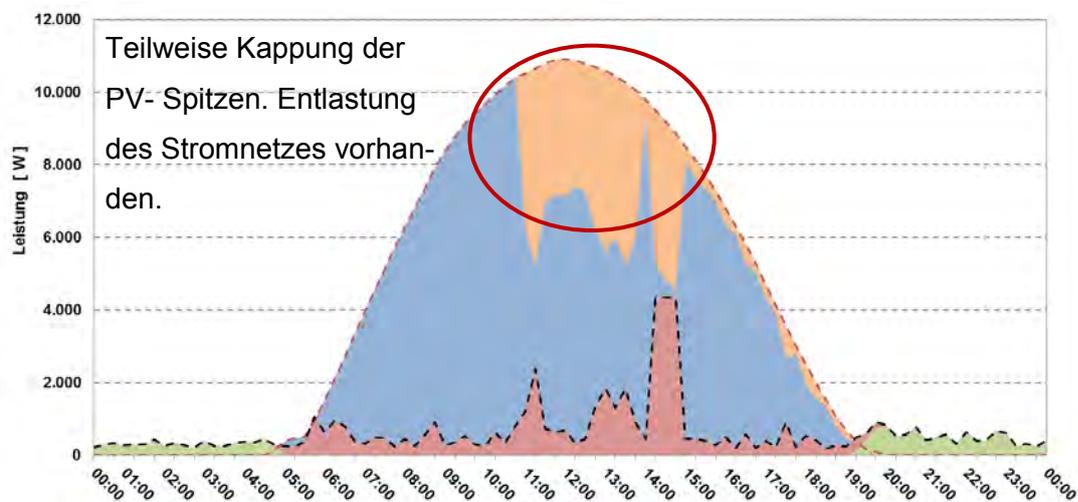


Abbildung 84: statische Batteriebeladung – Variante H1

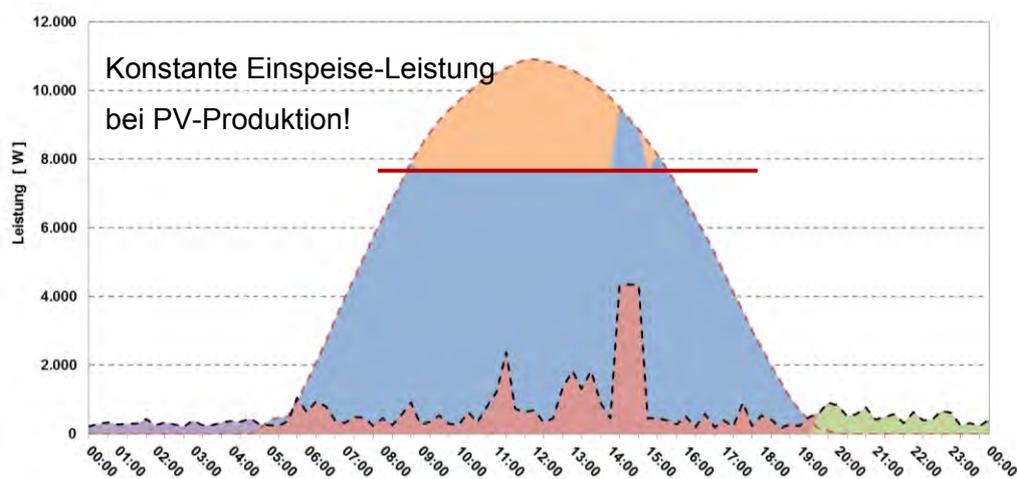


Abbildung 85: dynamische Batteriebeladung – Variante H2

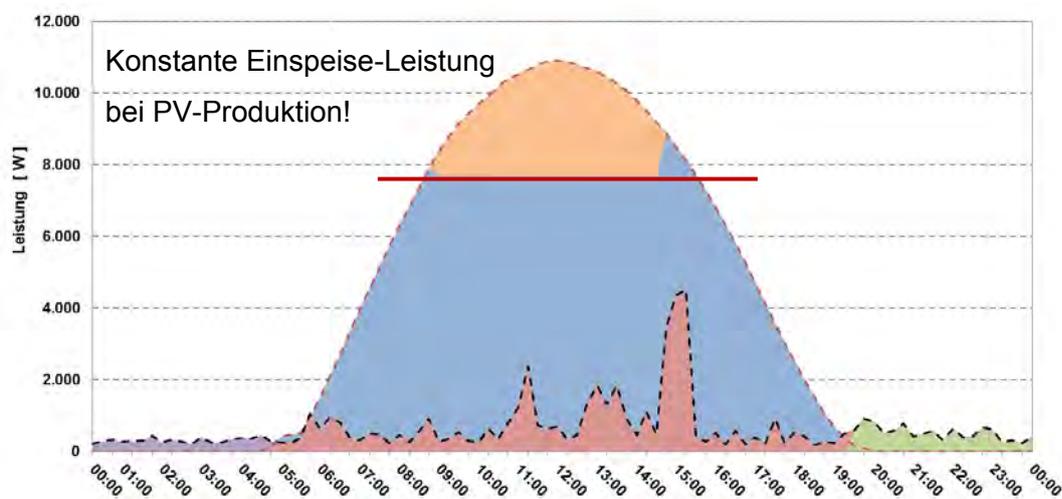


Abbildung 86: dynamische Batterie- und Pufferspeicherbeladung – Variante H3

Der netzdienliche Betrieb wirkt sich negativ auf die Eigenstromnutzung und den Netzstrombezug aus. Der Deckungsanteil sinkt von 61 % auf 59% bei der stat. Beladung und bei der dyn. Beladung bis auf 49 %. Eine Anpassung der PV-Regelung nach einer Wetterprognose führt bei der Var. H3 zu Reduzierung des Deckungsanteils auf rund 51 %. Das Absenken des Deckungsanteils führt schließlich zu einem Anstieg des Netzstrombezugs. Bei der stat. Beladung (H1) erhöht sich dieser um rund 6 %. Bei der dyn. Batteriebeladung (H2) steigt der Netzstrombezug sogar um rund 32 %. Die Anpassung der PV-Regelung bei Var. H3 bewirkt eine Reduzierung des Netzstrombezugs von zu Var. H2 um rund 5 %.

➔ **Gewählte Variante: In den weiteren Analysen und Umsetzungen nicht weiter berücksichtigt.**

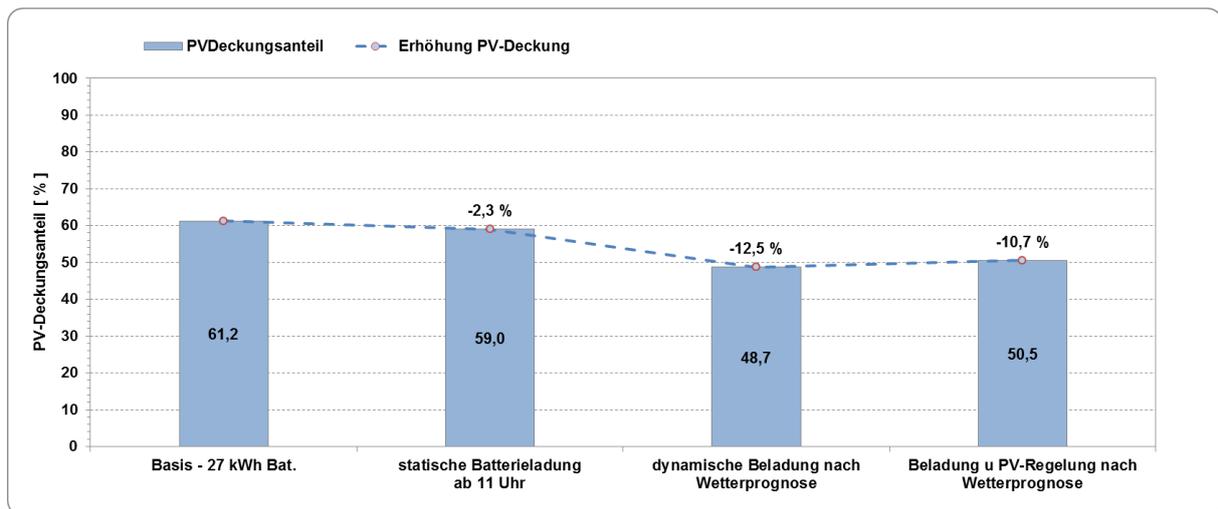


Abbildung 87: PV-Deckungsanteil – Variante H – netzdienlicher Betrieb

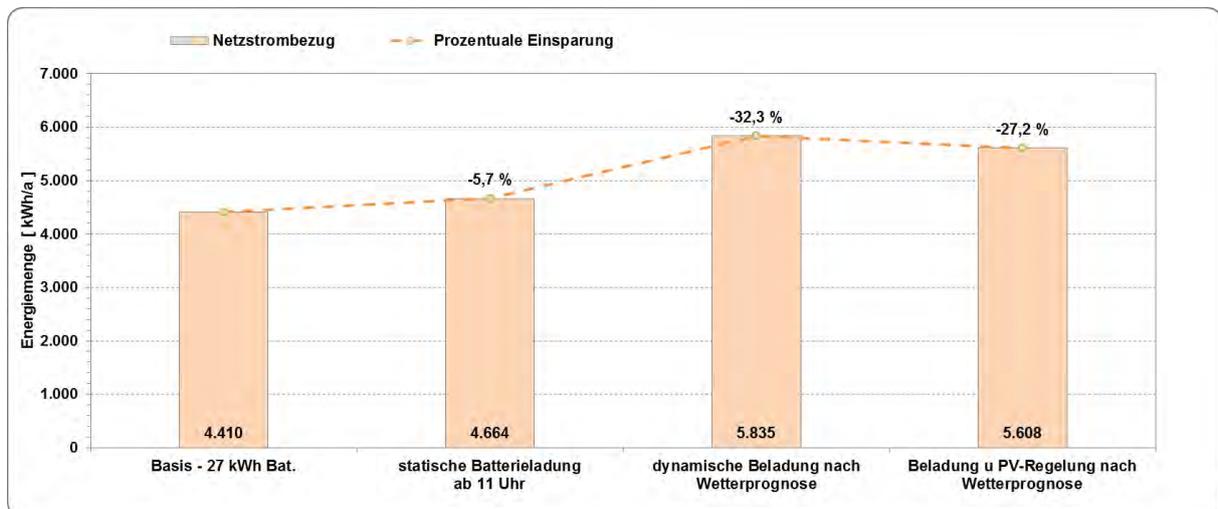


Abbildung 88: Netzstrombezug – Variante H – netzdienlicher Betrieb

9. STEIGERUNG DES EIGENSTROMANTEILS (AP2)

Zur Steigerung des Eigenstromanteils (Eigennutzungsanteil sowie Deckungsanteil) werden verschiedenste Maßnahmen im Vorfeld simuliert und im Gebäude in Testphasen umgesetzt und analysiert.

9.1. Simulation

Aus den in Kapitel 8 erarbeiteten Parametern und Varianten werden acht Varianten für zielführend erachtet und im Weiteren näher untersucht und bewertet. Die Varianten beruhen zum einen auf einer einfachen Umsetzung ohne größeren technischen Aufwand und zum anderen auf Optimierungsmaßnahmen, die weitere Investitionskosten mit sich führen. Die ausgewählten Systemvarianten zur Eigenstromsteigerung beruhen auf einer thermischen sowie elektrischen Speicherung der eigenproduzierten Stromerträge, Regelstrategien und können untereinander kombiniert werden.

Basis	keine Batterie und Optimierungen zur Eigenstromnutzung -> „Normalbetrieb“ des Hauses
1	Nachtabsenkung der Vorlauf-Temperatur (Oberflächentemperatur min. 19°C)
2	Nachtabsenkung + PV-Regelung (PV Leistung > 3 kW)
3	Einbindung einer 7 kWh - Batterie
4	Batterie (7 kWh) + Nachtabsenkung
5	Batterie (7 kWh) + Nachtabsenkung + PV-Regelung (PV Leistung > 3 kW)
6	Nachtabsenkung + PV-Regelung + Pufferspeichererweiterung (27.09. – 10.05.)
7	Batterie (7 kWh) + Nachtabsenkung + PV-Regelung + Pufferspeichererweiterung (27.09. – 10.05.)
8	Einbindung einer 27 kWh - Batterie + Nachtabsenkung + PV-Regelung + Pufferspeichererweiterung

Tabelle 27: Variantenanalyse Simulation



Bei der Umsetzung der PV-Regelung werden, sobald ausreichend PV-Ertrag über die PV-Anlage vorhanden ist, alle verfügbaren thermischen Speicherkapazitäten wie die Fußbodenheizung und die Warmwasserspeicher / Pufferspeicher genutzt.

Die Regelung sieht vor, dass

- die Pufferspeichertemperatur erhöht wird, so dass das Speicherpotential gesteigert werden kann und somit ein ausreichender Wärmespeicher für die Zeit ohne Stromertrag generiert wird.
- der Sollwert der Oberflächen- und Vorlauftemperatur der Fußbodenheizung angehoben wird. In diesem Zuge wird die bauliche Speichermasse als Zwischenspeicher genutzt. Es erfolgt eine Speicherung in den raumumgebenden massiven Bauteilen, um dem Temperaturabfall in den Abend- und Nachtstunden unter der Komfortgrenze entgegen zu wirken.

Für die Pufferspeichererweiterung wird ein zweiter Pufferspeicher (700 l) zu dem bereits vorhandenen Pufferspeicher (825 l) zugeschaltet und das Speichervolumen gekoppelt. Das Volumen vergrößert sich dann von 825 l auf 1.525 l.

Grundsätzlich gilt: Der Nutzerkomfort soll bzw. darf durch die geplanten Maßnahmen nicht eingeschränkt werden.

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass durch den Einsatz der verschiedenen Komponenten (Batterie, Pufferspeicher, etc.) der PV-Eigennutzungsanteil von 27 % (Basis) auf über 55 % und der PV-Deckungsanteil von 34 % (Basis) auf über 60 % gesteigert werden kann. Des Weiteren kann der Stromanteil aus Netzbezug bei Einbindung und Umsetzung der Varianten um bis zu 40 % gesenkt werden. Durch die Maßnahmen wird jedoch der Strombedarf um bis zu 4,5 % ansteigen. Dies beruht auf der erhöhten Laufzeit der Wärmepumpe sowie der höheren Vorlauftemperatur im Rahmen der PV-Regelung (Abbildung 89).

Anhand der ausgewählten Komponentenvarianten kann bereits gezeigt werden, dass schon mit einem geringen Aufwand und wenigen Technikkomponenten der Eigenstromnutzungsanteil sowie Deckungsanteil gesteigert werden kann. Besteht die Umsetzung einer Nachtabsenkung oder Implementierung der PV-Überschussregelung bewirken eine Steigerung der Anteile auf bis zu 40 %. Ohne den Einsatz einer Strombatterie, aber mit Anpassung der Regelstrategie zur Eigenstromnutzung und einer PS-Erweiterung, kann der Eigennutzungsanteil auf 38 % und der Deckungsanteil auf 45 % gesteigert werden. Gleichzeitig reduziert sich der Netzbezug um rund 13 %.

Simulation Kombination	Basis								
		Pufferspeicher- erweiterung		PV-Regelung		Batteriespeicher (7 kWh oder 27 kWh)		Nacht- absenkung	
Gesamt- strombedarf	11.227 kWh	- 2,4 %	0 %	- 2,4 %	+ 1,3 %	+ 1,3 %	+ 4,5 %	+ 4,5 %	+ 4,5 %
PV- Eigennutzung	27 %	28 %	35 %	36 %	34 %	42 %	38 %	45 %	56 %
PV- Deckungsanteil	34 %	36 %	42 %	44 %	42 %	49 %	45 %	52 %	62 %
Netzbezug	7.408 kWh	- 5,2 %	- 11,6 %	- 16,8 %	- 11,1 %	- 15,4 %	- 13,1 %	- 23,5 %	- 40,2 %

Abbildung 89: Ergebnisse Systemsimulation Steigerung Eigenstromanteil - Jahresauswertung

Da im Monitoring nicht komplette Jahreszyklen untersucht werden können, werden die Simulationsergebnisse der acht Varianten noch einmal nur für einen Betrachtungszeitraum von Januar bis März in Abbildung 93 zusammengestellt. Ein Vergleich zwischen Simulation und in der Praxis gemessenen Bilanzen ist somit gegeben.

Simulation Kombination Jan - März	Basis	Maßnahmen							
		Nachtabsenkung	Batteriespeicher (7 kWh)	Batteriespeicher (27 kWh)	PV-Regelung	Pufferspeichererweiterung	Nachtabsenkung	Batteriespeicher (7 kWh)	Batteriespeicher (27 kWh)
Gesamtstrombedarf	3.573 kWh	-3,9%	0%	-3,9%	+0,7%	+0,7%	+4,3%	+4,3%	+4,3%
PV-Eigennutzung	31%	34%	41%	44%	50%	59%	58%	66%	83%
PV-Deckungsanteil	22%	25%	27%	30%	34%	38%	39%	42%	50%
Netzbezug	2.799 kWh	-7,5%	-6,3%	-13,8%	-15,0%	-20,9%	-18,1%	-23,3%	-34,0%

Abbildung 90: Ergebnisse Systemsimulation Steigerung Eigenstromanteil – Januar bis März zum Vergleich mit den Monitoringergebnissen

9.2. Kostenbetrachtung

Neben der Betrachtung der Steigerung des Eigennutzungsgrades sollen die untersuchten Varianten auch bezüglich der Kosteneinsparung, der Investitionskosten, der daraus resultierenden Jahresgesamtkosten und der Amortisation der Maßnahme betrachtet werden. Der Kosteneinfluss der einzelnen Kombinationen zur Steigerung des Eigenstromanteils sind in Abbildung 91 aufgelistet.

Zur Ermittlung der Investitionskosten (Netto Preise) der einzelnen Maßnahmen werden für

- die Batterie 400 €/kWh,
- die Umsetzung der Nachtabsenkung 0 €,
- die Programmierung der PV-Überschussregelung (Programmieraufwand) 1.500 € und
- für den Pufferspeicher (700 l) 1.000 €

veranschlagt.

Die gegenzurechnenden Einsparung bei den Verbrauchskosten ergeben sich aus der Reduktion des Netzbezuges (gemäß Abbildung 89) und einem Strompreis von 0,21 €/kWh (netto).

Der Betrachtungszeitraum wird auf 20 Jahre definiert. Innerhalb des Betrachtungszeitraums muss die Batterie einmal ausgetauscht werden. Die Kosten für den Austausch sind in den Jahresgesamtkosten implementiert.

Die resultierenden Kosten, die sich pro Jahr im Zuge der Umsetzung der einzelnen Maßnahmen ergeben, basieren auf den kapitalgebundenen und betriebsgebundenen Kosten abzüglich der Einsparung durch den reduzierten Netzbezug (verbrauchsgebundene Kosten). Es werden die jährlichen Jahresgesamt-Mehrkosten sowie die dynamische Amortisation mit 6 % Preissteigerung dargestellt. Bei der Vollkostenberechnung wird ein Zinssatz von 2 % angenommen.

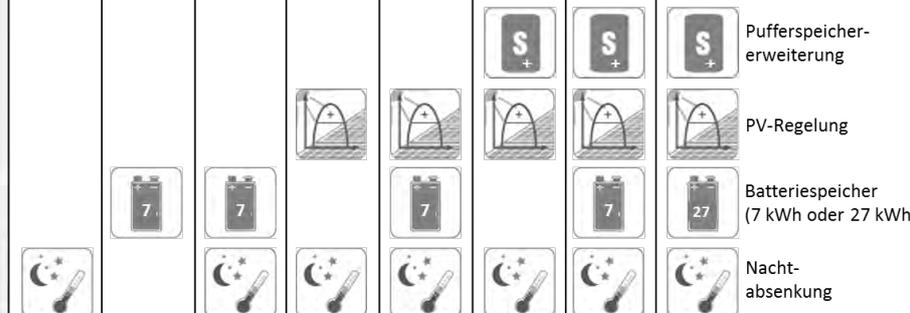
Kombination	Basis								
									
Investition €	-	0	2.800	2.800	1.500	4.300	2.500	5.300	13.300
Jahresgesamt-kosten €/a	1.623	1.485	1.771	1.635	1.512	1.669	1.566	1.738	2.128
jährliche Jahresgesamt-Mehrkosten €/a	-	-138	148	12	-111	46	-57	115	505
Amortisation mit 6 % Steigerung	-	1 a	31 a	21 a	7 a	23 a	16 a	25 a	31 a

Abbildung 91: Kostenanalyse der betrachtete Maßnahmen zur Eigenstromsteigerung (Betrachtungszeitraum 20 Jahre)

Die Zusammenstellung der Jahresgesamtkosten zeigt, dass die im laufenden Jahr anfallenden Kosten sich zum einen auf Gewinne in Höhe von 57 bis 138 €/a sowie Mehrkosten von 12 bis 505 €/a belaufen. Bei den Varianten ohne Batterien liegen die Amortisationszeiten zwischen 1 a und 16 a. Der Einsatz einer Batterie führt zur Amortisationszeiten von größer 20 a. Eine Nachtabsenkung kann bereits ohne großen Investitionsbedarf umgesetzt werden, da diese in den heutigen Wärmeerzeugungsanlagen größtenteils integriert sind. Infolge dessen liegt die Amortisationszeit der Maßnahme innerhalb des ersten Jahres. Die Varianten PV-



Regelung in Kombination mit einer PS-Erweiterung führt zu jährlichen Einsparungen an den Jahresgesamtkosten von rund 57 €/a und einer Amortisation von 16 a. Wird eine PS-Erweiterung bereits während der Inbetriebnahme der Anlage geplant, ist mit geringeren Investitionskosten zu rechnen, da der Einbau und die Planung sich verringern. In dem Fall würde die Einsparung steigen und die Amortisationszeit sich vermindern.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass der Einsatz einer Batterie zu Amortisationszeiten größer 20 a führt. Aufgrund der (noch) hohen Batteriekosten sind diese Varianten unwirtschaftlich.

In der Dissertation von C. Kley [10, in Bearbeitung] werden fortführende Simulationen zu den Themen netzdienlicher Betrieb, Lastabwurf der Wärmepumpe, Untersuchungen zur Batterie-ladung sowie Implementierung von Wetterprognosen untersucht und Sensitivitätsanalysen für Einfamilienhäuser aufgestellt.

9.3. Messung - Monitoring

Im Laufe des Monitorings werden innerhalb von drei Betrachtungstestphasen verschiedene Maßnahmenkombinationen umgesetzt und für den Betrachtungszeitraum (Januar bis März) ausgewertet.

- | | |
|------|---|
| 2012 | PV-Überschussregelung und 27-kWh-Batterie |
| 2014 | PV-Überschussregelung, 7-kWh-Batterie und Pufferspeichererweiterung (Der Pufferspeicher wurde von 825 l auf 1.525 l erweitert.) |
| 2015 | 7-kWh-Batterie |

Anhand der Auswertung der PV-Produktion, der Gesamtstromverbräuche und Deckungsanteile kann anhand von Abbildung 92 und Abbildung 93 die Steigerung der Eigennutzung des PV-Stroms von 19 % bis auf 46 %. Je nach PV-Ertrag ergibt sich ein Deckungsanteil am Gesamtstromverbrauch im Betrachtungszeitraum (jeweils Januar – März) von 26 bis 40 %. Die Umsetzungen der Maßnahme zur Steigerung des Eigenstromanteils entsprechen einer Erhöhung zur Basis von fast 35%

Ein Vergleich der simulierten / prognostizierten (Abbildung 90) mit den im Monitoring (Abbildung 92) erzielten Steigerungen der Eigenstromanteile zeigt deutlich, dass die im Vorfeld simulierten Kombinationen auch in der Praxis am EnergiePLUS Gebäude Berghalde umgesetzt werden können.

9.4. Vergleich der Ergebnisse mit anderen Projekten

Werden die Simulationen und das Monitoring zur Steigerung des Eigenstromanteils mit anderen Projekten bzw. durchgeführten Simulationen verglichen, so ist festzustellen, dass alle auf ähnliche Ergebnisse kommen, obwohl andere Gebäude betrachtet werden. Somit können zur Steigerung des Eigenstromanteils die Ergebnisse als eine grundsätzliche Aussage herangezogen werden. Die Umsetzung und Machbarkeit der Steigerungsmaßnahmen ist somit auch auf andere Gebäude übertragbar.

Verglichen werden die Ergebnisse aus dem Forschungsprojekt mit denen von

1. der TU Dresden zum Thema „Photovoltaik im Effizienzhaus Plus – Optimierung des Eigenverbrauchs“ [15]
2. und der „Kombination von Heizungswärmepumpen und Photovoltaikanlagen im Einfamilienhaus“ an der Fachhochschule Münster [16]

Es handelt sich dabei jeweils auch um Einfamilienhäuser im Neubau. In den beiden Vergleichsprojekten werden die Steigerungen durch Maßnahmen im Lastmanagement umgesetzt. Das Lastmanagement sieht, wie auch in der Berghalde, vor, dass eine Wärmepumpenregelung bei einer Mindest-PV-Produktion umgesetzt und die vorhandenen thermischen Speicher (TWW-Speicher, VL-Temperaturen und Raumtemperatur) beladen werden.

Im Beispiel der TU Dresden kann der Eigenverbrauchsanteil (PV-Eigennutzung) von 16 % auf 26 % gesteigert werden. Dies entspricht einer Steigerung des Autarkiegrades (PV-Deckungsanteil) von 32 % auf 48 %. (Abbildung 94)

Algorithmen	Kostenersparnis	Eigenverbr.-anteil	Autarkiegrad	Eigenverbrauch	Strombezug	WP-Stromverbrauch
a) Referenz (ohne Lastverschiebung)	0 €/a	16.3%	31.8%	1568 kWh/a	3367 kWh/a	2197 kWh/a
b) TWW: PV-Leistungsschwelle	-11 €/a	23.6%	42.9%	2274 kWh/a	3025 kWh/a	2560 kWh/a
c) Heizung: PV-Leistungsschwelle	-43 €/a	19.4%	37.6%	1861 kWh/a	3092 kWh/a	2215 kWh/a
d) Heizung & TWW: b) und c)	-76 €/a	26.2%	48.3%	2518 kWh/a	2697 kWh/a	2476 kWh/a
e) Heizung & TWW: Zeitalg.	-49 €/a	20.2%	39.0%	1939 kWh/a	3039 kWh/a	2239 kWh/a

Abbildung 94: Ergebnisse TU Dresden – Verschiedenen Algorithmen für EFH zur Erhöhung des Eigenverbrauchs von PV-Strom [15]

In der Berechnung der Fachhochschule Münster kann durch eine intelligente Steuerung ein Eigenverbrauchsanteil (PV-Eigennutzung) von 50% erreicht werden. Die Steigerung wird hier nur durch eine Optimierung der Warmwasserbereitung erzielt. Würde zudem noch die Spei-



cherung in Pufferspeichern, dem Fußboden oder der Raumlufte berücksichtigt werden, so ist eine weitere, deutliche Steigerung zu erwarten.

spezifischer Ertrag [kWh/(kWp*a)]	6 kWp; Süd; 30° Neigung			10 kWp; Ost/ West; 30° Neigung		
	Haushalt	mit WP	optimiert	Haushalt	mit WP	optimiert
Ertrag [kWh/a]	5.772			7.840		
Eigenverbrauch [kWh/a]	1.987	2.509	2.944	2.191	2.820	3.495
Eigenverbrauchsanteil [%]	34,8	43,9	51,0	27,9	36,0	44,6
WP gedeckt durch PV [%]	13,0			23,9		
	15,7			32,5		

Abbildung 95: Ergebnisse FH Münster –Erhöhung des Eigenverbrauchs von PV-Strom, EFH Neubau [16]



10. KOMFORTMESSUNGEN ZUR BEHAGLICHKEITSBEWERTUNG (AP6)

Thermische Behaglichkeit ist in Wohngebäuden gegeben, „wenn der Mensch Lufttemperatur, Luftfeuchte, Luftbewegung und Wärmestrahlung in seiner Umgebung als optimal empfindet und weder wärmere noch kältere, weder trockenere noch feuchtere Raumluft wünscht“. 0[17, 18]

Zur detaillierten Analyse des thermischen Komforts im EnergiePLUS Haus und dem Vergleich mit den Norm-Werten werden neben den Langzeitmessungen von Raumlufttemperatur und relativer Luftfeuchte zusätzliche Kurzzeitmessungen zur detaillierten Bewertung der Behaglichkeit im Wohn- und Essbereich durchgeführt. Die Kurzzeitmessungen erfolgen in der Winter-, Übergangs – und Sommerzeit und bieten eine komplexere Erfassung von relevanten Raumklimadaten.

Über die Messungen sollen Einflüsse oder Einschränkungen ermittelt werden, die sich zum einen aus der Bauweise des Gebäudes – große Fensterfront nach Süden, luftdichte Gebäudehülle und niedrige Wärmedurchgangskoeffizienten – und dem Energiekonzept – Lüftungsanlage, Fußbodenheizung – von hochenergieeffizienten Gebäuden ergeben. Zum anderen sollen mögliche Einfluss aus den Regelstrategien zur Eigenstromnutzung und damit die Auswirkungen der Überhitzung der thermischen Gebäudemasse untersucht werden.

Aus den Ergebnissen ergibt sich ein umfassendes Bild des thermischen Komforts im Gebäude, dessen Methodik für die Bewertung im Folgenden näher erläutert wird.

10.1. MobilLAB

Die Komfortmessungen werden mit einer mobilen Messstation (MobileLAB) zur Analyse und Bewertung der thermischen Behaglichkeit (siehe Abbildung 96) im Wohn- und Essbereich des Hauses durchgeführt. Das Messgerät ist am Esstisch aufgestellt und wird von den Personen im Raum nicht beeinflusst. Während der Messung werden die üblichen Nutzungsbedingungen in einem Wohngebäude abgebildet. Ein verändertes Nutzerverhalten ist nicht vorgesehen.

Die bewegliche Messeinheit entspricht den Anforderungen der Normen DIN EN ISO 7726:2002 und DIN EN ISO 7730:2006. Die publizierten Erfahrungen aus umfangreichen Feldforschungen werden bei der Konstruktion bzw. Anordnung und Auswahl der Messinstrumente berücksichtigt. Die Sensoren stimmen mit den europäischen Normen (CE) überein und wurden vor Beginn der Untersuchungen kalibriert. Eine Beschreibung der wichtigsten Sensoreigenschaften ist im Anhang im Kapitel 12.4 dokumentiert.

Mit dem MobileLab werden die Werte der Lufttemperatur, der Taupunkttemperatur, der operativen Raumtemperatur, der Asymmetrie der Strahlungstemperatur und der Luftgeschwindigkeit erfasst. Mit Ausnahme der Lufttemperatursensoren, die sich in einer Höhe von 1,1 m (Kopfhöhe) und 0,1 m (Knöchelhöhe) über dem Fußboden befinden, sind alle Sensoren in einer Höhe von 1,1 m über dem Fußboden am Mobile-LAB angeordnet (siehe Abbildung 96)

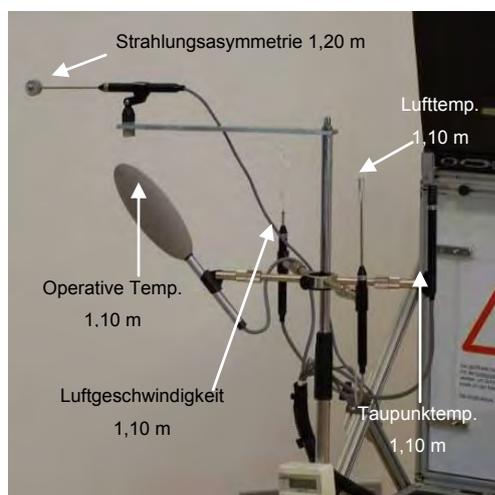


Abbildung 96: MobileLAB – mobile Messstation zur Analyse der thermischen Behaglichkeit

10.2. Auswertung Nutzerkomfort

Ziel des Spot-Monitorings ist es, die thermische Behaglichkeit zu ermitteln, um so das Raumklima individuell bewerten zu können.

Thermische Behaglichkeit ist eine Basisgröße für körperliches und geistiges Leistungsvermögen. Sie wird durch die physikalischen Größen:

- operative Raumtemperatur, ermittelt aus Raumlufttemperatur und mittlerer Strahlungstemperatur der Raumumschließungsflächen,
- relativer Raumluftfeuchtigkeit,
- Luftgeschwindigkeit,
- Zugluftrisiko,
- Strahlungstemperaturasymmetrie und
- Temperaturgradient

bestimmt.



Zur Bewertung der Zugluft wird nach DIN EN ISO 7730 aus den Parametern Lufttemperatur, mittlere Luftgeschwindigkeit und Turbulenzgrad ein prozentualer Anteil Unzufriedener ermittelt. Strahlungsasymmetrie zwischen gegenüberliegenden Bauteiloberflächen, verursacht durch warme bzw. kalte Decken oder Wände, kann thermische Unbehaglichkeit hervorrufen. Der Temperaturgradient bzw. die Temperaturschichtung beschreibt den Unterschied zwischen der Lufttemperatur am Boden (0,1 m über dem Boden) und auf Körperhöhe (1,1 m). Darüber hinaus werden weitere Größen berechnet bzw. abgeleitet:

- PMV - **P**redicted **M**ean **V**ote und
- PPD - **P**redicted **P**ercentage of **D**issatisfied

Aus den gemessenen Größen kann der **PMV-Index** (**P**redicted **M**ean **V**ote-Index) ermittelt werden, der eine Vorhersage über das zu erwartende mittlere Votum zur thermischen Behaglichkeit erlaubt. Grundlage der Berechnung sind experimentelle Untersuchungen in verschiedenen Raumklimaten und entsprechende statistische Auswertungen.

Aus den gemessenen physikalischen Größen kann auch ein Prozentsatz unzufriedener Nutzer berechnet werden – der „**PPD- Index**“ (**P**redicted **P**ercentage of **D**issatisfied-Index).

Die Bewertung erfolgt in Anlehnung an DIN EN ISO 7730:2006 über die Bildung von Kategorien (A, B, C) wie in Tabelle 28 dargestellt. Mit der Kategorie A (Gut) wird ein PMV-Index zwischen - 0,2 und + 0,2 bewertet.

Die Kriterien und Kategorien zur Bewertung der thermischen Behaglichkeit beziehen sich auf die DIN EN ISO 7730 und die DIN EN 15251 und sind in Tabelle 28 zusammengestellt.



Messwert	Kategorie A	Kategorie B	Kategorie C	Normative Grundlage
Operative Temperatur	W: $21^{\circ}\text{C} \leq T_{\text{op}} \leq 23^{\circ}\text{C}$ S: $23,5^{\circ}\text{C} \leq T_{\text{op}} \leq 25,5^{\circ}\text{C}$	W: $20^{\circ}\text{C} \leq T_{\text{op}} < 21^{\circ}\text{C}$ W: $23^{\circ}\text{C} < T_{\text{op}} \leq 24^{\circ}\text{C}$ S: $23,0^{\circ}\text{C} \leq T_{\text{op}} < 23,5^{\circ}\text{C}$ S: $25,5^{\circ}\text{C} < T_{\text{op}} \leq 26,0^{\circ}\text{C}$	W: $19^{\circ}\text{C} \leq T_{\text{op}} < 20^{\circ}\text{C}$ W: $24^{\circ}\text{C} < T_{\text{op}} \leq 25^{\circ}\text{C}$ S: $22,0^{\circ}\text{C} \leq T_{\text{op}} < 23,0^{\circ}\text{C}$ S: $26,0^{\circ}\text{C} < T_{\text{op}} \leq 27,0^{\circ}\text{C}$	DIN EN ISO 7730:2006 (W: Winter; S: Sommer)
Relative Feuchte	40 – 50 %	30 – 40 % 50 – 60 %	30 – 20 % 60 – 70 %	prEN 15251:2007
Luftgeschwindigkeit	W: $v_a \leq 0,10$ S: $v_a \leq 0,12$	W: $0,10 < v_a \leq 0,16$ S: $0,12 < v_a \leq 0,19$	W: $0,16 < v_a \leq 0,21$ S: $0,19 < v_a \leq 0,24$	DIN EN ISO 7730:2006 (W: Winter; S: Sommer)
Zugluftrisiko	$\text{DR} < 10\%$	$10\% \leq \text{DR} < 20\%$	$20\% \leq \text{DR} < 30\%$	DIN EN ISO 7730:2006
Strahlungsasymmetrie (vertikal)	$< 10\text{ K}$ (Kühle Wand) $< 23\text{ K}$ (Warme Wand)	$< 10\text{ K}$ (Kühle Wand) $< 23\text{ K}$ (Warme Wand)	$< 13\text{ K}$ (Kühle Wand) $< 35\text{ K}$ (Warme Wand)	DIN EN ISO 7730:2006
Temperaturgradient	$\Delta t < 2\text{ K}$	$2\text{ K} \leq \Delta t < 3\text{ K}$	$3\text{ K} \leq \Delta t < 4\text{ K}$	DIN EN ISO 7730:2006
CO ₂ -Gehalt	$< 1.000\text{ ppm}$	1.000 – 1.500 ppm	$> 1.500\text{ ppm}$	DIN 1946-2:1994
CO ₂ -Gehalt über Außenluft	400 – 800 ppm	800 – 1.000 ppm	1.000 – 1.400 ppm	DIN EN 13779:2007
PMV	$-0,2 < \text{PMV} < +0,2$	$-0,5 < \text{PMV} \leq -0,2$ $+0,2 \leq \text{PMV} < +0,5$	$-0,7 < \text{PMV} \leq -0,5$ $+0,5 \leq \text{PMV} < +0,7$	DIN EN ISO 7730:2006
PPD	$\text{PPD} < 6\%$	$6\% \leq \text{PPD} < 10\%$	$10\% \leq \text{PPD} < 15\%$	DIN EN ISO 7730:2006

Tabelle 28: Bewertungskriterien des Raumkomforts im Rahmen des Spot-Monitorings in der Berghalde

Im Rahmen des Forschungsprojekts werden zu folgenden Perioden Messungen durchgeführt:

Winter: 28.11. – 30.11.2013, 04. - 14.02.2014 und 23.01. – 03.02.2015

Übergang: 08. – 22.05.2014 und 20. – 29.05.2015

Sommer: 14. - 21.08.2014

Anhand der aufgezeichneten Werte der beschriebenen Messgrößen wird der Raumkomfort in der Berghalde zu oben beschriebenen jahreszeitlichen Perioden (Abbildung 97 bis Abbildung 101) bewertet.

Operative Raumtemperatur / relative Raumlufftfeuchte

In allen sechs Messperioden beträgt die operative Raumluffttemperatur ganzjährig 20 bis 25°C. Dies entspricht einem guten bis eingeschränkten Normbereich. In der Sommerzeit können die operativen Raumluffttemperaturen aufgrund der Raumkühlung über die Fußbodenheizung auf Messwerte unter 25°C gehalten werden.

Die relative Raumlufffeuchte schwankt innerhalb der Messzeiträume zwischen 10 bis 80%. In den Winterperioden ist die relative Raumlufffeuchte einmal im akzeptablen Bereich (50 - 60%) und im darauffolgenden Winter zu trocken (<30%). In der Übergangszeit variieren die Messwerte ebenfalls von gut (30-50%) bis zum eingeschränkten Komfortbereich (feucht, >60%). Im Sommer 2014 konnte die Messung aufgrund eines defekten Feuchtefühlers nicht ordnungsgemäß durchgeführt werden. Das Behaglichkeitsempfinden wird durch die schwankende Raumlufffeuchte eingeschränkt.

In den Winter- bzw. Heizperiode wird häufig von trockenen Räumen gesprochen. Dies tritt auch bei der Berghalde auf. Grund ist u.a. die Lüftungsanlage, die durch die WRG der Außenluft die Feuchtigkeit entzieht (Abbildung 99) und dann keine Befeuchtung der Zuluft bietet.

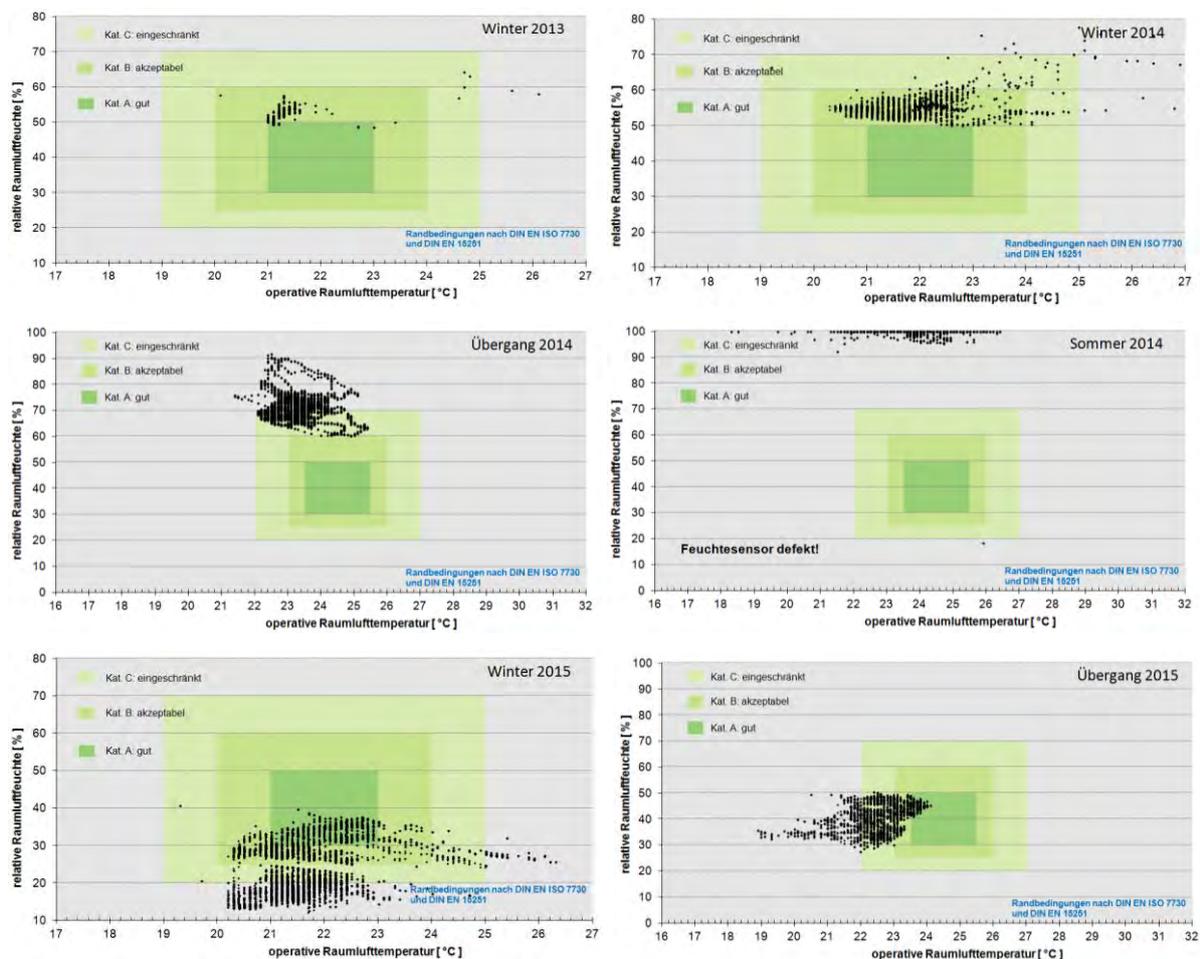


Abbildung 97: Bewertung der operativen Raumtemperatur und relativen Raumlufffeuchte

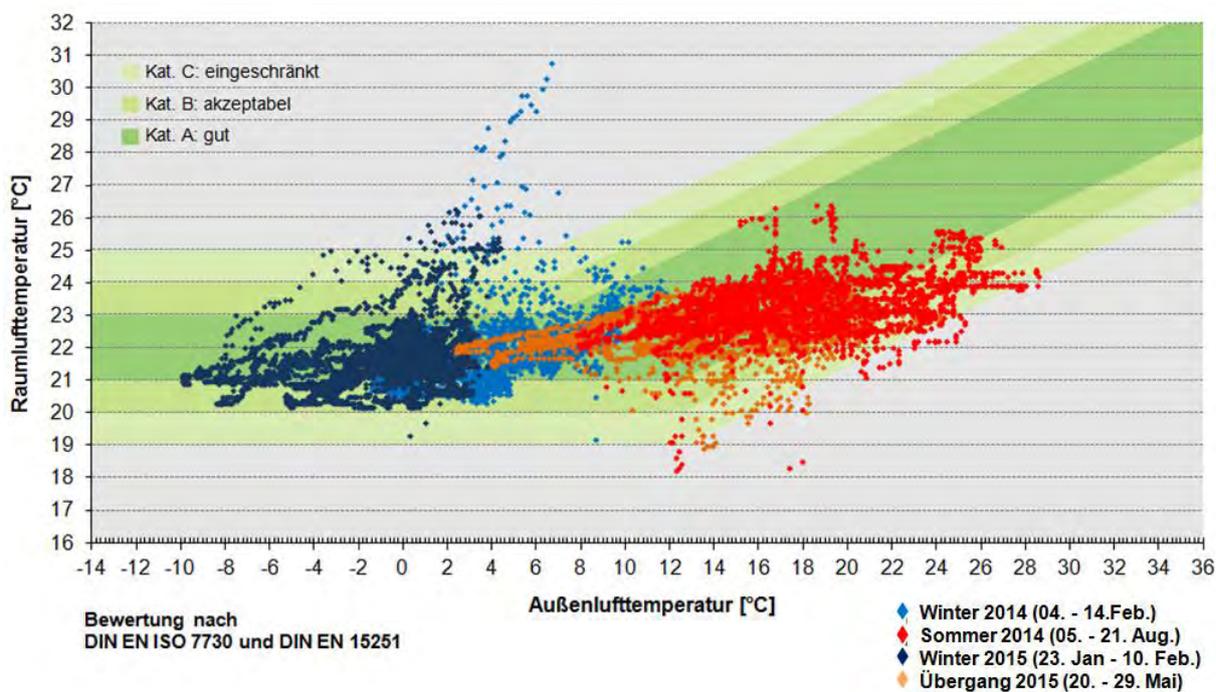


Abbildung 98: Bewertung der operativen Raumlufftemperatur über der Außenlufttemperatur

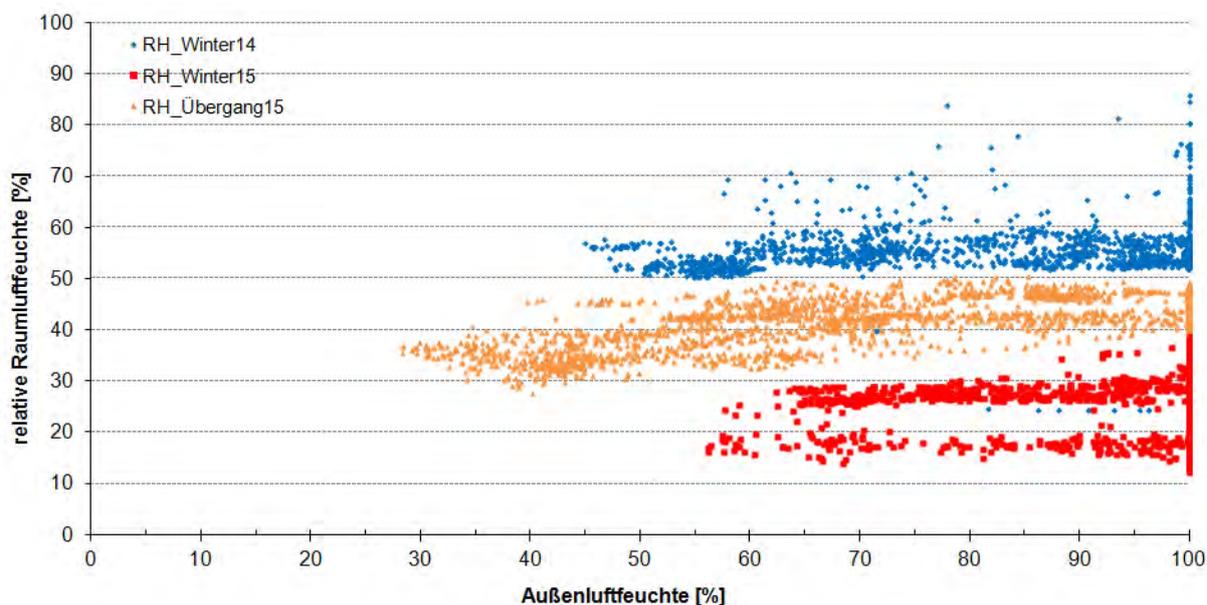


Abbildung 99: Bewertung der relativen Raumlufffeuchte über der Außenluftfeuchte

Luftgeschwindigkeit

Beispielhaft für die weiteren Bewertungskriterien wird die Luftgeschwindigkeit betrachtet. Es ist festzustellen, dass erhöhte Luftgeschwindigkeiten $> 0,15$ m/s hauptsächlich in den Heizperioden auftreten. Dies ist darin zu begründen, dass zu den Zeiten ein Temperaturgefälle von Fensterfläche zu Raum besteht, welches zu Luftgeschwindigkeiten im eingeschränkten Bereich führen kann. Vereinzelt Peaks in der Luftgeschwindigkeit können auch auf Bewegungen im Raum zurückzuführen sein.

Zusammenfassend ist aufzuführen, dass in allen erfassten Messperioden der größte Teil der Messwerte im guten bis akzeptablen Komfortbereich liegen (Abbildung 100).

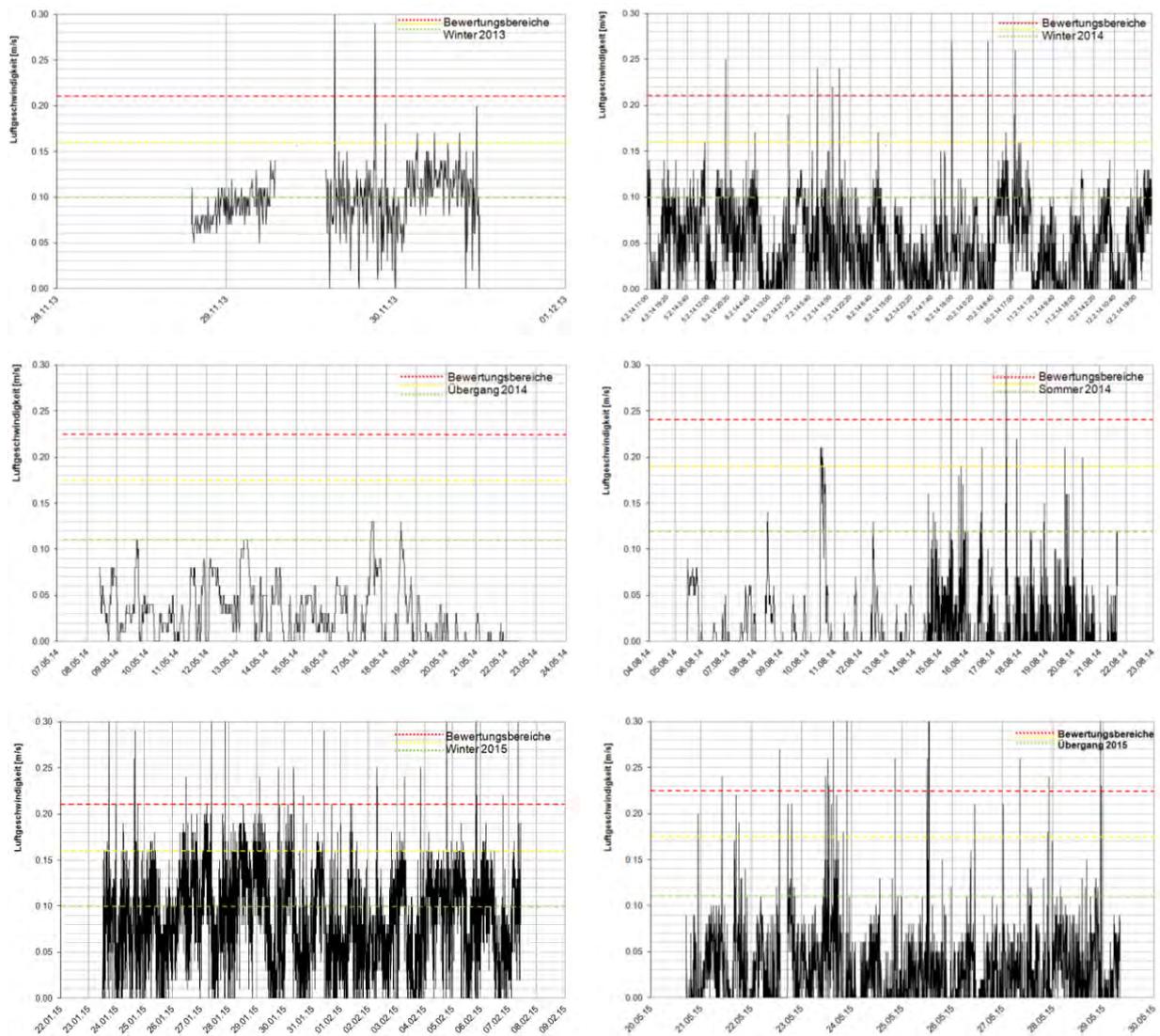


Abbildung 100: Bewertung der Luftgeschwindigkeit



Predicted Mean Vote (PMV)

Anhand von Abbildung 101 ist zu erkennen, dass der PMV-Wert im tageszeitlichen Verlauf unterschiedlich ausfällt. Dabei ist auffallend, dass tagsüber (10 – 20 Uhr, blaue Markierung) ein guter bis akzeptabler Komfort im Gebäude erzielt wird und in der Nacht der PMV abfällt. Da in der Nacht die Einhaltung des PMV im Wohn- und Essbereich nicht erforderlich ist, wirkt sich diese Feststellung nicht verschlechternd auf die Bewertung des Raumkomforts aus. Es ist zudem festzustellen, dass im Winter 2015 ein eingeschränkter Komfort vorliegt und die Werte in der Skala unter -0,5 fallen und damit aus dem als eingeschränkt behaglichen Bereich herausfallen. Der PMV bildet sich aus allen gemessenen Bewertungskriterien. Da im Winter 2015 die Raumluftfeuchte sehr trocken war, spiegelt sich dies auch im PMV und somit in der Gesamtbewertung des Komforts wieder.

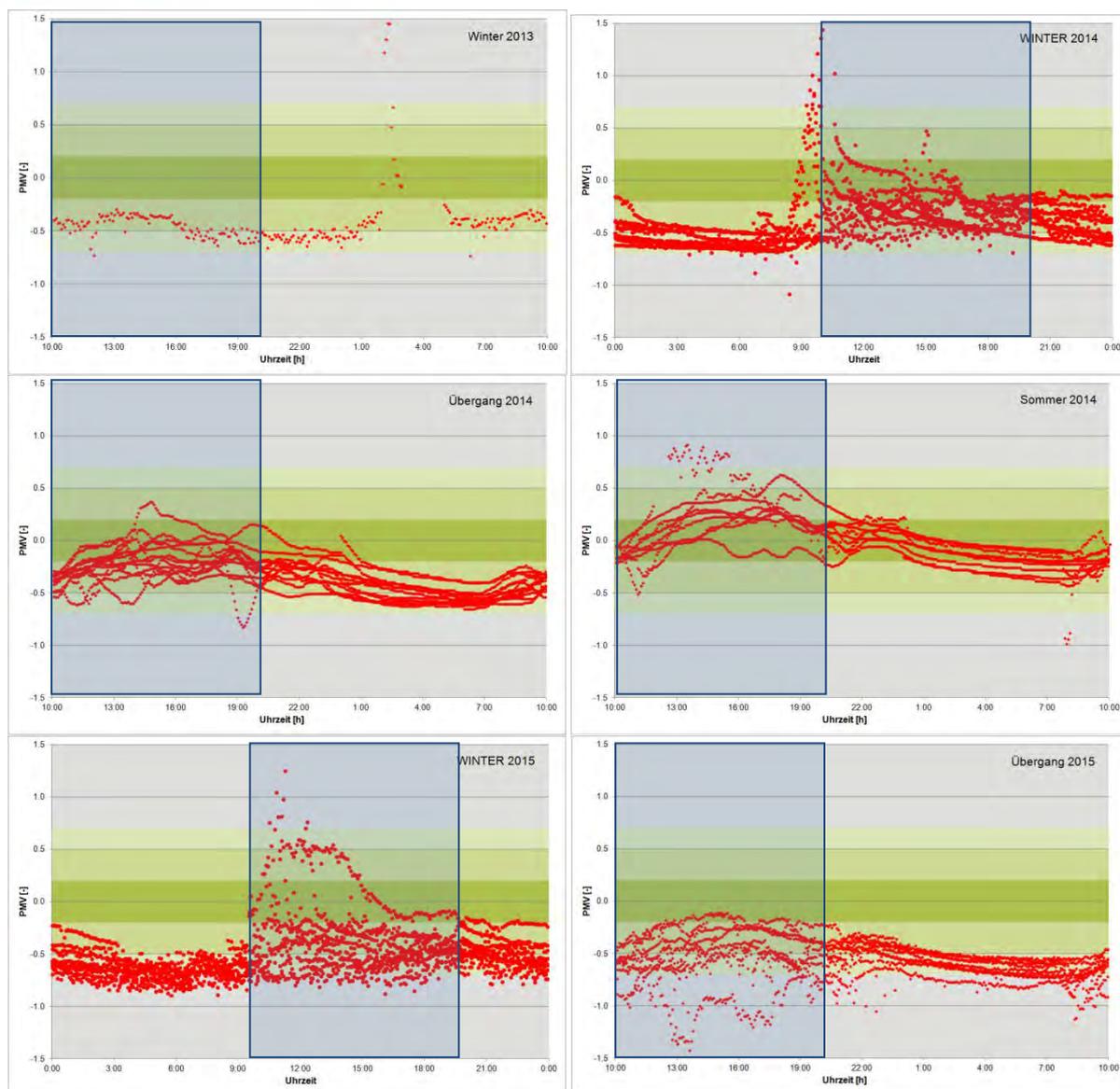


Abbildung 101: Bewertung des PMV im tageszeitlichen Verlauf (blauer Rahmen 10 - 20 Uhr)

Gesamtbewertung und Predicted Percentage of Dissatisfied (PPD)

In der Gesamtauswertung aller messtechnisch erfassten und bewerteten Messgrößen, wie Strahlungstemperaturasymmetrie, Zugluftrisiko, operative Raumtemperatur, und unter der Bildung des PPD (predicted percentage of dissatisfied) ist für alle sechs Messperioden festzustellen (Tabelle 29), dass in den einzelnen Bewertungskategorien die Kriterien für einen guten Komfort eingehalten werden. Wie bereits in der Auswertung der relativen Raumluftfeuchte angemerkt wird, bestehen hier Einschränkungen im Raumkomfort.

Bei der Betrachtung des PMV und PPD (Prozentsatz unzufriedener Nutzer) ist allerdings zu vermerken, dass der Nutzer theoretisch (gemäß Berechnung des PPD) nicht zufrieden mit dem thermischen Komfort im Gebäude sein sollte.

Dies spiegelt jedoch nicht das Votum der Nutzer wieder, die sehr zufrieden mit dem Komfort sind und keine Einschränkungen verspüren.

Legende

Grün - gut

Gelb - akzeptabel

Rot - eingeschränkt

Grau – außerhalb des Bewertungsbereiches

Gesamtsituation Nutzerkomfort	Übergang Mrz 2013	Winter Feb. 2014	Übergang Mai 2014	Sommer Aug. 2014	Winter Feb. 2015	Übergang Mai 2015
Mittlere Luftgeschwindigkeit	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün
Zugluft-Risiko	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün
Temperaturgradient / -schichtung	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün
Strahlungsasymmetrie	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün
Operative Raumlufthtemperatur	Grün	Grün	Grün	Gelb	Grün	Grün
Relative Raumlufffeuchte	Grün	Gelb	Rot	Grau	Rot	Grün
PMV	Gelb	Gelb	Gelb	Grün	Rot	Rot
PPD (predicted percentage of dissatisfied)	Gelb	Gelb	Gelb	Grün	Rot	Rot

Tabelle 29: Ergebnisse Spotmonitoring „Berghalde“

Zusammenfassend kann für den thermischen Raumkomfort in der Berghalde festgestellt werden, dass durch die Umsetzung der Überhitzungsregelung zur Steigerung des Eigenstromanteils keine Einschränkungen im Raumkomfort (operative Raumlufthtemperatur) vorhanden sind. Die auftretenden Einschränkungen in der Luftfeuchtigkeit rühren nicht aus der Erhöhung der

Oberflächentemperatur, sondern sind herkömmliche Probleme, die in der Heizperiode auftreten und zudem durch nicht befeuchtete Lüftungsanlagen mit WRG verstärkt werden.

Des Weiteren treten auch keine Einschränkungen durch die große Fensterfront nach Süden auf. Hier kann durch einen automatischen Sonnenschutz und die Fußbodenkühlung im Sommer einer Überhitzung entgegengewirkt werden.

11. VISUALISIERUNG DER GEBÄUDEPERFORMANCE (AP7)

Für die Darstellung und Präsenz der Verbrauchswerte und der Performance des Hauses werden Visualisierungen erzeugt und dem Nutzer sowie Interessierten zur Verfügung gestellt. Die Visualisierung sind aktuelle und historische Bilanzen und beinhaltet die Jahres-, Monats – und Tagesverbräuche u.a. im Vergleich zum Vorjahr, -monat oder –tag.

11.1. Online-Visualisierung

Über einen Online Zugang können die in Abbildung 102 bis Abbildung 104 aufgeführten Grafiken aufgerufen werden. Es handelt sich dabei zum einen um die Visualisierung des aktuellen Energieflusses des Stroms von der PV-Produktion bis zu den einzelnen Verbrauchern im Gebäude. Des Weiteren wird auch der Wärmefluss von den Erdwärmesonden bis in die Fußbodenheizung dargestellt.

Zum anderen wird detailliert die Leistung und die Arbeit der PV-Anlage, des Stromverbrauchs sowie der Ladezustand der Batterien betrachtet. Hier kann zudem zwischen einer Visualisierung von einer Woche, dem aktuellen Tag oder der letzten 24 Stunden gewählt werden.

Mittels der dritten Darstellung kann der Nutzer anhand von historischen Daten feststellen und vergleichen, wie der derzeitige Verbrauch und die PV-Produktion im Vergleich zum letzten Monat oder Jahr liegen.

Durch die Online Aufbereitung können die Verbräuche überall eingesehen werden. Im Haus selber wird hierzu ein Tableau im Wohnbereich genutzt (Abbildung 105), das es jederzeit ermöglicht die Performance des Gebäudes zu verfolgen. Neben der Visualisierung wird das Tableau vom Nutzer auch zur Einstellung u.a. der Beleuchtung und der Raumtemperatur genutzt.

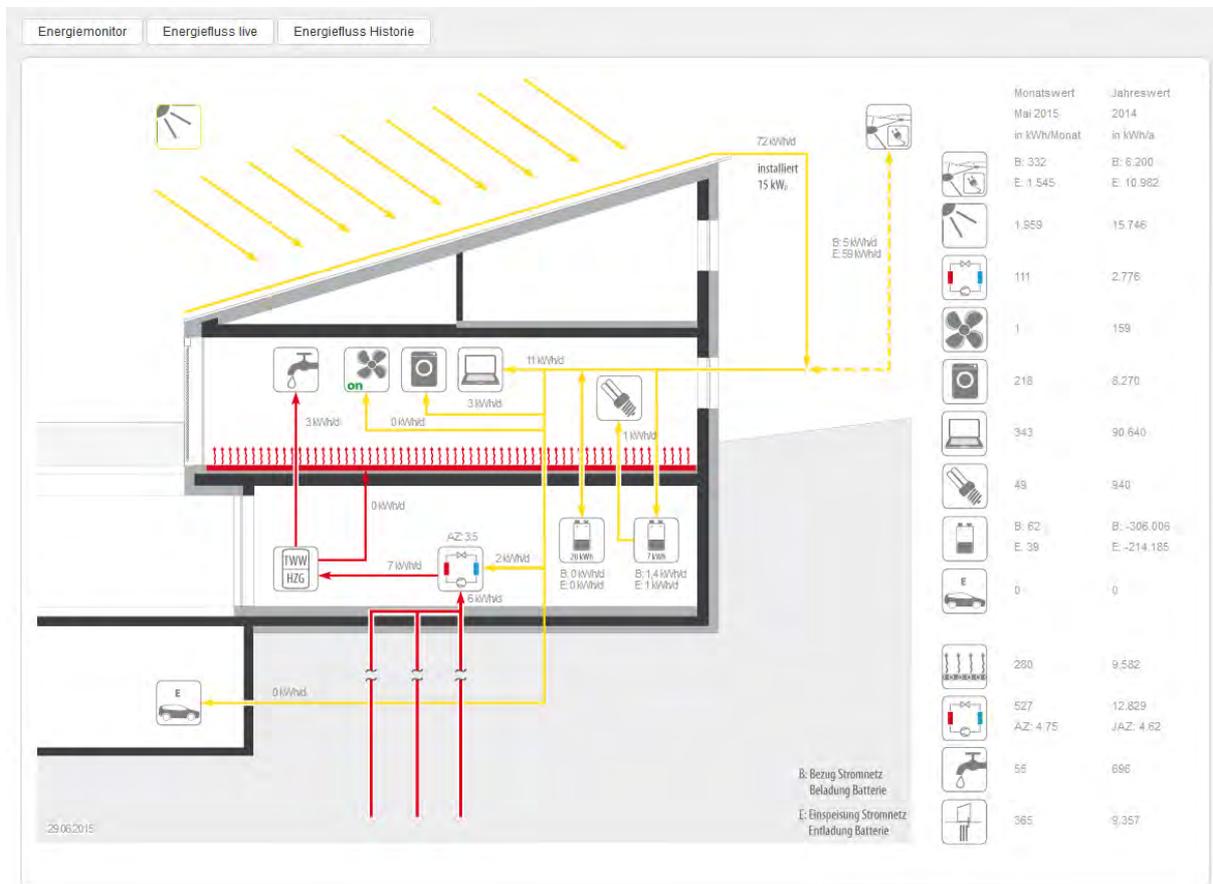


Abbildung 104: Grafische Darstellung der historischen Verbräuche



Abbildung 105: Tableau im Gebäude

11.2. DDC / Rechner

Über die DDC bzw. dem Leittechnik-Rechner kann der Nutzer ebenfalls die aktuellen Zählerstände und Leistungen der Strom sowie Wärmemengenzähler abrufen. Des Weiteren wird hier über eine grafische Oberfläche die Betriebsmodi, die Wärmepumpe sowie die Lüftung angesteuert und manuell eingestellt. Auch die Raumtemperaturen sowie die Temperaturen im System (Vor- und Rücklauf) können hier eingesehen und manuell geändert / angepasst werden.



The screenshot displays a comprehensive DDC control interface. At the top, there are three main mode buttons: 'Kühlen Manuell' (active), 'Tofzone Manuell', and 'Heizen Manuell'. Below these, the active mode is set to 'Kühlen'. The interface includes several control panels for different zones (S1, S2, S3, S4, S5, S6) and a 'Wärmepumpe' (heat pump) section. Each zone panel features a slider and a 'Normal' button. The bottom section contains several data tables for energy meters (WMZ1 to WMZ7) and temperature sensors (T1 to T7), providing real-time readings for various parameters like energy, power, and temperature.

Abbildung 106: Beispiele der Darstellung auf der DDC



12. ANHANG

12.1. Veröffentlichungen

Die Ergebnisse des Projekts wurden entsprechend dem Bearbeitungsfortschritt bereits veröffentlicht.

Erfolgte Veröffentlichungen / Präsentationen

Ausgabe		Titel	
Das Haus: Energie Spezial	Januar 14	Mit Power ins Plus	Artikel
TAB	April 14	Auf dem virtuellen Prüfstand „energie navigator“ prüft Energieplus Gebäude Berghalde	Artikel
Eurosun 2014	September 2014	Smart building as a power plant – energy plus house with energy charge management	Vortrag und Paper
9 th International Energy Forum on Advanced Building Skins	Oktober 2014	PLUS-Energy Houses – A concept for future demonstration project Berghalde	Vortrag und Paper
6. EffizienzTagung Bauen+Modernisieren	November 2014	EnergiePlus-Gebäude: Konzept mit Zukunft Demonstrationsprojekt Berghalde	Vortrag und Paper
DKV-Deutscher Kälte- und Klimatechnische Verein	November 2014	EnergiePlus-Gebäude: Konzept mit Zukunft Demonstrationsprojekt Berghalde	Vortrag und Paper
OTTI 30. Symposium Photovoltaische Solarenergie	März 2015	Konzept mit Zukunft - Steigerung des Eigenstromverbrauchs im Plus-Energie-Haus Berghalde	Poster und Paper
IRES 2015	März 2015	Increase of PV-Solar fraction in PLUS-Energy Houses – demonstration project Berghalde	Poster und Paper
Dialogplattform Power to heat	Mai 2015	PV to Heat im „Stromhaus“ - Ergebnisse aus Systemanalysen und Betriebserfahrungen	Vortrag und Paper

Ausgabe		Titel	
OTTI Fachforum Energieeffizienzhaus- Plus	Juli 2015	Plus-Energie-Haus Berghalde – Vier Jahre Betriebserfahrung und Betriebsoptimierung	Vortrag und Paper
HLH	5/2015	Konzept mit Zukunft: Das Gebäude als Kraftwerk Eine Bilanz der ersten vier Betriebsjahre	Artikel
Solarzeitalter EUROSOLAR e.V.	Ausgabe 3/2015	Steigerung des Eigenstromverbrauchs in Plus-Energie-Häusern - Demonstrationspro- jekt Berghalde	Artikel

Zudem ist das Gebäude Teil des Netzwerks Effizienzhaus Plus und wird im Programm der Forschungsinitiative ZukunftBau publiziert.

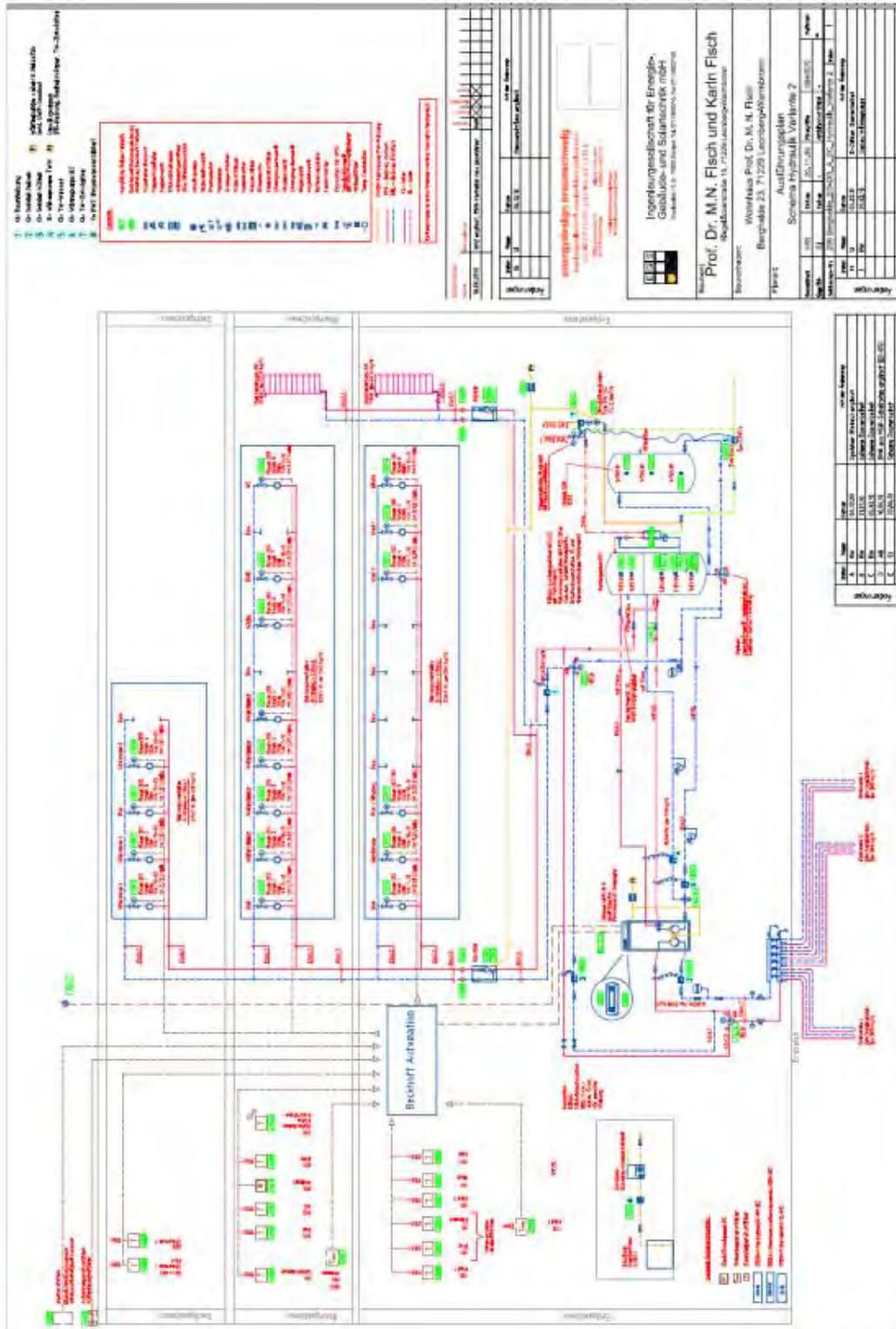
12.2. Eck- und Kenndaten zum EnergiePLUS Gebäude Berghalde

Objekt	EnergiePLUS-Gebäude
Standort	Leonberg-Warmbronn
Bauherr	Univ. Prof. Dr. M. Norbert Fisch, Karin Fisch
Architekt und Innenarchitekt	Berschneider + Berschneider, Pilsach bei Neumarkt i.d. OPf., www.berschneider.com
Energiedesign	EGSplan, Stuttgart, Univ. Prof. Dr. M. Norbert Fisch
Monitoring	IGS, TU Braunschweig, www.tu-braunschweig.de/igs
Technische Gebäudeausrüstung	EGS-Plan, Stuttgart Energydesign Stuttgart, www.stz-egs.de
Tragwerksplanung	PG Kuhn, Sindelfingen
Bauleitung	W. Munz, Warmbronn
Rohbau	Hirschberger, Bad Liebenzell
Fenster/Fassade	Häußler, Speyer
TGA Ausführung	BPS, Warmbronn



GLT/IT	Imtech, Stuttgart
LED/Batterie	MondayVision, Stuttgart
Planungs- und Bauzeit:	Planung: Okt. 2008 - Sept. 2009 Bauzeit: Sept. 2009 - Sept.2010
Grundstücksfläche	876 m ²
Wohnfläche	260 m ²
Bruttogeschossfläche BGF	595 m ²
Brutto-Rauminhalt BRI	1747 m ²
A/V _e Verhältnis	0,641 m ⁻¹
Primärenergiebedarf	34,3 kWh/m ² a
Jahres-Heizenergiebedarf (EnEV)	40,5 kWh/m ² _{ANa}
U-Wert Außenwand	0,15 [W/m ² K]
U-Wert Dach	0,12 [W/m ² K]
U-Wert Bodenplatte	0,30 [W/m ² K]
U-Wert Fenster	0,6-0,8 [W/m ² K]
Luftdichtigkeit (Blower Door)	N ₅₀ = 0,50 1/h
Wärmeerzeugung	erdgekoppelte Wärmepumpe (max. 2,2 kW _{el} , 10 kW _{th})
Kälteerzeugung	regenerative Kühlung über Erdreich-Wärmetauscher (ca. 1 bis 1,5 kW (Erdreich-WT)) bzw. Erdwärmesonden (ca. 6 bis 9 kW)
Stromerzeugung	dachintegrierte Photovoltaik (15 kW _p)
Lüftung	kontrollierte Zu- und Abluftanlage mit WRG (max. 250 m ³ /h)

12.3. Hydraulikschema



12.4. Messfühler des MobileLAB

Die Messwerte werden beim „MobileLAB“ mit Hilfe den folgenden Fühler erfasst:

	Erfasste Größen und Messprinzip	Messgenauigkeit / Messbereich	Ansprech- zeit
Innova Typ MM0060	Messfühler zur Erfassung der operativen Raumtemperatur abhängig von Strahlung und Konvektion.	$\pm 0,2$ K; t_{op} (5 bis 40°C) $\pm 0,5$ K; t_{op} (-20 bis 50°C)	1 Min.
Innova Typ MM0034	Strahlungsgeschützter Messfühler zur Erfassung der Lufttemperatur (Pt100).	$\pm 0,2$ K; t_a (5 bis 40°C) $\pm 0,5$ K; t_a (-20 bis 50°C)	20 Sek.
Innova Typ MM0036	Der Strahlungstemperatur-Sensor besteht aus zwei gleichen Sensorseiten, die unabhängig voneinander die Strahlungstemperatur zweier sich gegenüberliegenden Halbräume messen.	$\pm 0,5$ K; $(t_r - t_a) < 15\text{K}$ ± 1 K; $(t_r - t_a) < 25\text{K}$ ± 2 K; $(t_r - t_a) < 50\text{K}$	15 sek..
Innova Typ MM0037	Zur Ermittlung der Taupunkttemperatur wird ein Spiegel zur Kondensation der Umgebungsluft abgekühlt. Der Kondensationspunkt entspricht der TP-Temperatur.	$\pm 0,5$ K; $(t_r - t_{dew}) < 10\text{K}$ ± 1 K; $(t_r - t_{dew}) < 25\text{K}$	1 Min. Messinter- vall (3 Min.)
Innova Typ MM0038	Die Ermittlung der Luftgeschwindigkeit nach dem Prinzip eines Konstanttemperatur- Anemometers. Erfasst wird die elektrische Leistung zur Aufrechterhaltung einer konstanten Temperatur-Differenz zwischen dem Prüf- und Referenzsensor.	$\pm(0,05 \cdot v_a + 0,05)$; $v_a < 1\text{m/s}$ $\pm(0,1 \cdot v_a)$; $1 < v_a < 10\text{m/s}$	< 0,2 Sek.
Ahlborn 7814-20	Eine Linse bündelt die vom Objekt abgestrahlte Infrarotenergie auf einen Detektor, der die Energie in ein elektrisches Signal umwandelt, um die Oberflächentemperatur zu messen. Der Detektor muss vor der Messung auf die Emissionsfaktor und Eigenschaften des Messobjektes abzustimmen.	± 1 K (0 bis 900°C) ± 2 K (-30 bis 0°C)	250 mSek.
DK302EXT- CMOSens	Miniaturdatenlogger mit externem Sensor zur Erfassung der Luftfeuchte und -temperatur.	± 2 % RH; (10 bis 90%) $\pm 0,5$ K; (-30 bis 120°C)	2 Sek.



12.5. Begriffe und Abkürzungen

Es werden Festlegungen und Erläuterungen für im Projekt verwendete Fachbegriffe dargestellt, um eine einheitliche Nomenklatur zu gewährleisten.

Energie

Primärenergie:	Energie von Energieträgern, die noch keiner Umwandlung unterworfen wurden (Anfang der Prozesskette).
Primärenergiefaktoren:	Empirisch ermittelte Kennwerte für die Umrechnung von (gemessenen) Endenergiemengen in Primärenergienmengen.
Endenergie:	Energie nach der Gewinnung, Aufbereitung und Umwandlung von Primärenergieträgern, z.B. Erdgas, elektrische Energie und Fernwärme.
Nutzenergie:	Energie, die am Ende einer Umwandlungskette dem Verbraucher für unterschiedliche Anwendungen zur Verfügung steht (z.B. Licht, Wärme oder mechanische Energie).
Endenergiebedarf:	Energie nach der Gewinnung, Aufbereitung und Umwandlung von Primärenergieträgern, z.B. Erdgas, elektrische Energie und Fernwärme. Mit „Energiebedarf“ werden Energie- bzw. Stoffmengen bezeichnet, die zur Erreichung von Sollwerten notwendig sind (z.B. nach rechnerischer Ermittlung entsprechend der Wärmeschutzverordnung). Der Bedarf ist immer ein Rechenwert, kein Messwert.
Endenergieverbrauch:	Mit „Verbrauch“ werden Energie- bzw. Stoffmengen bezeichnet, die im Betrachtungszeitraum tatsächlich umgewandelt wurden, z.B. die vom Energieversorger gelieferten Gas- oder Strommengen (Messwerte).

Flächen und Volumen

Im Projekt werden die Begriffe der DIN 277 und einige abgeleitete Flächen verwendet. Als Bezugsgrößen der Kennwerte für Energie und Kosten werden vorwiegend folgende Größen verwendet:

BRI:	„Der Brutto-Rauminhalt ist der Rauminhalt des Baukörpers, der nach unten von der Unterfläche der konstruktiven Bauwerkssohle und im übrigen von den äußeren Begrenzungsflächen des Bauwerks umschlossen wird“.
------	--



- V_e : V_e bezeichnet das beheizte Gebäudevolumen, das nach den Vorgaben und Regeln der EnEV ermittelt wurde.
- A_N : A_N bezeichnet die normierte Gebäudenutzfläche, die nach den Vorgaben und Regeln der EnEV rechnerisch ermittelt wurde.
- BGF: „Die Brutto-Grundfläche ist die Summe der Grundflächen aller Grundrissebenen eines Bauwerkes.“
- NGF: „Die Netto-Grundfläche ist die Summe der nutzbaren, zwischen den aufgehenden Bauteilen befindlichen Grundflächen aller Grundrissebenen eines Bauwerkes“.
- Wfl: Die Wohnfläche bezeichnet die Summe der anrechenbaren Grundflächen der Räume, die ausschließlich zu einer Wohnung gehören.

Weitere im Projekt verwendete Abkürzungen

EEWärmeG	Erneuerbare Energien Wärme Gesetz
EnEV	Energieeinsparverordnung
EWT	Erdreichwärmetauscher
FBH	Fußbodenheizung
FK	Freie Kühlung über das Erdreich
GK	Gaskessel
KMZ	Kältemengenzähler
MSR	Messen-Steuern-Regeln
OFT	Oberflächentemperatur
PS	Pufferspeicher
RL	Rücklauf
RLT	Raumluftechnik
ST	Solarthermie
UP	Umwälzpumpe
VL	Vorlauf
WLG	Wärmeleitgruppe
WMZ	Wärmemengenzähler
WP	Wärmepumpe
WRG	Wärmerückgewinnung



12.6. Quellen und Literatur zum Projekt

- [01] Bockelmann, Fisch, Stähr, Wilken: „Netto-Plusenergie-Gebäude mit Stromlastmanagement und Elektro-Mobilität“, Abschlussbericht, Forschungsinitiative Zukunft Bau des Bundesinstitutes für Bau-, Stadt- und Raumforschung (Aktenzeichen: SF-10.08.18.7-11.32 / II3-F20-10-1-068). 2013
- [02] Richtlinie des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung über die Vergabe von Zuwendungen für Modellprojekte im Effizienzhaus Plus-Standard, Anlage 1, Stand 2012
- [03] EffizienzhausPlus Netzwerk –
www.forschungsinitiative.de/effizienzhaus-plus/modellvorhaben/
- [04] Plesser, Stefan et al: „Der Energie-Navigator: Entwicklung eines teilautomatisierten Werkzeugs für die energieoptimierte Betriebsführung von Gebäuden“, Abschlussbericht zum Vorhaben Energie-Navigator (FKZ 0327444A). 2013
- [05] Plesser, Stefan: „Aktive Funktionsbeschreibungen zur Planung und Überwachung des Betriebs von Gebäuden und Anlagen“, Dissertation an der Technischen Universität Braunschweig, 2013
- [06] Kley, Christian: „EnergiePLUS – Gebäudesystemuntersuchung für eine 100 % erneuerbare Energieversorgung“, Masterarbeit, Biberach und Braunschweig, 2012
- [07] Fraunhofer Institut für Bauphysik (Hans Erhorn, Antje Bergmann): "Wege zum Effizienzhaus Plus", Broschüre 3. Auflage, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) Juni 2014
- [08] Kurzinformaton Energieeffizienz, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
<http://www.bmub.bund.de/themen/klima-energie/energieeffizienz/kurzinformaton/>



- [09] Hegger, Fafflok, Hegger, Passig: Aktivhaus das Grundlagenwerk – Vom Passivhaus zum Energieplushaus, Verlag Georg K. Callwey GmbH & Co. KG, München, 2013
- [10] Kley, Christian: „Untersuchungen zur Steigerung der Eigenstromnutzung in EnergiePLUS-Gebäuden“, Dissertation (in Bearbeitung), Braunschweig, 2015
- [11] TRaNsient SYstem Simulation program, Version 17; Programm zur instationären Systemsimulation von Gebäuden und Anlagen; entwickelt 1975 an der Universität von Wisconsin; Vertrieb in Deutschland über Transsolar Energietechnik GmbH, Curiestraße 2, 70563 Stuttgart, www.transsolar.com, 2010
- [12] VDI 3814 Teil 6: „Gebäudeautomation (GA) - Grafische Darstellung von Steuerungsaufgaben“, VDI-Fachbereich Technische Gebäudeausrüstung, Düsseldorf 2008
- [13] Imtech / IGS: „Funktionsbeschreibung V04 – Heizen / Kühlen / TWW / RLT – ISP 01 –“, vom 04.02.14 für das Gebäude Berghalde
- [14] synavision GmbH, Aachen, www.synavision.de
- [15] Schünemann, Felsmann: Photovoltaik im Effizienzhaus Plus – Optimierung des Eigenverbrauchs“, TU Dresden – Institut für Energietechnik aus Tagungsband und Vortrag bei OTTI Energieeffizienzhaus Plus, 14.+15.07.15, Hamburg
- [16] Fritsche, Björn: „Kombination von Heizungswärmepumpen und Photovoltaikanlagen im Einfamilienhaus“, Bachelorarbeit, Fachhochschule Münster, 2014
- [17] Deutsches Institut für Normung e.V.: DIN 1946-2:1994 – Raumluftechnik, Gesundheitstechnische Anforderungen (VDI-Lüftungsregeln). Beuth Verlag GmbH, Berlin, 01/1994.
- [18] Deutsches Institut für Normung e.V.: DIN 4108-2:2003-07 – Wärmeschutz und Energie-Einsparung in Gebäuden - Mindestanforderungen an den Wärmeschutz. Beuth Verlag GmbH, Berlin, 07/2003.



- [19] Bundesnetzagentur - EEG-Fördersätze für PV-Anlagen (Abruf August 2015)
- [20] Solarenergie-Förderverein Deutschland e.V. (SFV), Bundesgeschäftsstelle Aachen:
Bundesweite Aufnahme der monatlichen Stromertragsdaten von PV-Anlagen
www.pv-ertraege.de (Stand 17.09.2015)
- [21] Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e. V.: Branchenstatistik;
www.waermepumpe.de (Stand 17.09.2015)
- [22] Umweltbundesamt
www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen (Stand 17.09.2015)
- [23] BKI Baukosten 2015, Fachbuch - Statistische Kostenkennwerte
- [24] Schlosser, Fisch, Reiser, Kellner, Ruschin, Wilken: „future:solar - Systemanalyse zur solaren Energieversorgung“, Abschlussbericht, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (Förderkennzeichen 0325990A). 2015
- ...